



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО
ОБРАЗОВАНИЯ
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Ашировские чтения

Сборник статей всероссийской научно-практической конференции

Самара

Самарский государственный технический университет

2024

Издаётся по решению учёного совета СамГТУ (протокол №10 от 29.05.24)

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

A98

Ашировские чтения[Электронный ресурс]: сб. трудов Всероссийск. Науч.-практ. Конференции. Том 2 / Отв. Редактор *М.Е. Коваль*. – Самара: Самар. Гос. Техн. Ун-т, 2024. – 1 электрон. Опт. Диск.

ISBN978-5-7964-2234-2

Представлены труды Всероссийской научно-практической конференции, которые отражают результаты исследований и разработок сотрудников ВУЗов, НИИ и предприятий нефтяной и газовой промышленности Российской Федерации.

Сборник предназначен для научных работников, аспирантов, студентов, представителей производств.

Минимальные системные требования:

WindowsXP, MSOffice, AdobeAcrobatReader

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

A98

ISBN 978-5-7964-2234-2

©Авторы, 2024

©Самарский государственный технический университет, 2024

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

КОМПЛЕКСНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ДЕВОНСКИХ ГРАБЕННООБРАЗНЫХ ПРОГИБОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И ГИС <i>Н.М. Прилипко, А.А. Дубинова, Н.В. Киселева, А.М. Катеев.....</i>	18
ОПЕРАТИВНЫЙ ПОДСЧЁТ ЗАПАСОВ НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ <i>К.И. Ларионов, К.В. Авдеева, А.Н. Козлов.....</i>	22
О ВОЗМОЖНОЙ СВЯЗИ БИОГЕОФИЗИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА (ЛОЗОХОДСТВА) С ПРОЦЕССАМИ ВО ВНЕШНЕМ КРУГЕ КРОВООБРАЩЕНИЯ <i>В.В. Гусев, С.А. Корчагин, А.П. Мажара, Л.А. Марченкова, Ю.В. Трошенков.....</i>	25
НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ, ОКАЗЫВАЮЩИЕ ВЛИЯНИЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН <i>Д.И. Абдразакова, Р.Л. Хазитов, П.В. Ермаков.....</i>	37
АНАЛИЗ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СЛАБОКОНСОЛИДИРОВАННЫХ ОБРАЗЦОВ КЕРНА С ВОДОЙ, НАСЫЩЕННОЙ УГЛЕКИСЛЫМ ГАЗОМ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ) <i>Е.Г. Курбасов, С.Н. Бастриков, Э.Б. Гусейнов.....</i>	40
КОРРЕЛЯЦИОННЫЕ ЗАВИСИМОСТИ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД <i>Т.П. Илюхина.....</i>	44
ПРОВЕДЕНИЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ШЕЛЬФЕ МОРЯ, В Т.Ч. В АРКТИКЕ, С ПОМОЩЬЮ РОБОТИЗИРОВАННЫХ УСТРОЙСТВ МАКСИМАЛЬНО ЭФФЕКТИВНЫМ И ЭКОЛОГИЧНЫМ СПОСОБОМ <i>М.Э. Абделаал, В.В. Сеница, И.В. Нечаев.....</i>	45
БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	
ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВРАЩАТЕЛЬНОЙ ОСЦИЛЛЯЦИИ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН <i>Н.Д. Овчар, П.А. Гаранин.....</i>	53
ПРИМЕНЕНИЕ ЦЕМЕНТНО-БИТУМНОГО РАСТВОРА В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО РЕГИОНА <i>А.В. Сидоров, О.А. Нечаева.....</i>	58
ВЛИЯНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ МЕТОДОВ НА СВОЙСТВА БУРОВОГО РАСТВОРА <i>Л.В. Ермолаева.....</i>	62

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ПРИМЕНЯЕМЫХ С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ РАСТЕПЛЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД <i>Д.В. Вожегов, М.Е. Коваль, Д.А. Федосеев</i>	65
ФАКТОРЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЖЕЛОБНЫХ ВЫРАБОТОК И МЕТОДЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ <i>Н.В. Бобрик, В.А. Капитонов</i>	69
АНАЛИЗ ПРИЧИН ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН И МЕТОДЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ <i>Н.Е. Сергиенко, В.А. Капитонов</i>	72
ПОДХОДЫ И МЕТОДЫ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ СТенок СКВАЖИНЫ <i>П.Ю. Спиридонов, М.Е. Коваль</i>	76
ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ БУРЕНИЯ В ИНТЕРВАЛАХ С НЕСОВМЕСТИМЫМИ УСЛОВИЯМИ <i>В.А. Паньков, К.А. Шиповский</i>	81
РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОДБОРУ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПРОХОЖДЕНИЯ ИНТЕРВАЛА УГЛЕЙ НА КРАСНОЛЕНИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ <i>И.А. Царицын, М.Е. Коваль</i>	84
РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ПОСТРОЕНИЯ МОДЕЛИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПРИХВАТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ <i>С.А. Лукьянов, Е.О. Игнатьева, И.И. Гусманов</i>	89
АНАЛИЗ, ОЦЕНКА И ВЫБОР МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РАСЧЕТА ГРАДИЕНТОВ ГИДРОРАЗРЫВА ГОРНОЙ ПОРОДЫ <i>И.В. Капитанов, К.А. Шиповский</i>	94
ИССЛЕДОВАНИЕ АДГЕЗИОННОЙ ПРОЧНОСТИ ЦЕМЕНТНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В ИНТЕРВАЛАХ ЗАЛЕГАНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД <i>В.Н. Иванов, С.Н. Парфенова</i>	98
МОДЕРНИЗАЦИЯ КОНВЕЙЕРА ВЫНОСА ШЛАМА БУРОВОГО РАСТВОРА БЛОКА ОЧИСТКИ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ <i>П.И. Игнатьев, Е.О. Игнатьева</i>	102
ПРИЧИНЫ И ФАКТОРЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ МЕЖКОЛОННЫХ ДАВЛЕНИЙ И ПЕРЕТОКОВ <i>А.И. Сотников, В.А. Капитонов</i>	107

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО СПОСОБА ГЕРМЕТИЗАЦИИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ В ЗОНЕ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ НЕФТЕ-ВОДОПЕРЕТОКОВ <i>Д.П. Жуков, В.А.Капитонов</i>	111
СРАВНЕНИЕ ПРОЦЕССА ФИЛЬТРАТООТДАЧИ И СВОЙСТВ ФИЛЬТРАТОВ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ <i>О.А. Нечаева, В.А. Кузнецова</i>	114
МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ОСНОВАНИИ ТОЧЕЧНЫХ ЗАМЕРОВ <i>Е.О. Игнатьева, Е.Д. Иванов</i>	118
ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРИАЛА ДЛЯ ГЕРМЕТИЗАЦИИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ В ЗОНЕ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ НЕФТЕ-ВОДОПЕРЕТОКОВ <i>Д.П. Жуков, В.А.Капитонов</i>	122
ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ЦИКЛИЧЕСКИХ ЗНАКОПЕРЕМЕННЫХ ТЕМПЕРАТУР НА КРЕПЬ СКВАЖИН В ИНТЕРВАЛАХ ЗАЛЕГАНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД <i>А.И. Коптева, Д.А. Громов, В.И. Никитин</i>	126
СНИЖЕНИЕ РИСКА ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ ПРИХВАТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН <i>С.В. Сурков, В.А. Капитонов</i>	129
МЕТОДЫ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ РЕСУРСА БУРИЛЬНЫХ И НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ <i>А.В. Анисимов, А.А. Подъячев</i>	134
ПРОБЛЕМА ОЧИСТКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ОТ ЧАСТИЦ ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ <i>В.Г. Невзоров, Б.В. Каргин</i>	138
ПРОГНОЗИРОВАНИЕ, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОЛОГО-ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ <i>Д.А. Зюзина, К.А. Шиповский</i>	141
ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В ЗОНАХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД <i>Е.А. Бежин, Р.А. Хасаев</i>	143
АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ПОДХОДОВ К СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ РЕЦЕПТУРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН В ИНТЕРВАЛЕ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД <i>В.П. Ничипурук, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов</i>	149

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ПОДБОРА БУРОВОГО РАСТВОРА В ЗАДАННЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ <i>М.О. Федоров, К.А. Шиповский</i>	154
ТРЕБОВАНИЯ К БУРОВОМУ РАСТВОРУ ДЛЯ БУРЕНИЯ ОДНОВРЕМЕННО ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА И СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ <i>С.П. Спирин, С.Н. Парфёнова</i>	156
АСПЕКТЫ ВЫБОРА РЕЦЕПТУР БУРОВЫХ РАСТВОРОВ <i>Д.А. Хуторсков, М.Е. Коваль</i>	159
ВЛИЯНИЕ СО₂ НА ЦЕМЕНТНЫЙ КАМЕНЬ <i>А.С. Сусоев, В.А. Капитонов</i>	162
ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗГИБНОЙ ПРОЧНОСТИ СУЛЬФАТОСТОЙКИХ ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ <i>Ф.Ф. Ибрагимов, Б.В. Каргин</i>	168
МЕТОДЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОТОКОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН <i>С.Н. Парфенова, А.Н. Сапрыкин, С.Ю. Милькова</i>	173
МЕТОД МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ СОВМЕСТНОГО ПОТОКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ В ПРИСТЕНОЧНОМ ПРОСТРАНСТВЕ СКВАЖИНЫ <i>С.Н. Парфенова, А.В. Каймаков, С.Ю. Милькова</i>	179
ИССЛЕДОВАНИЕ И ПРОТИВОДЕЙСТВИЕ КОРРОЗИИ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ <i>В.С. Ванюшкин, А.А. Парменова, В.А. Гончаров, К.В. Парфенов</i>	184
РАСЧЕТ ЭФФЕКТА СВАБИРОВАНИЯ ПРИ СПУСКОПОДЪЁМНЫХ ОПЕРАЦИЯХ <i>О.А. Нечаева, Д.И. Гусманов</i>	186
ПРИМЕНЕНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ОСНОВЕ ФОРМИАТА КАЛИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ <i>А.В. Липатов, Д.Н. Асютин</i>	191
ВОССТАНОВЛЕНИЕ КРЕПИ СКВАЖИН ПРОФИЛЬНЫМИ ПЕРЕКРЫВАТЕЛЯМИ <i>М.А. Скорободилов, П.А. Гаранин</i>	193

ПРИМЕНЕНИЕ АНТИФРИКЦИОННЫХ КОМПОНОВОК НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН	
<i>А.В. Липатов, А.А. Пазухин</i>	197
ВЫБОР МЕСТА УСТАНОВКИ ЯСА В НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ	
<i>А.В. Липатов, Д.Я. Яндулов</i>	199
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРОВЫХ РАБОТ В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНЫХ ДАВЛЕНИЙ И СОХРАНЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ	
<i>Г.В. Хршоян, П.А. Гаранин</i>	207
МЕХАНИЧЕСКИЙ МЕТОД ОЧИСТКИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБ ОТ ТВЕРДЫХ СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ	
<i>В.А. Глуценков, Б.В. Каргин, П.Н. Букин, В.В. Федоров</i>	212
ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ ПРИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТАХ	
<i>В.Н. Аверкин, В.С. Ванюшкин</i>	216
БУРЕНИЕ С ПРОДУВКОЙ ВОЗДУХОМ В УСЛОВИЯХ КАТАСТРОФИЧЕСКИХ ПОГЛОЩЕНИЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ	
<i>Д.А. Никитин, Е.О. Игнатъева</i>	224
ПРОФИЛАКТИКА И УСТРАНЕНИЕ ПРИХВАТОВ ПРИ БУРЕНИИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ: КЛЮЧЕВЫЕ МЕТОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ	
<i>Ф.Ф. Халилов, В.А. Капитонов</i>	228
АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ПОДХОДОВ К СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ СОСТАВОВ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ НЕУСТОЙЧИВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ	
<i>А.А. Маркелов, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов</i>	231
МЕТОДЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА	
<i>А.В. Липатов, П.И. Демидова</i>	234
ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ КОШАЙСКИХ ГЛИН: ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ	
<i>А.А. Баранов, Е.О. Игнатъева</i>	238
ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ РОССИЙСКИМИ КОМПАНИЯМИ MWD/LWD СИСТЕМ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН	
<i>Ю.А. Агеева, Б.В. Каргин, Д.Д. Бархатов, М.А. Тихонов, Н.А. Расихин</i>	243
ОПТИМИЗАЦИЯ КОМПОНОВКИ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ	
<i>В.А. Капитонов, Т.В. Голышков</i>	247

ВЫПОЛНЕНИЕ ПОСТРОЕНИЯ ПРОФИЛЯ И ПРОВЕДЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ БУРИМОСТИ СКВАЖИНЫ С ПОМОЩЬЮ ПК «БУРОВЫЕ РАСЧЕТЫ»	
<i>А.Д. Чернов, Е.О. Игнатьева, И.Т. Файзуллина, М.Н. Хабиров</i>	<i>251</i>
МОДЕЛИРОВАНИЕ СОСТАВА И СВОЙСТВ ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРИАЛА ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ	
<i>И.Н. Евсеев, В.А. Капитонов</i>	<i>259</i>
ПРОБЛЕМА РАЗРАБОТКИ РОТОРНО-УПРАВЛЯЕМОЙ СИСТЕМЫ В СОЧЕТАНИИ С ТЕЛЕСИСТЕМОЙ В УСЛОВИЯХ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ	
<i>Б.В. Каргин, П.А. Гаранин, М.А. Тихонов, Н.А. Расихин, Д.Д. Бархатов, Д.А. Саверченко.....</i>	<i>264</i>
ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ АНАЛОГИ ЭЛЕМЕНТОВ КНБК	
<i>Б.В. Каргин, М.А. Тихонов, Н.А. Расихин, Д.Д. Бархатов, Д.А. Саверченко</i>	<i>268</i>
ПРИМЕНЕНИЕ КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ "ПИОНЕР"	
<i>Б.В. Каргин, С.Л. Османкин, Д.С. Попилевич, Ю.А. Агеева</i>	<i>272</i>
ОСНОВНЫЕ КРИТЕРИИ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ГРАФИКА СОВМЕЩЁННЫХ ДАВЛЕНИЙ НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	
<i>Р.В. Сочков, А.А. Подъячев</i>	<i>278</i>
АНАЛИЗ ИНЦИДЕНТОВ ПРИ ПРОВОДКЕ СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ	
<i>С.А. Лукьянов, А.Г. Косырев, В.И. Евсеев.....</i>	<i>282</i>
ПОВЫШЕНИЕ ОТКАЗОУСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ ТЕЛЕСИСТЕМЫ В УСЛОВИЯХ СУЖЕНИЯ НОМЕНКЛАТУРЫ ОРИГИНАЛЬНЫХ ЗАПАСНЫХ ЧАСТЕЙ ОТ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ	
<i>О.В. Томазова, А.А. Дорофеев, В.А. Леонов.....</i>	<i>293</i>
РАСКРЫТИЕ ПОТЕНЦИАЛА ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАНАЛА СВЯЗИ	
<i>С.А. Лукьянов, Г.А. Мартынов</i>	<i>296</i>
ПРОБЛЕМЫ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ МЕЖДУ ЗАКАЗЧИКОМ И ПРОИЗВОДИТЕЛЕМ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПОЧВЕ НЕСООТВЕТСТВИЯ ЗАЯВЛЕННОГО ВРЕМЕНИ РАБОТЫ ДЕТАЛИ С РЕАЛЬНОЙ СИТУАЦИЕЙ	
<i>Д.П. Герасимов, Д.А. Романов, К.Д. Скорняков, С.В. Тюшеков.....</i>	<i>301</i>
АНАЛИЗ АМПЛИТУДЫ КОЛЕБАНИЯ ВЗД ОТ ВОЗНИКАЮЩЕГО МОМЕНТА	
<i>А.А. Петренко, М.Е. Коваль.....</i>	<i>304</i>

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ СМЯТИЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ <i>М.А. Покручин, К.А. Шитовский</i>	306
ПРИМЕНЕНИЕ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА С ТВЕРДОСПЛАВНЫМИ НАПЛАВКАМИ (ХАРДБЕНДИНГ) <i>А.Г. Бочкарев</i>	311
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ <i>О.А. Нечаева, Н.И. Силивончик</i>	319
ТИПЫ ХИМИЧЕСКОЙ КОРРОЗИИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ ПРИ КРЕПЛЕНИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН <i>О.В. Томазова, Ю.А. Агеева, Н.А. Коновалов</i>	324
РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА <i>Д.С. Жарков, Г.А. Ковалева</i>	328
ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ УПСВ ЕКАТЕРИНОВСКАЯ <i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова</i>	331
ВЛИЯНИЕ ФАЦИАЛЬНОГО СТРОЕНИЯ НА РАЗРАБОТКУ РИФОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ <i>Е.В. Филиппов, Н.В. Федоренко, С.А. Булгаков</i>	336
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ <i>А.В. Иванова, Г.А. Ковалёва</i>	339
СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ЮЖНО – НЕПРИКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ <i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова</i>	342
МОДЕРНИЗАЦИЯ БЛОКА ДЕЭТАНИЗАЦИИ КОНДЕНСАТА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА «УПППНГ-3,6 ЯНГКМ» ООО «ИНК» <i>Д.М. Поляков</i>	345
ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ СКВАЖИН В ЗОНАХ С ОСТАТОЧНЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕЙРОСЕТЕВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ <i>А.В. Иванова, Г.А. Ковалёва</i>	352

**ИССЛЕДОВАНИЯ, ПРОВОДИМЫЕ С ЦЕЛЬЮ РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТА
ВЫТЕСНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ
САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ**

Ю.А. Головина 355

**ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТАМПОНИРУЮЩЕГО РЕАГЕНТА ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ
ПРОМЫТЫХ ЗОН ДЛЯ БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЕМ ПРИ ГЛУШЕНИИ
СКВАЖИН НА ОРЕНБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Р.И. Манзуллин, Е.В. Алекина 361

**АНАЛИЗ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ППД ЕКАТЕРИНОВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова 365

**ОЦЕНКА ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПЛАСТА А4
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Ю.А. Головина 370

**ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА
ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ МАЛОБАЛЫКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А.В. Слобода, В.Е. Подъячева 375

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА
ЮЖНО – НЕПРИКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова 381

**ФОРМИРОВАНИЕ ПРОГРАММЫ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ
МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ОБЪЕКТА Д-III ЮЖНО-ЧЕРНОВСКОГО
ПОДНЯТИЯ МУХАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

С.Д. Пулодова, А.М. Зиновьев 386

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНЫХ
ЗОН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ**

Ю.А. Головина, Ю.А. Дубовицкая 388

**ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ ДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА ТОПЛИВО
ЗА СЧЕТ ПЕРЕВОДА ТРАНСПОРТА НА ГМТ**

Ю.П. Борисевич, Е.С. Чепухина, Н.Ю. Хохлова 394

**ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ФОРМИРОВАНИЯ ТРЕЩИН ПРИ
ГИДРОРАЗРЫВЕ ПЛАСТА**

Д.Р. Петров, В.Е. Подъячева 397

**АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ, ПРОВОДИМЫХ НА
СКВАЖИНАХ ПЛАСТА Б₀ КУПОЛА МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Ю.А. Головина 401

АНАЛИЗ МОДЕРНИЗАЦИИ УПСВ «ЕКАТЕРИНОВСКАЯ» <i>Е.Ю. Константинов, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова</i>	407
АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОБНАРУЖЕНИЯ СЕРОВОДОРОДА В ПРОЦЕССЕ НЕФТЕДОБЫЧИ НА ПРИМЕРЕ САМАРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ <i>М.С. Чернова, Л.В. Сорокина</i>	410
ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН ОБЪЕКТА Д₃ МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>Ю.А. Головина, Е.И. Соболева</i>	415
ОПТИМИЗАЦИЯ ДОЗИРОВКИ ДЕЭМУЛЬГАТОРА НА УПСВ «ЕКАТЕРИНОВСКАЯ» <i>Е.Ю. Константинов, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова</i>	421
ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ И НАКОПЛЕНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ <i>В.Д. Дорошенко, М.А. Шейкина</i>	423
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ШТАНГОВО СКВАЖИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ (ШСНУ) <i>Р.В. Ермолаев, А.М. Зиновьев</i>	429
ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ НАРУШЕНИЙ ПРАВИЛ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ <i>К.А. Лепёхин, Л.В. Сорокина</i>	432
ОЦЕНКА ИНТЕНСИВНОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ АСПО ИЗ НЕФТИ УТЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРИСУТСТВИИ ИНГИБИТОРОВ <i>Д.М. Кулагин</i>	434
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МОДИФИЦИРОВАННЫХ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ ПРИ ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА <i>Н.В. Степанян, К.И. Бабицкая</i>	438
АНАЛИЗ ФАКТОРОВ СНИЖЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН УТЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>Д.М. Кулагин</i>	441
ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ АСПО ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ НА ФОНДЕ СКВАЖИН КУЛЕШОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>А.А. Останков</i>	445

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОБОСНОВАНИЯ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА НА ГРЕКОВСКОЙ УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	
<i>А.В. Бузин</i>	448
ОБЗОР НАПРАВЛЕНИЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	
<i>Д.С. Кравцова, С.И. Губанов</i>	451
ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА	
<i>П.В. Кузьменко, К.И. Бабицкая</i>	454
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СПОСОБНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ ПРИ ПРОХОЖДЕНИИ УЛЬТРАЗВУКОВОГО СИГНАЛА ЧЕРЕЗ СКВАЖИНУЮ ПРОДУКЦИЮ	
<i>А.М. Зиновьев, А.С. Паутова</i>	456
ПРИМЕНЕНИЕ АКУСТИКО-ХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ	
<i>М.С. Силюянов, К.И. Бабицкая, И.В. Царьков</i>	460
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ГОРЕНИЯ В ПЕЧАХ ПБГ- 20 ПРИ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ	
<i>Д.И. Петров, Е.В. Алёкина</i>	463
ПРОБЛЕМА ОТСЕВА ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ОСВОЕНИИ СКВАЖИН	
<i>В.Р. Кельмин, К.И. Бабицкая, И.В. Царьков</i>	467
ОСВОЕНИЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПОРОД	
<i>В.Р. Кельмин, К.И. Бабицкая, И.В. Царьков</i>	471
ПОДБОР ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ТЕХНОЛОГИИ ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ С ВЫСОКОЙ ОБВОДНЕННОСТЬЮ	
<i>Р.Р. Бязров, Д.Г. Подопригора</i>	475
ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
<i>А.С. Мальцев, А.М. Зиновьев</i>	481
ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ДОЗИРОВОЧНЫХ НАСОСОВ	
<i>Е.Н. Карпухин, К.И. Бабицкая, И.В. Царьков</i>	483

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

ВЛИЯНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ РВС С КОРРОЗИОННЫМИ ДЕФЕКТАМИ НА ОСТАТОЧНЫЙ РЕСУРС <i>Д.В. Семькина, М.В. Петровская</i>	490
АНАЛИЗ ПРИЧИН И ФАКТОРОВ СНИЖЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ <i>А.Л. Гикошвили</i>	492
ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ <i>А.Л. Гикошвили</i>	495
РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ВОССТАНОВЛЕНИЕ МОЩНОСТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ГТУ ГТК-10-4 <i>Е.А. Ревунов</i>	498
АКТУАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ И СПОСОБЫ СОКРАЩЕНИЯ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКАХ <i>Д.А. Романов, Д.А.Мельникова</i>	501
ПРИЧИНЫ ПОТЕРИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ИХ ХРАНЕНИИ В РЕЗЕРВУАРАХ <i>С.П. Наумов</i>	504
ПРИМЕНЕНИЕ БЕСКОНТАКТНЫХ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИКИ ПРИ ОБСЛЕДОВАНИИ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ <i>С.А. Соколов</i>	507
ПРИМЕНЕНИЕ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ НЕФТЕПРОВОДАМ <i>А.С. Казакова, А.А. Мальцева, А.А. Свиридова</i>	511
ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ДРЕНИРОВАНИЯ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ И УДАЛЕНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ <i>А.В. Нагорнов</i>	513
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СКИН-ЭФФЕКТА ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО НАГРЕВА НЕФТЕПРОВОДОВ <i>К.А. Белик, М.В. Петровская</i>	517

МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ

ОЦЕНКА УСТАЛОСТНОЙ ПРОЧНОСТИ ВАЛОВ ЗУБЧАТЫХ ПЕРЕДАЧ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ <i>И.А. Кокорев</i>	521
ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ <i>М.А. Третьякова, Ю.В. Еремина</i>	526
ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ДАТЧИКОВ И АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ БУРОВЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ <i>Н.Д. Сычев, К.В. Парфенов</i>	528
ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ	
РАЗРАБОТКА ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ПОЖАРООПАСНЫХ ЖИДКОСТЕЙ <i>Ю.В. Гащенко</i>	532
ПРИМЕНЕНИЕ ОПТОВОЛОКОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН <i>К.С. Ерохина, С.Р. Тухфатуллина</i>	536
АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ КОНТРОЛЬ ПЛОТНОСТИ ЖИДКИХ СРЕД НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ <i>С.Р. Тухфатуллина, К.С. Ерохина</i>	538
МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ БЛОКА СЕПАРАЦИИ УКПН <i>Д.А. Малов, Д.А. Мельникова</i>	541
ОСОБЕННОСТИ МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ БЛОКА СЕПАРАЦИИ УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ <i>Д.А. Малов, Д.А. Мельникова</i>	542
МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ В ЦЕЛЯХ ПОВЫШЕНИИ БЕЗОПАСНОСТИ НА ПРИМЕРЕ ВАТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>И.К. Пономарев^{1,2}, Д.А. Мельникова²</i>	544
ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИИ ПРИ АВТОМАТИЗАЦИИ ПЕРЕДВИЖЕНИЯ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ЦИСТЕРН НА СЛИВНО-НАЛИВНЫХ ЭСТАКАДАХ НА НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ <i>Н.В. Дурьманов, К.В. Парфенов</i>	546

АВТОМАТИЗАЦИЯ И ИИ В УПРАВЛЕНИИ ДВИЖЕНИЕМ ЦИСТЕРН НА НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ <i>Н.В. Дурьманов, К.В. Парфенов.....</i>	549
РОЛЬ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В АВТОМАТИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ДВИЖЕНИЯ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ЦИСТЕРН НА НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ <i>Н.В. Дурьманов, К.В. Парфенов.....</i>	552
ОПТИМИЗАЦИЯ ЛОГИСТИКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ЭСТАКАДАХ НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ <i>Н.В. Дурьманов, К.В. Парфенов.....</i>	555
ВЛИЯНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ НА НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ <i>Н.В. Дурьманов, К.В. Парфенов.....</i>	559
СОЗДАНИЕ ПРОЕКТА ПО ВНЕДРЕНИЮ ИННОВАЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ И ВОЗМОЖНОСТИ ЕГО РЕАЛИЗАЦИИ НА НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕМ ПРЕДПРИЯТИИ <i>А.А. Мальцева, А.С. Казакова, А.А. Свиридова</i>	562
ЭКОНОМИКА ТЭК	
МЕТОДЫ И ИНСТРУМЕНТЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЕКТАМИ ИТ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ <i>В.И. Кравцов, И.В. Буцаев</i>	567
РИСКИ И СЛОЖНОСТИ В УПРАВЛЕНИИ ПРОЕКТАМИ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА <i>В.И. Кравцов, И.В. Буцаев</i>	571
ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА НА ПРЕДПРИЯТИИ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА <i>Е.А. Ставропольцев, М.А. Бражников.....</i>	575
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА В НЕФТЯНОМ СЕКТОРЕ <i>Е.А. Ставропольцев, М.А. Бражников.....</i>	578
ПРОБЛЕМЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ЕГО КОМПЛЕКТУЮЩИХ <i>М.М. Зуев, В.И. Ильмендеев, Н.Е. Тарасов, Д.В. Хайманонов.....</i>	581

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА (НА ПРИМЕРЕ ООО «БЕЛОРУСНЕФТЬ-СИБИРЬ»)	
<i>Р.Ю. Беляй, Д.А. Мельникова</i>	590
ПРОВЕДЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»	
<i>Н.С. Михайлов, Я.О. Петрова, О.А. Самарина</i>	593
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕКУЛЬТИВАЦИИ ЗЕМЕЛЬ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ЛИНЕЙНЫХ ОБЪЕКТОВ	
<i>И.С. Галочкина, Д.И. Васильева</i>	599
ОХРАНА ТРУДА	
АНАЛИЗ ПРИЧИН ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ТРАВМАТИЗМА И АВАРИЙНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ	
<i>А.А. Александров, Л.В. Сорокина</i>	605
ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЖАРОБЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБНЫХ ЗМЕЕВИКОВ ПЕЧЕЙ НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКИ	
<i>Е.Д. Дехтярев</i>	608
СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ КАДРОВ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ	
ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ КАДРОВОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ В САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ	
<i>Е.П. Тупоносова, П.А. Голованов</i>	612
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬСТВО И ПОДГОТОВКА КАДРОВ КАК ОСНОВА ИННОВАЦИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	
<i>К.В. Парфенов, Н.В. Дурьманов</i>	615
ЗНАЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬСТВА В РАЗВИТИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ И СТАНОВЛЕНИИ КАДРОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ОТРАСЛИ	
<i>К.В. Парфенов, Н.В. Дурьманов</i>	618

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

КОМПЛЕКСНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ДЕВОНСКИХ ГРАБЕННООБРАЗНЫХ ПРОГИБОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И ГИС

Н.М. Прилипко, А.А. Дубинова, Н.В. Киселева, А.М. Катеев

СамГТУ, Самара, Россия

*e-mail: n.prilipko@yandex.ru; antonina.dubinova@gmail.com;
kinawa@yandex.ru; katev.andrei@yandex.ru*

Аннотация: В статье авторами рассмотрены вопросы изучения Девонских грабенообразных прогибов в пределах Чаганской площади с использованием временных разрезов и материалов ГИС.

Ключевые слова: нефть, грабенообразные прогибы, эффективные толщины, скважина, залежь, пласты, геофизические исследования скважин, корреляционные схемы, временные разрезы, сейсморазведка.

Актуальность: При изучение залежей нефти и газа необходимо получение полного представления о форме, размере, типе залежи, осложнена ли стратиграфическими и литологическими ограничениями, тектоническими экранами. От особенности строения зависит проведение буровых работ. От типа залежи будет зависеть и подсчет запасов и варианты разработки.

Цель работы: комплексное изучение строения девонских грабенообразных прогибов на Чаганской площади по материалам сейсморазведки и ГИС.

Вопросам изучения девонских грабенообразных прогибов (ДГП) посвящены работы многих исследователей. Несмотря на высокую степень изученности глубоким бурением Бузулукская впадина сохраняет наибольшие возможности выявления новых залежей нефти в породах терригенного девона.

Важной особенностью строения девонских терригенных отложений является наличие девонских грабенообразных прогибов (ДГП). Кристаллический фундамент на рассматриваемой территории имеет блоковое строение. К поднятым блокам вблизи разломов приурочены все линейные и горстовидные валы на бортах девонских грабенообразных прогибов (ДГП).

Интересная интерпретационная ситуация выявлена в районе Сидорово-Желябовского ДГП (Чаганская площадь).

Главенствующую роль на тектоническое строение данной площади оказал Сидоровско-Желябовский грабенообразный прогиб, формирование которого происходило в течение относительно узкого временного интервала от ардатовского до саргаевского времени.

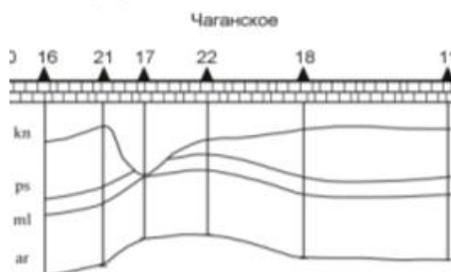


Рисунок 1. Палеотектонический профиль, построенный в крест простирания Сидоровско-Желябовского ДГП

Прогиб образовался в начале Тиманского времени, местами к нему приурочены эрозионные тиманские врезы. Например, в скважине №17 Чаганской площади был выявлен эрозионный врез глубиной около 75 метров (произошел размыв пашийских, муллинских и верхней глинистой пачки ардаатовских отложений). Заполнен врез тиманскими известняками.

По материалам ГИС анализировалась корреляционная схема по линии скважин Чаганской площади с запада на восток. По материалам сейсморазведки временной разрез изучаемой территории (рис.2,3).

По корреляционной схеме показаны условия осадконакопления, выявлены репера, реперные границы, яруса, горизонта пласты от фундамента до мендымского горизонта. Скважина 165 «попала» в разлом. В ней медынский и доманиковский горизонты выделяются, а нижележащие отложения не расчленяются ни на репера, ни на реперные границы. В остальных скважинах четко выделяется репер «острокодовый» и пласт ДШ как основной эксплуатационный объект.

Суммарная толщина тимано-пашийских отложений практически сохраняется.

Раздел тимано-пашийских отложений проведен по реперу «кинжал», который не всегда четко выражен. При разделении учитывалось и то, что в пашийском горизонте нет карбонатных пластов, а в тиманском встречаются от одного до четырех карбонатных пластов. В центральной части скважин корреляционной схемы выявлена наибольшая толщина тиманских отложений, а в пашийских - незначительная толщина.

В скважинах на «крыльях» пашийские отложения получили наибольшее развитие. В западной части площади выявлены нефтенасыщенные пласты в пашийском горизонте. В восточной части также выделяются перспективные пласты (пониженные показания ГК, пониженные показания НГК и повышенные УЭС).

В скважинах 16 и 152, 158 отмечена наибольшая толщина отложений пашийского горизонта – порядка 80 м.

Ведущая роль в изучении ДГП и сопряженных с ними горстовидных поднятий принадлежит сейсморазведке. Основой для корреляции целевых отражений в сейсморазведке служит глубинная модель с наличием выступов кристаллического фундамента с последующим развитием грабенообразных прогибов, осложнённых элементами разрывной тектоники в пашийско-тиманское время и структур их облекания.

По сейсморазведке выявление прогибов осуществляется путем интерпретации временных разрезов.

Основными критериями являются:

- Фазовое смещение и разрывы в прослеживании горизонтов Д и А.
- Записи отражений Д и А вплоть до полной потери корреляции, вследствие литологической изменчивости разреза и повышенной пород.

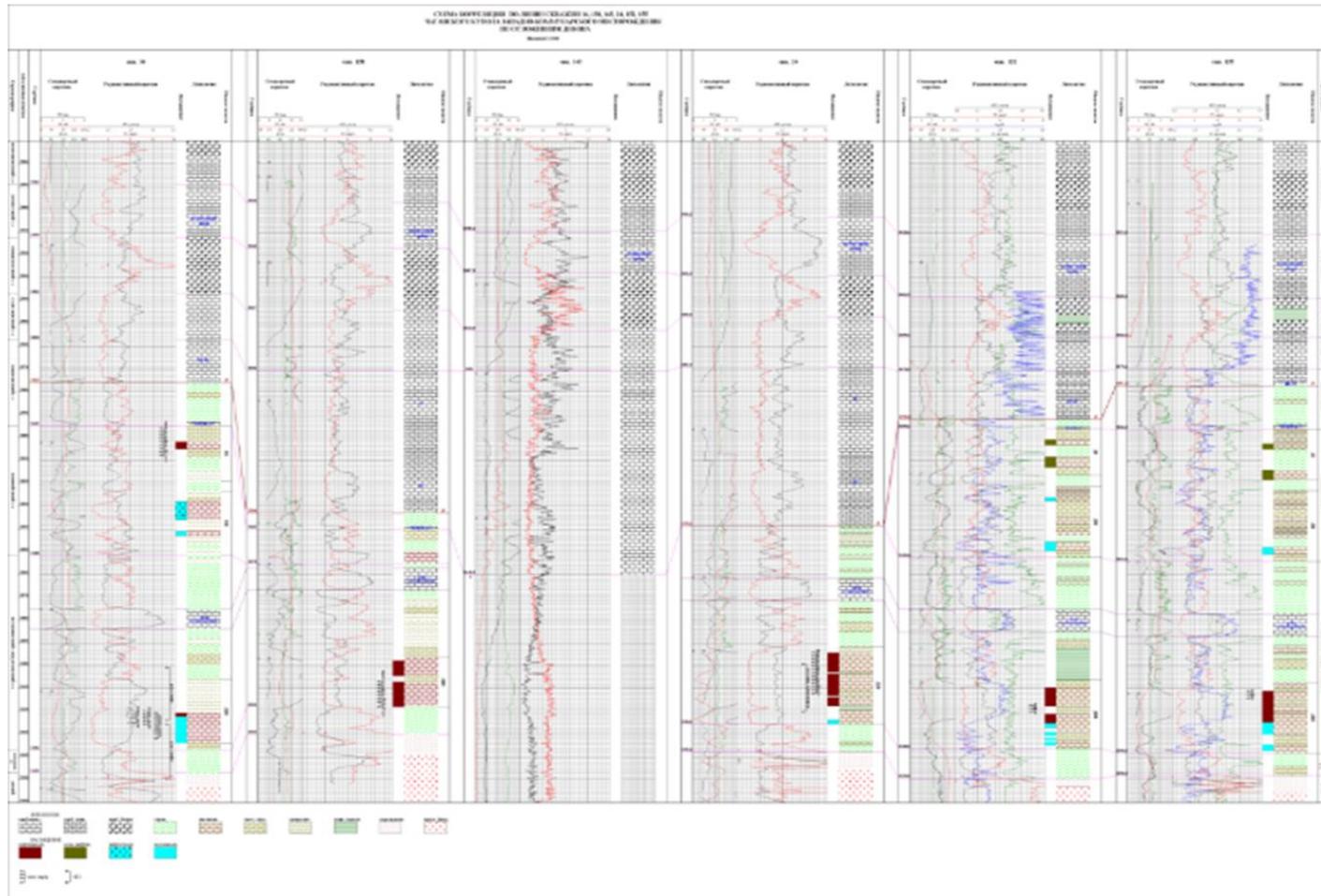


Рисунок 2. Схема корреляции по линии скважин Чаганской площади

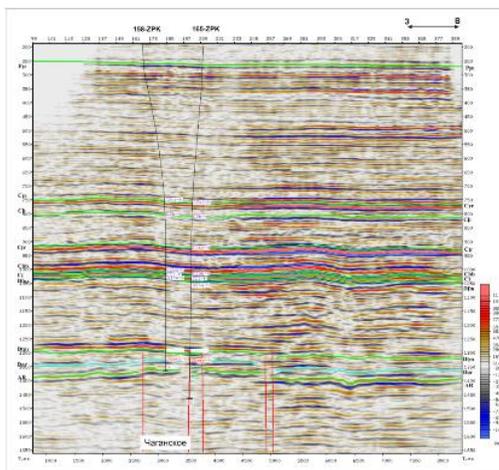


Рисунок 3. Пример волновой картины на временном разрезе в области ДПП

Выводы и рекомендации

Комплексирование результатов сейсморазведки и ГИС повышает надежность интерпретации изучаемых разрезов.

При дальнейшем исследовании и освоении залежей рекомендуется: для перфорированных интервалов пласта ДПП проведение дебитометрии для выделения работающих толщин; проведение методов «состав притока» (резистивиметр, влагомер) для выделения нефтенасыщенных, водонасыщенных, обводненных интервалов.

В неперфорированных интервалах пласта ДПП рекомендуется проведение ИНН для выявления обводненных толщин и подъема ВНК.

В отложениях пашийского горизонта рекомендуется проведение ИННК с целью доразведки.

Наиболее полное представление о изучаемом разрезе позволяет оптимальное размещение скважин и проведению технологии бурения скважин.

Комплексирование ГИС и сейсморазведки повышает эффективность геологоразведочных работ при освоении залежей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шашель А.Г. Геология и нефтеносность терригенного комплекса девона Самарского Поволжья.— М.: Издательство ИГиРГИ, 2000.-100с.
2. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин; Под редакцией профессора И.С. Гутмана. — М.: ООО «Издательский дом Недра», 2013. — 112 с.
3. Брагин Ю.И., Кузнецова Г.П. Нефтегазопромысловая геология. Статическое геологическое моделирование залежей углеводородов. Учебное пособие для вузов — М.: ООО «Издательский дом Недра», 2013. — 109 с.

ОПЕРАТИВНЫЙ ПОДСЧЁТ ЗАПАСОВ НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

К.И. Ларионов, К.В. Авдеева, А.Н. Козлов

Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

E-mail: : larinonov@inbox.ru; syuraeva94@mail.ru; kozzman@mail.ru

Аннотация: В данной статье представлено сравнение двух методов подсчётов запасов пласта Ю10, полученных разными способами, первый метод основан на объёмном методе, а второй получен с помощью полученной ранее трехмерной геологической модели[1,2].

Ключевые слова: подсчёт запасов, геофизические исследования скважин, фильтрационно-емкостные свойства, пласт Ю10.

Введение. С введением цифровых технологий в нефтегазовое производство, проведение оперативного подсчёта запасов всё чаще производится с помощью трехмерных геологических моделей.

Целью данной работы является сравнение методов подсчёта запасов, полученных разными способами.

Задачи:

- Рассчитать подсчёт запасов пласта Ю10 при помощи построенной объемной модели.
- Рассчитать подсчёт запасов традиционным объемным методом.
- Сравнить полученные результаты полученных расчётов.
- Выявить преимущества одного из методов

Объект исследования ранее построенная трехмерная геологическая модель пласта Ю10 [1].

Для подсчёта запасов необходимо знать данные фильтрационно-емкостных свойств моделируемого пласта, тип насыщения, отметку водонефтяного контакта, и коэффициент нефтенасыщенности. Эти данные берутся из построенного куба пористости, литологии[1], куба насыщения, куба высот над поверхностью ВНК и куба коэффициента нефтенасыщенности. Подсчёт запасов рассчитывается при помощи формулы(1),

$$Q = V \times m \times K_{нн} \times K_{пер} \times \rho;$$

где Q – геологические запасы нефти, [тыс. т], V – объём, нефтенасыщенных пород, [тыс. м³], m – значение пористости, [д. ед.], $K_{нн}$ – среднее значение нефтенасыщенности, [д. ед.], $K_{пер}$ – пересчётный коэффициент по нефти, [д. ед.], ρ – плотность нефти, [кг/м³].

Подсчёт запасов при помощи объемных моделей производился в программе РН-ГЕОСИМ. С помощью объемных моделей учитывается изменение

вышеупомянутых данных в пространстве моделируемого пласта, рассмотрим на примере полученного куба нефтенасыщенности и пористости (рис. 1, рис.2).

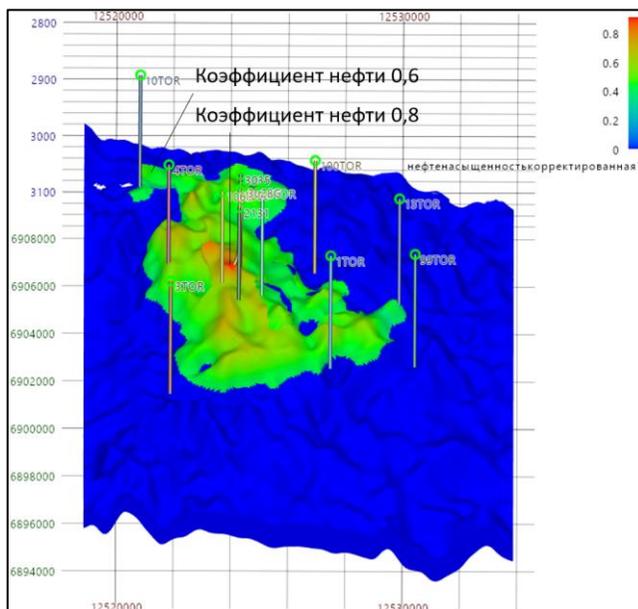


Рисунок 1. Куб нефтенасыщенности

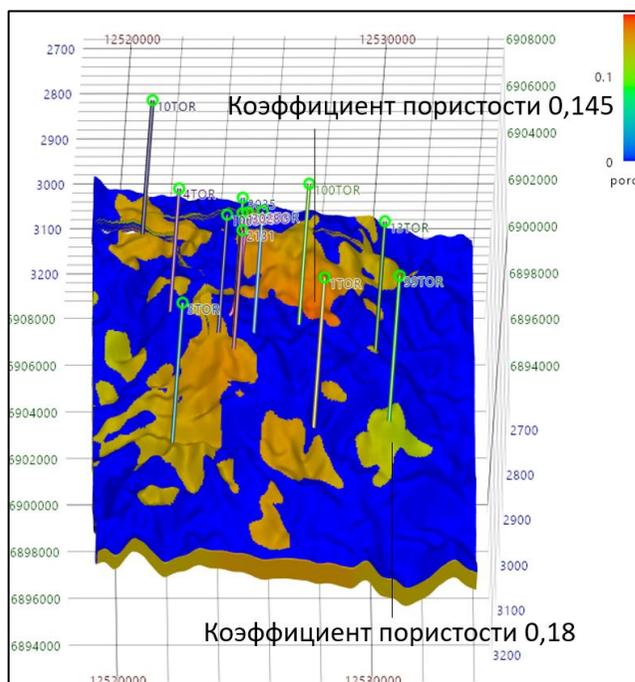


Рис.2. Куб пористости

На кубе нефтенасыщенности и пористости можно наблюдать, что в пределах пласта Ю10 присутствуют различные зоны с разным коэффициентом содержания

нефти и пористости в породе. Каждому значению соответствует определенная ячейка. При подсчёте запасов полученным при помощи трехмерной модели, будет учитываться каждая ячейка с определенным коэффициентом. Таким образом значение пористости и нефтенасыщенности не будут усредняться. Полученный результат запасов составил 21 миллион 589 тонн нефти.

Теперь рассчитаем подсчёт запасов традиционным объёмным методом по формуле (1), данный метод усредняет коэффициенты пористости и нефтенасыщенности, что приводит к другому результату. Подсчёт запасов по объёмному методу составил 21 миллион 990 тысяч тонн нефти.

Разница между двумя методами составила 401 тысяча тонн нефти. Такой результат получился из-за более точного учета пористости и нефтенасыщенности.

Изменение различных свойств в пределах всего пласта называется неоднородностью. Так как трехмерный метод учитывает неоднородность он более детально и точно рассчитывает запасы определенного месторождения. Поэтому подсчёт запасов, полученный на основе трехмерных геологических моделей, является более точным по сравнению с традиционным методом.

Вывод

Программы, которые способны воспроизвести трехмерные геологические модели, привнесли множество преимуществ в область поисков нефти и газа, одно из преимуществ рассмотрено в данной статье. Оценка запасов жидких углеводородов является обязательным критерием при поиски жидких углеводородов, информация о запасах может дать понимание о стратегии разработки определенного участка и его рентабельности. Поэтому в настоящее время для получения более точного результата при выполнении подсчёта запасов необходимо использовать объёмные модели, которые точнее позволяют воспроизвести как структуру пласта, так и его свойства.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ларионов К.И. Построение структурного каркаса с учетом тектонических нарушений в РН-ГЕОСИМ/ Ларионов К.И. Сюраева К.В.// Самарская областная научная конференция: тезисы докладов. – 2023. Том 1. С. 16 – 17.
2. Ларионов К.И. Авдеева К.В. Козлов А.Н. Моделирование коллекторских свойств.// Ашировские чтения Самара -2023. Том 3. С. 9-17.

УДК 550.8 и 57.013

**О ВОЗМОЖНОЙ СВЯЗИ БИОГЕОФИЗИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА
(ЛОЗОХОДСТВА) С ПРОЦЕССАМИ ВО ВНЕШНЕМ КРУГЕ
КРОВООБРАЩЕНИЯ**

*В.В. Гусев, С.А. Корчагин, А.П. Мажара,
Л.А. Марченкова, Ю.В. Трошенко*

*Самарский Государственный Технический Университет
e-mail: Korchagin.Stepa@yandex.ru*

Аннотация. Изложена гипотеза о связи процессов во внешнем круге кровообращения с реакцией лозоходца на изменение интенсивности геофизических полей низкой частоты.

Используются установленный в нашей предыдущей работе механизм параметрических колебаний маятника (отвеса лозоходца) при измерении артериального давления с помощью маятника и линейки, и, обнаруженный в 60-70 годах, эффект изменения частоты пульса и формы пульсовых колебаний при пересечении зон изменения геофизических характеристик.

Представленная модель параметрических колебаний позволяет оценить ряд характеристик полей, оказывающих воздействие на реакцию лозоходца с маятником в его руке, используя характеристики возникающих параметрических колебаний.

Подтверждены ранее наблюдавшиеся экспериментально особенности колебаний маятника лозоходца. Это «спонтанное» возникновение колебаний маятника из состояния покоя, необходимость некоторого времени для раскачки его до максимальной амплитуды, зависимость амплитуды от степени сгиба руки в локтевом суставе (важное физиологическое влияние локтевого сустава).

Подтверждается также, основанное на существующих ранее работах мнение, что эффект больше зависит от физиологии лозоходца, чем от свойств, применяемых им индикаторов (в нашем случае маятника – отвеса).

Перечислены наиболее важные области исследований, где может быть применен, и применяется биогеофизический эффект. Приведены аргументы в пользу того, что наиболее целесообразно исследовать биогеофизический эффект в рамках ВУЗовской науки.

Ключевые слова: математический маятник, параметрический резонанс, физика кровообращения, артериальное давление, пульсовые колебания, биогеофизический эффект.

**ON THE POSSIBLE CONNECTION OF THE BIOGEOPHYSICAL EFFECT
(THE DOWSING) WITH THE PROCESSES IN THE OUTER CIRCLE OF BLOOD
CIRCULATION**

*V.V. Gusev, S.A. Korchagin, A.P. Mazhara, L.A. Marchenkova,
Y.V. Troshenkov*

*State Technical University
Samara, Russia, e-mail: Korchagin.Stepa@yandex.ru*

Annotation. The hypothesis of the connection between the processes in the external circulation circle and the reaction of a dowser to changes in the intensity of geophysical fields of low frequency is stated.

The mechanism of parametric oscillations of the pendulum (the pendulum plumb bob, so called "otves") when measuring blood pressure with the help of a pendulum and a ruler, established in our previous work, and the effect of changing the pulse frequency and the shape of pulse oscillations when crossing the zones of changing geophysical characteristics are used.

The presented model of parametric oscillations allows estimating a number of characteristics of the fields influencing the response of a dowser with a pendulum in his hand, using the characteristics of the emerging parametric oscillations.

The previously experimentally observed peculiarities of the pendulum oscillations of the dowser are confirmed. These are the "spontaneous" occurrence of pendulum oscillations from the state of rest, the need for some time to swing it to the maximum amplitude, the dependence of the amplitude on the degree of arm bending in the elbow joint (an important physiological influence of the elbow joint).

We also confirm the opinion, based on the previously existing works, that the effect depends more on the physiology of the dowser than on the properties of the indicators used by him (in our case, the otves).

The most important fields of research where the biogeophysical effect can be and is applied are listed. Arguments in favour of the fact that it is more appropriate to study the biogeophysical effect within the framework of university science are given.

Keywords: [Mathematical pendulum, parametric resonance, circulatory physics, blood pressure, pulse oscillations, biogeophysical effect]

Проблема лозоходства (принятый научный термин - биофизический эффект) все еще ждет своего полного и безоговорочного объяснения. Как пишет профессор Рокар (Y. Rocard) во введении к своей книжке [1], она «стара, как мир», и, «курьезно заплутала на бездорожье возможных ее объяснений» (перевод А.П. Мажары).

Это обусловлено относительной слабостью наблюдаемых проявлений эффекта, вследствие чего сложно выявить геофизические поля, оказывающие наибольшее влияние на конкретное проявление, и недостаточно выраженной его повторяемостью, которая может зависеть от перемен в погоде, различия условий наблюдения, текущего состояния оператора биолокации (даже предыстории конкретного наблюдения).

В общем, эффект, как говорится, находится на «стыке» наук – физики и физиологии, на него влияют множество физических характеристик условий наблюдения и физиологических параметров (а также «опытности») оператора – лозоходца.

Важно заметить, что результаты и выводы, производимые по данным биофизических наблюдений, в основном качественные, реже «полуколичественные». Все они косвенные, связанные с трудностями количественного описания физиологических реакций операторов на разнообразные слабые изменения геофизических полей [1-9], в зависимости от расположения оператора относительно границы геологических неоднородностей.

Несмотря на перечисленные трудности, биофизическое тестирование (биофизический метод), в комплексе с другими геофизическими методами,

применяется довольно часто в задачах экологии, гидрогеологии, инженерной, рудной и нефтяной геологии [1-9].

Это свидетельствует о справедливости высказывания профессора Ива Рокара, сделанного им в книге [1]: - «... и все-таки, рамки вращаются...».

В данной статье, однако, будет рассматриваться другой распространенный инструмент лозоходца, а именно, маятник, грузик, подвешенный на нити. (В среде практикующих распространено другое название инструмента – «отвес», а его математическую модель называют «математическим маятником»).

Дальнейшее изложение будет основываться на материалах статьи [10], про возникновение параметрических колебаний маятника, находящегося в руке человека, и статьи [11], посвященной, в том числе, и наблюдениям изменения в частоте пульса и поведения артериального давления человека, во время пересечения границы между геологическими и геофизическими аномалиями.

Описание метода измерения давления

Метод измерения артериального давления человека с помощью маятника и линейки известен с начала двадцатого века. Из-за сравнительно низкой точности, которая зависит еще и от испытуемого лица, время его использования было недолгим. В настоящее время, метод представлен роликами в интернете [12,13], где упоминается о том, что в двадцатые- тридцатые годы его даже преподавали в школах.

В романе Анатолия Дроздова «Штуцер и тесак», часть 3. Так приводится описание применения этого метода (подробнее см. [10]):

«Как измерить давление без тонометра? Все просто, как мычание. Берем обыкновенную деревянную школьную линейку длиной 20-25 см, золотое кольцо обручального типа и шерстяную нить. Просим пациента обнажить левое предплечье от запястья до локтя и уложить его на стол внутренней стороной кверху. Кладем на руку линейку так, чтобы ноль оказался на запястье или ладони - у кого как получится по длине. Затем цепляем кольцо на нить, вывешиваем, чтобы расстояние от него до сжимающих нить пальцев составляло те же 20-25 см и аккуратно ведем над линейкой от локтя к запястью. Над какой цифрой кольцо качнется вначале - таково у человека систолическое («верхнее») давление в миллиметрах ртутного столба. Ведем дальше. Вновь качнулось - диастолическое («нижнее») давление».

При практическом применении [10] оказалось удобным использовать готовый маятник – использованный пакетик с чаем, и располагать линейку на столе, в непосредственной близости от левой руки, параллельно ее предплечью.

По мнению авторов, сущность обсуждаемого метода заключается в проявлении явления параметрического резонанса, с достаточной для дальнейшего полной описанном в учебнике [14]. В этой работе, для иллюстрации, используется модель колебаний математического маятника с периодическим малым изменением параметра длины маятника. Такая простая модель, с некоторыми оговорками, подходит и для описания рассматриваемого метода измерения артериального давления.

Как показано в [14], этой модели соответствует уравнение движения

$$\frac{d^2x}{dt^2} + \omega^2(t)x = 0 \quad (1)$$

Где функция $\omega(t)$ мало отличается от постоянной величины ω_0 , и является простой периодической функцией:

$$\omega^2(t) = \omega_0^2 (1 + h \cos \gamma t), \quad (2)$$

где постоянная $h \ll 1$ (т.е. h – доля единицы).

Также, показано, что наиболее интенсивным образом параметрический резонанс возникает, если частота функции $\omega(t)$ близка к удвоенной частоте ω_0 . В этих условиях, уравнение движения (1) можно записать [5] в более детализированной форме уравнения Матье:

$$\ddot{x} + \omega_0^2 [1 + h \cos(2\omega_0 + \varepsilon)t] x = 0 \quad (3)$$

В [5] приводится наиболее общий вид периодических решений (двух независимых интегралов уравнения (1))

$$x_1(t) = \mu_1^{t/T} P_1(t), \quad x_2(t) = \mu_2^{t/T} P_2(t), \quad (4)$$

и общее свойство, $\mu_1 \mu_2 = 1$ которым обладают такие решения. Далее приводятся условия возникновения параметрического резонанса: μ_1 и μ_2 вещественны и выражения для общих решений принимает вид

$$x_1(t) = \mu^{t/T} P_1(t), \quad x_2(t) = \mu^{-t/T} P_2(t) \quad (5)$$

При соблюдении этих условий одна из функций (5) (первая или вторая при $|\mu| > 1$ или $|\mu| < 1$) экспоненциально возрастает со временем. Это значит, что состояние покоя системы (в положении равновесия $x = 0$) будет неустойчивым: достаточно сколь угодно слабого отклонения от этого состояния, чтобы появившееся смещение x стало быстро возрастать со временем. Это явление и называется *параметрическим резонансом*.

В условиях возникновения параметрического резонанса в рассматриваемом нами случае, когда функция $\omega(t)$ мало отличается от некоторой постоянной величины ω_0 и является простой периодической функцией, решение уравнения (1) ищется в виде

$$x = a(t) \cos\left(\omega_0 + \frac{\varepsilon}{2}\right)t + b(t) \sin\left(\omega_0 + \frac{\varepsilon}{2}\right)t \quad (6)$$

После ряда упрощающих приближений, для определения коэффициентов $a(t)$ и $b(t)$ такого решения, в [5] приведена система двух линейных дифференциальных уравнений для этих коэффициентов, из условия совместности которой следует, что параметрический резонанс имеет место в области неустойчивости, задаваемой интервалом $-\hbar\omega_0/2 < \varepsilon < \hbar\omega_0/2$ вокруг частоты $2\omega_0$.

Аналогично установлено, что явление параметрического резонанса существует и при наличии слабого трения в системе, приводящему к затуханию амплитуды колебаний по закону $e^{-\lambda t}$.

но область неустойчивости при этом несколько сужается:

$$-\sqrt{\left(\frac{\hbar\omega_0}{2}\right)^2 - 4\lambda^2} < \varepsilon < \sqrt{\left(\frac{\hbar\omega_0}{2}\right)^2 - 4\lambda^2} \quad (7)$$

Таким образом в указанных частотных диапазонах возможно «самопроизвольное» возникновение параметрических колебаний маятника.

Описанные ранее особенности, присущие параметрическим колебаниям математического маятника, проявляются и в колебаниях, наблюдаемых при обсуждаемых измерениях артериального давления.

Это то, что колебания обладают наиболее высокими амплитудами при колебаниях точки подвеса маятника с угловой частотой $2\omega_0$, а также постепенное нарастание амплитуды колебаний из состояния покоя до некоторых максимальных значений, различных для разных положений руки, держащей нить маятника (далее - рабочей руки).

Также, в дальнейшем, для краткости изложения особенностей метода, модель математического маятника с изменяемой по гармоническому закону длиной нити будем называть первой моделью, а модель, применяемую при измерениях давления с помощью маятника и линейки - второй.

Основное отличие этих моделей в том, что точка подвеса во второй модели может двигаться, то есть закреплена не жестко. Локтевой сустав рабочей руки сгибается или разгибается в процессе перемещения грузика маятника вдоль линейки, пережимая проходящую вдоль этой руки артерию (две ее ветви). Давление в артериях, при ламинарном течении, можно полагать подчиняющимся закону Пуазейля [15], согласно которому давление жидкости (крови) в тонкой трубке определяется вязкостью, скоростью протекания и формой поперечного сечения трубки. Фактор формы трубки (артерии) может в несколько раз изменять давление на локальном участке артерии, в зависимости от степени ее пережатия. Изменение давления вызывает колебания стенок сосудов в зависимости от их эластичности [15], и определяемые сосудодвигательными рефлексам, произвольные движения рабочей руки. Такие движения имеют систематический характер, обусловленный пульсациями сердца.

Эти, сравнительно слабые, но регулярные движения происходят на фоне более сильных движений точки подвеса, обусловленных тем, что измеряющий давление вынужден контролировать условия «эксперимента», то есть положение грузика маятника относительно линейки, приподнимая и опуская точку подвеса, постоянно поддерживая определенную высоту грузика над шкалой линейки, а также корректировать возможные отклонения от шкалы в поперечном от нее направлении.

Важно заметить, что оба указанных типа «спонтанных» движений содержат заметную компоненту с удвоенной частотой собственных колебаний маятника $2\omega_0$, что является аргументом в пользу гипотезы, что возникающие в процессе измерения давления колебания являются параметрическими. Рассмотрим, как возникает эта компонента.

Дело в том, что при отклонении колеблющегося маятника вправо или влево от шкалы (латерали), на фоне усталости мышц рабочей руки, которая в процессе измерения находится в довольно длительном, статически напряженном состоянии (предплечье в положении, близком к горизонтальному, локоть вынесен от туловища), может произойти «произвольное» опускание точки подвеса. На это последует корректировка точки подвеса вверх, к предыдущему положению. Это может происходить в полупериоде колебаний, когда маятник отклонен вправо (т.е. нить «тянет» усталую руку вправо, происходит коррекция влево - вверх) и,

аналогично, в полупериоде, когда маятник отклоняется влево (коррекция вправо - вверх). Таким образом, в течение одного периода колебаний, происходят две коррекции положения точки подвеса. В результате точка подвеса «колеблется» с частотой, примерно вдвое большей, чем собственная частота математического маятника ω_0 , и спектр изменений точки подвеса маятника обогащен частотой $2\omega_0$.

Другим признаком, свидетельствующим в пользу возникновения именно параметрических колебаний, является «самопроизвольное» возникновение колебаний из состояния покоя маятника: были произведены наблюдения согласно рассматриваемому здесь методу, результаты которых представлены в [10]

В процессе этих измерений, проводимых после каждого передвижения маятника на 1-2 см по линейке, маятник приводился в состояние покоя, путем опускания грузика на линейку. Далее грузик осторожно приподнимался, так, чтобы он свободно висел над плоскостью линейки, на высоте примерно 0.5 см от нее, продолжая находиться в состоянии покоя.

Через 1-3 секунды, начинают визуально проявляться колебания маятника, амплитуда которых постепенно нарастает до некоторых максимальных значений (1-5 см, в зависимости от положения грузика маятника вдоль линейки, см. таблицу в [10]).

Точность данных, представленных в таблице невелика, и позволяет делать скорее качественные заключения о результатах измерений.

Выделяются две области вдоль линейки, в которых амплитуда колебаний достигает больших значений. Это 5-7 см и 12-14 см при перемещении по линейке, что, согласно описанию метода соответствует нижнему давлению 50-70 мм ртутного столба и верхнему давлению 120-140 мм рт. ст. Возможно, есть еще третья область, в районе 170 мм рт. ст.

Возможное объяснение механики метода

Известно (см. например [15]), что пульсовые колебания давления перемещаются по артериальной системе в виде волн, из-за упругой реакции стенок артерии на радиальное расширение и ужатие стенок артерий при прохождении пульсовой волны.

Согласно этой, принятой в настоящее время, модели механики кровообращения, давление и скорость потока крови в артериях связаны линейно с достаточной для описания общей картины поведения давления в артериях большого круга кровообращения. Коэффициенты упомянутого линейного закона можно считать постоянными на достаточно однородных участках для артерий одного класса [15].

В предыдущем разделе отмечено, что, более ранними исследованиями и наблюдениями установлено, что величина артериального давления, определяющая амплитуду параметрических колебаний для разной степени сгиба правой руки в локтевом суставе, имеет несколько (как минимум два) положения, тесно скоррелированных с величинами систолического и диастолического давления.

Длина предплечья у большинства людей примерно 200 – 250 мм, что численно соответствует диапазону измеряемых у человека давлений в миллиметрах ртутного

столба (т.е. диапазону шкалы манометра в обычно используемом методе с сжимающей плечо резиновой манжетой).

Вдоль левого предплечья располагается линейка, на небольшой (5-10мм) высоте от которой перемещается, параллельно линейке, грузик, удерживаемого правой рукой за свободный конец нити, маятника.

Систолическое давление соответствует большему углу сжатия правой руки в локтевом суставе, и большим числам под грузиком на шкале линейки (ноль шкалы располагается непосредственно у запястья левой руки). В этой области положений маятника (что соответствует сильному сгибу в локте) возможно проявление нескольких резонансов

Далее, при разгибании правой руки (перемещение маятника к запястью левой руки), артерии правой руки постепенно выпрямляются, и давление, нужное для прогона крови по артерии, постепенно уменьшается. Это продолжается до некоторого положения маятника, ближе к запястью левой руки, которое соответствует области проявления диастолического (нижнего) давления. Тут амплитуда параметрических колебаний маятника вновь возрастает.

Это происходит из-за отражения пульсовой волны от неоднородностей в артерии по пути движения (течения) крови [15]. Наиболее значимый вклад в отражение вносит разветвление артерий, в рассматриваемом здесь случае – разветвление артерий предплечья на артериолы кисти. Заметен также вклад неоднородностей от изгибания артерий при изгибании кисти.

Отражение приводит к торможению потока крови и компенсации этого торможения увеличением давления в артерии. (При отражении частичка потока меняет направление движения, вплоть до прямо противоположного. В этом случае, ее импульс $P_1=mv_1$ (где m - масса частички, v_1 – ее скорость) после отражения делается равным $P_2=mv_2$, изменение импульса за время отражения частички - $P_2 - P_1= mv_2 - mv_1 = (-mv_1) - mv_1 = -2mv_1$. Поэтому, вблизи отражающего объекта, на частичку потока крови может действовать сила, изменяющая величину ее импульса вдвое (а при малом коэффициенте отражения, либо полном поглощении потока капиллярной системой – это изменение импульса равно mv_1). Таким образом, при полном отражении на частичку может действовать удвоенная по отношению к Пуазейлевской сила, что приводит к возрастанию давления вблизи неоднородностей потока. Подробнее см. [15].

Упомянем здесь, в связи с изложенным наблюдение И. Рокара из [1]:

«Реакция у оператора не мгновенна. (Исследования Рокара проводилось , в основном, Г-образными рамками). Даже очень хороший оператор проявляет реакцию (фрикцию) только через несколько секунд с того момента, как он поставил свою палочку в расположение целевого объекта. Мы опять вступаем в область физиологии доусинга. Физик-искатель сказал бы, что это гистерезис. Если он возвращается на свои следы, он наблюдает то же самое время задержки, но естественно депортирует его в другую сторону. На самом деле, это время физиологического рефлекса».

В интерпретации авторов настоящей статьи, это связано со временем установления параметрического резонанса, которое может быть оценено в используемой нами модели

Простые эксперименты И. Рокара с электромагнитом (диаметром 25 см), запитанным от источника постоянного тока, что обеспечивало магнитное поле более 1 мГаусс на расстоянии 1 м, при перемещении катушки магнита в вертикальном направлении (на расстоянии 1м до тела со стороны спины тестируемого) позволило заключить, что:

«- верхняя часть тела, безусловно, как минимум в десять раз более чувствительна, чем нижняя;- максимальная чувствительность находится не в голове или мозге. Мышц впадины локтя может хватить на все».

Это коррелирует с нашим объяснением изменения давления в зависимости от пережатия артерий при сгибании руки в локтевом суставе.

Кроме того, И. Рокар в исследованиях использовал постоянные магниты: –

«Объем этих магнитов составляет от 3 до 4 см³. Магнитный момент магнитов можно оценить в 1 700 электромагнитных единиц CGS. Приложив их к локтям, даузер видит, как исчезают все его реакции. Эта проверка была проведена со 100-процентным успехом на использующих рамки, а также на даузерах, использующих маятник. Если оценить порядок величины магнитного поля, создаваемого этими магнитами на передней части рук, во впадине локтей, то обнаружит, что оно составляет около 100 G - скажем, от 30 до 300 G в радиусе 4 см вокруг магнита. Нам кажется несомненным, что это мощное поле полностью блокировало рефлекс доузинга, насыщая их, что вполне объяснимо при реализации "чувства", и мы пришли бы к выводу, что если физиологи хотят найти орган, где находится чувство доузинга, они должны искать его во впадине локтя».

Случаи обнаружения неподвижным доузером особенно важны, потому что они, похоже, исключают механизм электродвижущей силы, индуцируемой на входе в нерв изменением потока во времени в какой-то электрической цепи, сформированной в человеческом теле.

Связь внешнего круга кровообращения с лозоходством

Чтобы прояснить связь внешнего круга кровообращения с лозоходством, далее будем опираться на результаты из [11]:

«Аномалии БФЭ занимают лишь доли процента земной поверхности, поэтому человек, эволюционно приспособленный к обычным условиям, воспринимает их как «некомфортные» (стрессогенные) зоны. Повторяющиеся стрессы при пересечении аномалий приводят к заметным (поначалу непродолжительным) нарушениям в сердечно-сосудистой и нервной системах [11].

Высокая чувствительность организма человека к таким неспецифическим раздражителям и способность вырабатывать рефлекс их опознания лежит в основе так называемого биофизического эффекта».

Экспериментально установлены изменения сердечно-сосудистой деятельности при пересечении аномалий БФЭ. На этих участках у человека меняется, наряду с другими

характеристиками, и характер прохождения пульсовой волны, фиксируемый стигмографом.

Основной причиной, вызывающей биофизический эффект, в большинстве публикаций (по грубым оценкам авторов, более чем в 51% работ по геологоразведке), полагаются изменения в пространственном распределении низкочастотных электромагнитных полей.

Влияние неоднородности электрического поля на ток крови в артериях, по-видимому, обусловлено изменением адсорбционных свойств стенок сосудов в поле, вследствие чего в артерии меняется поперечное распределение ионов крови (вблизи ее стенок). Это приводит к соответствующим изменениям вязкости крови. Течение крови в артериях в основном ламинарно и может быть приближенно описано формулой Пуазейля, зависимость от типа жидкости в которой задается только через вязкость. Таким образом, течение крови в артериях, а следовательно и артериальное давление, может меняться внешним электрическим полем, и это может проявляться в колебаниях маятника. Надо отметить, что это лишь один из возможных гипотетических механизмов [1,4] влияния поля на маятник, из требующих экспериментальной проверки.

Проведенные в [11] наблюдения над состоянием сердечно-сосудистой системы (ССС) операторов, а также и людей, не обладающих биофизическим эффектом, подтвердили имеющиеся в литературе сведения об изменении частоты пульса при пересечении аномалий БФЭ [11]. «Особенно заметен эффект в автомашине при положении лёжа, головой по ходу движения. В этом случае на интенсивных аномалиях отмечено отклонение пульса от нормы до 40%. Примечательно, что это проходило абсолютно незаметно для испытуемого, в иных условиях такое изменение частоты пульса не может проходить без видимого изменения общего состояния».

Эти заметные изменения в характере распределения пульсовой волны обнаружены при записи стигмограмм. Запись осуществлялась на пальцах рук, т.е. по периферической крови. (К сожалению, в [11] показания в районе локтевых суставов, и при малоамплитудных движениях в них, не рассматривались) Нормальная кривая стигмограммы содержит два гребня, отражающие две пульсовые волны. Первая волна кровотока возникает в аорте, при сокращении левого желудочка и фиксируется на графике анакратическим подъёмом с более высоким гребнем. Второй - дикратический подъём - возникает после окончания систолы, когда находящаяся в аорте, артериях и периферических сосудах кровь начинает под влиянием ранее растянутых её давлением сосудов движение в обратную сторону, запирает полулунные клапаны и, получив от них толчок, кратковременно увеличивает давление в аорте, фиксируемое как отражённая пульсовая волна (рис. 1).

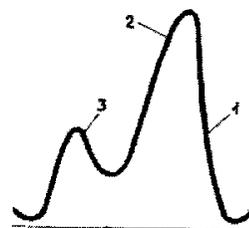


Рис. 1 Прохождение пульсовой волны, отражённое в колебаниях стенок артерии. 1 - анакратический подъём (анакрата), 2 - катакратическое колено, 3 - дикратический подъём (дикрата). (Взято из [11])

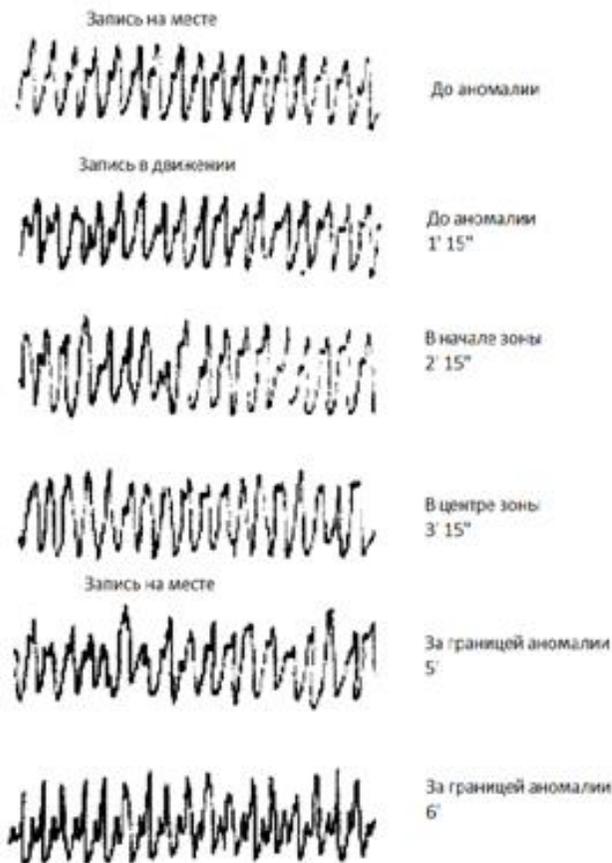


Рис.2 Запись стигмограммы при пересечении аномалии БФЭ. Взято из [11]

При нормальной работе сердца и сосудистой системы каждый цикл включает две пульсовые волны: прямую и отражённую. Изменение соотношения высот анакраты и дикраты означает отклонение в состоянии сосудистой системы - её эластичности, способности вызывать обратный ток крови, запирающей полулунные клапаны.

На рис.2 показаны фрагменты стигмограммы, записанной на маршруте при пересечении аномалии БФЭ.

«На графике отчётливо видно, что у человека, пересекающего аномалию, не просто меняется частота пульса, но происходят значительно более сложные и ощутимые изменения сердечно-сосудистой системы (ССС), являющиеся ответной реакцией на неспецифические раздражители, воспринимаемые как сигнал неосознанной тревоги».

К сожалению, вопреки вышеприведенному утверждению, на фрагментах стигмограмм рис.2 не наблюдается изменение частоты пульса: число максимумов

езде примерно 18. Чисто визуально, все же кажется, что пикки в зоне аномалии шире (т.е. отношение ширины максимума к его высоте больше).

Мы полагаем, что эксперименты, описанные в [1] и [11] нуждаются в повторении, с использованием современных переносных и компактных магнитометров и приборов ЭКГ, при обязательном учете возникновения параметрического резонанса, в случае, когда используется маятник-отвес.

В [11] утверждается: «При длительном нахождении в зоне или многократном её пересечении организм адаптируется и изменение ССС перестаёт отмечаться. Однако даже кратковременное - в течение 10-15 минут - пребывание вне зоны приводит к потере адаптации. У оператора вновь проявляется биофизический эффект и вновь отмечаются изменения в состоянии ССС. Очевидно, с такими многократно повторяющимися стрессами могут быть связаны серьёзные функциональные расстройства, отмечаемые у людей, проживающих в пределах зон аномалий БФЭ, и повышенная частота заболеваемости.

На некоторых зонах БФА воспринятый организмом сигнал переходит с уровня подсознания на чувственный уровень, отражаясь на психическом сознании человека: возникновении ощущения дискомфорта, неосознанной тревоги, желания покинуть местность» [11,16].

Заключение

В рамках предложенной модели колебаний отвеса появляется возможность делать оценки слабых (по сравнению с пульсовыми колебаниями) воздействий от различных геофизических полей (то есть, конкретно, амплитуды h в (2-6)).

Эти оценки можно получить по изменению амплитуды, частоты и времени установления параметрических колебаний отвеса. Это позволит использовать дополнительную информацию о колебаниях и взглянуть на исследуемые процессы с нового ракурса.

По видимому биофизический эффект представляет собой любопытное явление в восприятии человеком слабого, *низкочастотного* электромагнитного поля.

Этот эффект, несмотря на неясности и неоднозначности в объяснении его физического механизма, находит применение во многих областях естествознания. Он применяется в геологоразведке, геоэкологии, народной медицине и др.

Дальнейшие исследования эффекта с точки зрения физики и физиологии могут привести к более широкому применению этого малозатратного метода, что потребует также разработки методик отбора и обучения операторов.

Поэтому представляется наиболее целесообразным, осуществлять эти исследования на базе ВУЗовской науки: они не требуют чрезмерных (даже для ВУЗов) средств и сложного оборудования, доступны как для студентов, только изучающих общую физику, так и для их более опытных руководителей. (Такие исследования, с разнообразными перерывами, уже давно ведутся в ведущих ВУЗах страны [9]).

ЛИТЕРАТУРА

1. Rocard Y. Le signal du sourcier. – Paris : Dunod, 1962., 138p.
2. Андреев Н.М. Электроразведка МПП при поисках подземных вод в горных районах и биолокация. Миасс, 2008. 120 с.
3. Бакиров А.Г. Биолокация: основы практики, история и теория феномена. Томск: Изд-во ТПУ, 2006. 309 с.

4. Шулейкин В.Н. *Атмосферное электричество и лозоходство. Актуальные проблемы нефти и газа. Вып. 1(28) 2020, с. 1-13.*
5. Болтунов В.А. Самоучитель по инженерной биолокации (теория и практика). Учеб. пос. М.: Изд-во Ассоциации строит. вузов, 2002. 80 с.
6. Валдманис Я.Я., Долацис Я.А., Калнин Т.К. Лозоходство - вековая загадка. Рига: Зинате, 1979. 116с.
7. Красавин О.А. Практика биолокации. М.: ФАИР-ПРЕСС, 2000. 256 с.
8. А.Н.Огильви Методика применения биогеофизического метода при гидрогеологических исследованиях. /Сб. под ред. О.А.Исаевой «Биоактивные излучения Земли. От древнего искусства поиска - к современным методам исследования.». - М.: МНТОРЭС им. А.С. Попова, 2006. - 92 с / стр.60-65.
9. Наравас А.К. Биолокация в геологии: мифы и реальность // Изв. вузов. Геол. и разведка. 2013. № 3. С. 25–31.
10. С.А. Корчагин, А.П. Мажара, Л.А. Марченкова, Ю.В. Трошенков - Параметрический резонанс при измерении артериального давления с помощью маятника. Международный Восточно-европейский научный журнал (East European Scientific Journal) т1, №96 (2023), с.12-18.
11. В. Г. Прохоров Наблюдения над некоторыми биологическими и химическими тестами в зонах аномалий биофизического эффекта. /Сб. под ред. О.А.Исаевой «Биоактивные излучения Земли. От древнего искусства поиска - к современным методам исследования.». - М.: МНТОРЭС им. А.С.Попова, 2006. - 92 с / стр. 9-14.
12. Измеряем давление при помощи золотого кольца и линейки с Леонидом Каневским. <https://trinixy.ru/219860-izmeryaem-davlenie-pri-pomoschi-zolotogo-kolca-i-lineyki-s-leonidom-kanevskim.html>
13. Измерение артериального давления маятником и линейкой <https://www.youtube.com/watch?v=nPUEVPk31Fo>
14. Л.Д. Ландау, Е.М. Лифшиц Механика, М., Наука, 1965, 204 с.
15. Каро К., Педли Т., Шротер Р., Сид У. Механика кровообращения. М., Мир, 1981,624 с.
16. А. Д. Жигалин, Е. В. Архипова Зоны активных разломов как объект геоэкологических исследований. Вестник Международного университета природы, общества и человека "Дубна". 2016. № 3(35) 9

**НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ,
ОКАЗЫВАЮЩИЕ ВЛИЯНИЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ БУРЕНИЯ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

Д.И. Абдразакова, Р.Л. Хазипов, П.В. Ермаков

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

г. Тюмень, Россия

e-mail: dianaabdrzakova1@gmail.com

В данной работе приводятся результаты оценки неопределенностей угла падения продуктивного пласта и амплитуды тектонических нарушений секторных геологических моделей пласта ВК1 Каменного лицензионного участка Краснотенинского месторождения.

Ключевые слова: геологическая модель, неопределенность, проводка горизонтальных скважин

Геологические модели являются основой для планирования геологоразведочных работ, подсчета запасов углеводородного сырья, сопровождения эксплуатационного бурения скважин. Поэтому анализ и оценка неопределенностей геологических моделей представляет собой актуальную задачу. Объектом исследования является пласт ВК1 Каменного лицензионного участка Краснотенинского месторождения. Рассматриваемый объект в последнее время привлекает пристальное внимание исследователей [1-2].

Активное разбуривание объекта горизонтальными скважинами определило ключевые риски при проводке ствола. Неопределенность угла падения продуктивного пласта существенно влияет на корректность подбора зенитных углов проводки скважин. В случае их неправильного выбора повышается риск выхода ствола скважины за пределы целевого интервала, в результате чего снижается эффективность эксплуатационного бурения.

Для решения данной проблемы авторами сформулировано понятие о критическом зенитном угле. Критический зенитный угол (КЗУ) – это зенитный угол, при котором не следует осуществлять бурение горизонтального ствола скважины при текущем угле падения продуктивного пласта. В целях предотвращения выхода ствола скважины за пределы целевого интервала необходимо определять критические и оптимальные зенитные углы для каждой горизонтальной скважины находящейся в бурении, и с учетом рассчитанных углов выдавать рекомендации по корректировке траектории. Иными словами, КЗУ определяет коридор зенитных углов, в которых следует выполнять проводку ствола скважины.

КЗУ определяется двумя факторами:

- Углом падения пласта, установленным по результатам комплексной интерпретации сейсмических и скважинных данных;
- Неопределенностью угла падения пласта, обусловленной ограничением точности сейсмических исследований.

Угол падения пласта определяется по соответствующей карте структурных углов. А с целью оценки степени его неопределенности авторами проведено специальное исследование, результаты которого приведены ниже. При этом сделано

допущение, что угол наклона пласта вдоль горизонтального ствола в целом определяется корректно.

Проведено сравнение прогнозного и фактического углов падения продуктивного пласта ВК1 по 77 пробуренным горизонтальным скважинам. Выборка состоит из 8254 точек, в которых через каждые 10 метров вдоль пробуренных горизонтальных скважин определены ошибки углов падения пласта путем сравнения исходной структурной модели пласта и результирующей модели, учитывающей результаты эксплуатационного бурения. Расхождение между плановым и фактическим углом падения пласта в основном варьируется от 0 до 5.7 градусов.

В целом ошибки прогноза углов имеют весьма сложное полимодальное распределение. Выявлено, что зоны повышенных ошибок в большинстве случаев приурочены к зонам разломов. Таким образом, для дальнейшего исследования исходная совокупность ошибок прогноза углов падения разделена на две части:

1. Совокупность ошибок вне зон разрывных нарушений;
2. Совокупность ошибок в зонах разрывных нарушений.

Эмпирические частоты ошибок для обеих совокупностей приведены на рис. 1.

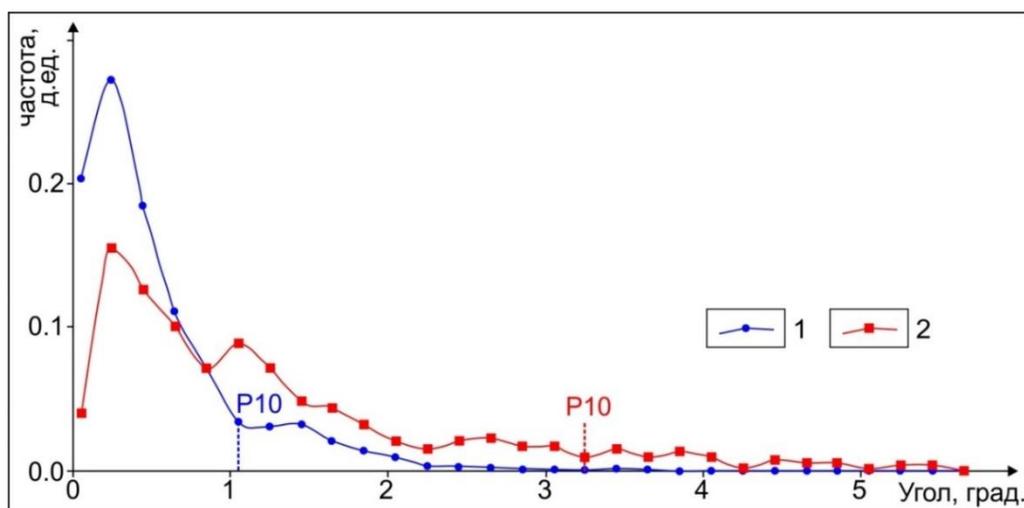


Рис. 1. Эмпирические частоты ошибок определения углов падения пласта
1-эмпирическая частота ошибок вне зон разломов, 2-эмпирическая частота ошибок в зонах разломов

Кривая эмпирических частот ошибок углов вне зон разрывных нарушений имеет двухмодальный характер. Первый максимум имеет координаты (0.25; 0.272), где 0.25 градусов – ошибка определения угла, 0.272 – эмпирическая частота. Координаты второго максимума (1.45; 0.033). Эмпирическая оценка ошибки определения угла P10 равна 1.05 градуса, т.е. только 10% ошибок превышают указанную величину. Весьма вероятно, что эти ошибки порождены малоамплитудными разрывными нарушениями, не выраженными в волновом поле.

Кривая эмпирических частот ошибок углов в зонах разрывных нарушений имеет сложный полимодальный характер. Первый максимум имеет координаты (0.25; 0.155). Сопоставление с ранее описанной кривой позволяет предполагать, что

эти данные соответствуют обычной точности прогноза углов за пределами разрывных зон. Координаты второго максимума (1.05; 0.089). Весьма вероятно, что ошибки больше 1 градуса обусловлены недостаточно точным восстановлением геометрии слоев в зонах разрывных нарушений по данным сейморазведки. Эмпирическая оценка ошибки определения угла P_{10} в данном случае равна 3.25 градуса, т.е., как и в предыдущем случае, только 10% ошибок превышают указанную величину.

Полученные результаты оценки ошибок углов падения положены в основу выбора значений КЗУ:

1. Вне зон разрывных нарушений КЗУ можно принять равным 1.1 градуса, т.е. коридор углов проводки ствола скважины изменяется от $U-1.1^\circ$ до $U+1.1^\circ$, где U – угол, определенный по соответствующей карте;
2. В зонах разрывных нарушений КЗУ можно принять равным 3.3 градуса, т.е. коридор углов проводки ствола скважины изменяется от $U-3.3^\circ$ до $U+3.3^\circ$, где U – угол, определенный по соответствующей карте.

Неопределенность амплитуды тектонических нарушений является одним из основных факторов, оказывающих влияние на эффективность бурения горизонтальных скважин. Ее ошибочные определения приводят к некорректной проводке ствола горизонтальной скважины и отсутствию понимания пространственного положения в пласте за разломом, всё это снижает эффективность проходки по коллектору. Опыт показывает, что неподтверждение амплитуды тектонического нарушения даже на 2.0 м оказывает негативное влияние на процесс сопровождения бурения горизонтальной скважины. Авторами выполнен сравнительный анализ прогнозной амплитуды тектонических нарушений и фактической, оцененной по сейсмическим и скважинным данным по обе стороны от разлома. Эмпирическое распределение ошибок амплитуд позволяет предположить амодальный тип соответствующей функции плотности вероятности, поэтому в качестве нулевой выдвинута гипотеза об экспоненциальном (показательном) распределении генеральной совокупности ошибок. Для проверки гипотезы вычислен параметр распределения λ , равный 1, деленной на выборочное среднее $X_{ср}$. Выборочное среднее $X_{ср}$ равно 2.14, соответственно λ равен - 0.47. Значение критерия Пирсона χ^2 равно 7.08. Критическое значение критерия при уровне значимости 0.05 и числе степеней свободы 4 – 9.5. Таким образом, нулевая гипотеза о показательном распределении генеральной совокупности при данном уровне значимости может быть принята.

Вероятность получения ошибки амплитуды тектонического нарушения на 2.0 м и более, найденная по полученной функции, составляет 33%.

В результате кинематической интерпретации сейсмического куба достигнута весьма высокая точность определения амплитуд разломов. Но она по-прежнему остается недостаточной для надежной проводки горизонтальных скважин – вероятность получения ошибки амплитуд более 2 м слишком высока. Поэтому в скважинах, проводимых через разрывные нарушения, необходимо проводить

детальный анализ сейсмических данных и фактической информации, полученной в результате бурения через данное разрывное нарушение соседних горизонтальных скважин.

Благодаря проведенной оценке неопределенностей геологических моделей появилась возможность управлять имеющимися рисками при сопровождении бурения горизонтальных скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Казанская Д.А., Александров В.М., Белкина В.А. Моделирование геологического строения продуктивных отложений викуловской свиты // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2019. - Т. 330. - № 7. - С. 195-207.
2. Лиходед И.А., Авдонин Ю.Э., Решетникова Д.С., Разяпов А.Р., Ермаков П.В., Патраков Д.П., Емельянов Д.В., Жарков А.В., Судеев И.В. Эффективное вовлечение в разработку остаточных запасов краевых зон викуловской свиты Краснотеннинского нефтегазоконденсатного месторождения // Территория Нефтегаз. - 2021. - № 3-4. - С. 66-74.

АНАЛИЗ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СЛАБОКОНСОЛИДИРОВАННЫХ ОБРАЗЦОВ КЕРНА С ВОДОЙ, НАСЫЩЕННОЙ УГЛЕКИСЛЫМ ГАЗОМ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ)

Е.Г. Курбасов, С.Н. Бастриков, Э.Б. Гусейнов

*ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», ООО «Арктик СПГ 2»
e-mail: evgen.kurbasov@yandex.ru, bastrikovsn@tyuiu.ru, elkin-93@mail.ru*

Аннотация. В статье рассматривается процесс исследований влияния воды, насыщенной углекислым газом на образцы керна, полученные при строительстве поисково-оценочных скважин на полуострове Ямал, с целью изучения взаимодействия пород, слагающих пласты ПК_{2,9} с пластовой водой, которая будет насыщаться CO₂ в процессе закачки в нагнетательные скважины.

Ключевые слова: керн, CO₂, закачка в пласты, экология, пластовый флюид, нагнетательные скважины.

В современном мире вопросы экологии занимают основное место в нефтегазовой отрасли. С целью сокращения выбросов в атмосферу парниковых газов, одним из наиболее перспективных направлений является технология закачки углекислого газа (CO₂) в пласты, что также повышает эффективность добычи углеводородов.

В рамках реализации проекта по закачке углекислого газа в водоносные пласты исследуемого участка недр, предполагается провести серию исследований

взаимодействия образцов кернa с водой, насыщенной углекислым газом. Цель этих исследований: изучить взаимодействие пород, слагающих пласты ПК_{2,9} с пластовой водой, которая будет насыщаться CO₂ в процессе закачки.

Для выполнения исследований предусматривается привлечение установки исследования буровых растворов, представляющей фильтрационную установку, выполненную в кислотостойком исполнении.

Работа с керновым материалом, как начальный этап подготовки к эксперименту, включает, в том числе, определение минерального состава пород и глин, изучение порового пространства методом РСА, далее проводится рентгенофлуоресцентный, термогравиметрический анализ и гранулометрический анализ с использованием оптического анализатора. Кроме того, изготавливается, описывается и анализируется структура порового пространства по шлифам и определяются фильтрационно-емкостные свойства, в том числе абсолютная проницаемость по газу, открытая пористость, объемные и кажущиеся минерологические плотности.

Подготовка модели пластового флюида начинается с приготовления модели пластовой воды с заданным минеральным составом, после этого проба пластовой воды насыщается CO₂ и определяется состав и свойства итоговой пробы, в том числе:

- pH, УЭП при 25 °С (pH Meter, Кондуктометр КП-150МИ);
- Cl⁻, (SO₄)²⁻, Na⁺, K⁺, Ca²⁺, Mg²⁺, 2)Sr²⁺, Li⁺, Ba²⁺ (СКЭ "Капель - 205");
- HCO₃⁻, CO₃²⁻ (титрование);
- Al³⁺, Si, Fe, Mn методом АЭС (Спектрометр);
- Плотность при 20 °С.

В процессе самого эксперимента, в установку помещаются четыре образца кернa (два образца длиной 30 мм и два образца длиной 60 мм), после чего выполняется прокачка и выдержка образцов в насыщенной CO₂ пластовой воды в течении 10, 30, 60 ,120 суток.

В течении эксперимента производится отбор проб вытекающей после взаимодействия воды, с анализом pH и ионного состава, по периодам:

- 10 суток - 1, 2, 5, 10;
- 30 суток - 1 ,4, 8, 16, 30;
- 60 суток - 1, 16, 30, 60;
- 120 суток - 1, 30, 60, 120.

В ходе эксперимента контролируется и поддерживается температура, давление. После каждого периода выполняется разгрузка установки и анализ кернa и воды. После взаимодействия происходит повторное детальное изучение кернa.

Далее представлена диаграмма фазового поведения CO₂ (рис.1):

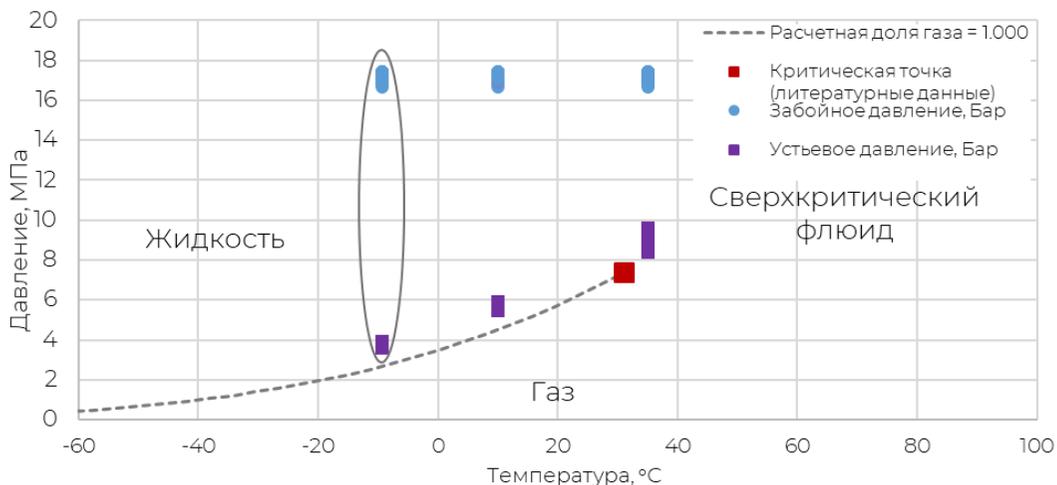


Рисунок 1. Фазовая диаграмма CO₂

CO₂ существует в четырёх формах: газообразной, жидкой, твёрдой и сверхкритической при различных условиях давления и температуры. Точка, в которой жидкая и газообразная фазы находятся в равновесии, называется критической точкой. Из диаграммы видно, что давление не оказывает существенного влияния на жидкий углекислый газ, при определённой температуре. Но, при повышении температуры, CO₂ переходит из жидкой фазы в газообразную, что приводит к снижению плотности [1].

Когда система находится в сверхкритическом состоянии, на изменение плотности CO₂ сильно влияют температура и давление системы. При меньшей начальной температуре, при том же перепаде давлений, перепад температуры меньше (рис.2).

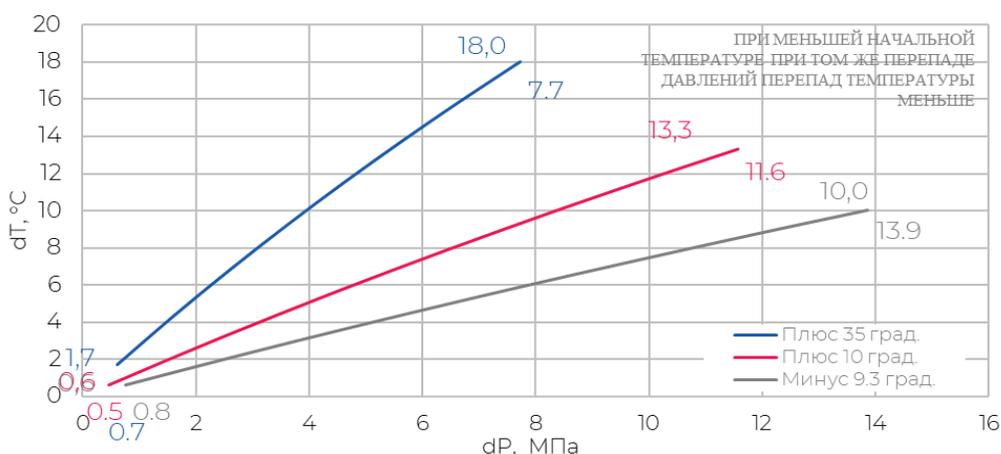


Рисунок 2. Перепад температуры, в зависимости от перепада давления

Анализ гидратообразования (рис. 3) показывает, что чем ниже температура, тем легче образуется гидрат CO_2 , тем короче время реакции и тем выше скорость образования. В основном это происходит потому, что более низкая температура обеспечивает большую движущую силу для реакции, сопротивление теплопередаче в системе становится меньше, реакция с большей вероятностью произойдет и будет протекать быстрее; это соответствует закону образования гидратов [2].

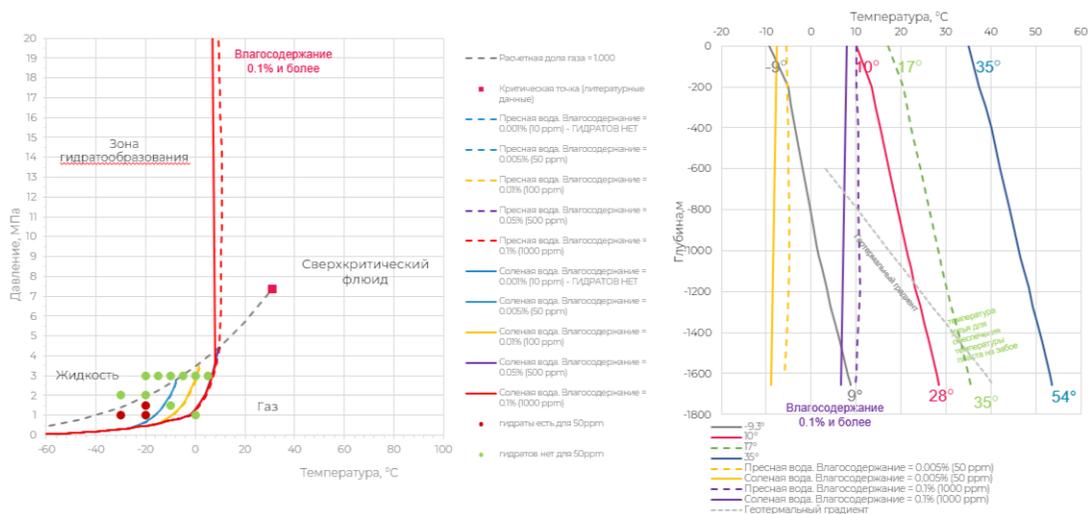


Рисунок 3. Кривые гидратообразования

Заключение: Технология закачки углекислого газа (CO_2) в пласты, способствует сокращению выбросов в атмосферу парниковых газов и повышает эффективность добычи углеводородов. Эксперименты на образцах керна, позволяющие оценить влияние CO_2 на образцы пород, позволяют получить расширенные знания о будущем воздействии углекислого газа на пласт при его закачке

с целью утилизации. Полученные знания позволяют недропользователю подобрать оптимальные параметры расхода жидкости, давления и температуры, необходимые для безопасной утилизации углекислого газа, а также оценки влияния коэффициента эрозии на выбор необходимого оборудования, будущих конструкций нагнетательных скважин и количества этих скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лэй Ли, Чэнвэй Ван, Дуншэн Ли. Экспериментальное исследование сланцевой нефти из образцов керна Цяньцзяна методом закачки CO_2 . RSC Advances, 2019, - 9 с.
2. Лицзюнь Ли, Шууха Чжао. Кинетика образования гидратов CO_2 в системе ускорителей на основе оксида графена и додецилсульфата натрия. RSC Advances, 2020, - 10 с.

КОРРЕЛЯЦИОННЫЕ ЗАВИСИМОСТИ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ
ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД*Т.П. Илюхина**Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия**e-mail: denizai@yandex.ru*

В работе рассмотрена возможность оценить величину проницаемости породы по зависимости между пористостью и проницаемостью. Показано, что корреляция между пористостью и проницаемостью небольшая. Отсутствие тесной и устойчивой связи между пористостью и проницаемостью не позволяет оценивать параметры стабильно. Фильтрационно-емкостные свойства и петрофизические параметры пород группы образцов обладают достаточной степенью корреляции, поэтому такие корреляционные зависимости можно использовать, чтобы интерпретировать результаты геофизических исследований скважин.

Ключевые слова: пористость горных пород, проницаемость горных пород, корреляционные зависимости, петрофизические параметры, геофизические исследования.

Геолого-разведочные работы часто являются дорогостоящими и требуют как можно более полного изучения материала кернов, построения петрофизических моделей высокой надежности, что повысит достоверность интерпретации и эффективность использования данных геофизических исследований скважин (ГИС) для подсчета запасов углеводородов (УВ).

Изучение фильтрационно-емкостных (ФЕС) и петрофизических свойств пород (удельного электрического сопротивления, скорости распространения упругих волн, плотности, радиоактивного излучения и других характеристик) невозможно без знания литолого-минералогического состава, структуры порового пространства, свойств пластовых флюидов, типа и характера распределения цемента.

Козени вывел одну корреляционную зависимость, являющейся фундаментальной и наиболее популярной корреляционной зависимостью в современной науке, которая устанавливает взаимосвязь проницаемости и пористости, учитывая удельную площадь поверхности.

В работе [1] указывается необходимость разностороннего изучения свойств горных пород, что является необходимым этапом при проектировании разработки месторождений нефти и газа. Аддитивные технологии, компьютерная томография и электронная микроскопия активно развиваются, что предоставило возможность воссоздать сложную внутреннюю структуру порового пространства горной породы для проведения в дальнейшем экспериментального исследования.

Влияние пластового и забойного давления на проницаемость исследовано в работе [2]. Получены результаты экспериментального и численного моделирования, отмечено весьма существенное влияние деформаций исследованных терригенных пород-коллекторов на проницаемость при снижении пластового и забойного давлений. В результате лабораторных исследований были получены аналитические

зависимости, описывающие изменение проницаемости как при росте эффективных напряжений (снижение пластового или забойного давлений), так и при их уменьшении (восстановления пластового или забойного давлений).

Таким образом, корреляционная зависимость между пористостью и проницаемостью невысока, связь между параметрами не является устойчивой, использовать ее можно при определенных условиях.

Установлена корреляционная зависимость между пористостью и извилистостью, связь между пористостью породы-коллектора и степенью цементации, между пористостью и водонасыщенностью, что можно использовать при интерпретации данных ГИС объекта.

Фильтрационно-емкостные свойства и петрофизические параметры пород имеют высокую корреляцию и достоверность аппроксимации, что позволяет интерпретировать результаты геофизических исследований скважин.

Полученные интерпретационные модели, позволяют по данным геофизических исследований скважин определять емкость и характер насыщения коллекторов, что необходимо для подсчета запасов углеводородов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кочнев А.А., Осколков А.А., Кривошеков С.Н. Анализ возможностей трехмерной печати искусственного керна горных пород // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 9(381). – С. 19–27. – DOI: 10.33285/2413-5011-2023-9(381)-19-27
2. Попов С.Н., Чернышов С.Е., Гладких Е.А. Влияние деформаций терригенного коллектора в процессе снижения забойного и пластового давления на изменение проницаемости и продуктивности скважины // Изв. Томского политехнич. ун-та. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 9. – С. 148–157.

ПРОВЕДЕНИЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ШЕЛЬФЕ МОРЯ, В Т.Ч. В АРКТИКЕ, С ПОМОЩЬЮ РОБОТИЗИРОВАННЫХ УСТРОЙСТВ МАКСИМАЛЬНО ЭФФЕКТИВНЫМ И ЭКОЛОГИЧНЫМ СПОСОБОМ

М.Э. Абделаал¹, В.В. Сеница², И.В. Нечаев³

1 - ФГАОУ ВО НИУ МФТИ, 2 - СамГТУ,

3 - д.т.н., профессор кафедры ТТХВ СамГТУ

г. Москва, г. Самара, Россия

e-mail: mohamad.essam2099@gmail.com; vlad.sin@mail.ru

Аннотация. В данной работе рассмотрены вопросы проведения геофизических исследований на шельфе инновационными роботизированными инструментами, которые позволяют одновременно не только повысить достоверность получаемой информации на предмет поиска полезных ископаемых, но и значительно снизить вредную экологическую нагрузку на морских обитателей (биоту). А благодаря

умеренной стоимости применяемых устройств с высокой автономностью и облегчению условий работы задействованного персонала, особенно в суровых заполярных районах Арктики, ожидается существенная экономия денежных средств и повышение техники безопасности при проведении сейсмо- и электроразведки на дне моря по сравнению с применяемыми нынче методами.

Ключевые слова: сейсмические исследования, шельф, глайдер, ветрогенератор, экология, Арктика, донное бурение.

ВВЕДЕНИЕ

Множество богатств природы «спрятано» на шельфах морей. Среди наиболее значимых полезных ископаемых можно назвать золотоносные донные отложения и редкоземельные металлы (железо-марганцевые конкреции - ЖМК), мамонтовую кость, янтарь, а также, естественно, нефть и газ, включая газогидраты. И хоть уже ведутся пилотные работы по извлечению углеводородного сырья даже в тяжелой ледовой арктической обстановке — в существующих условиях падения цен на эти энергоносители используемые методы нерентабельны и дотируются за счет других проектов.

Кроме того, рассматривая способы поиска и добычи вышеуказанных даров природы, краеугольным камнем встает вопрос бережного отношения к очень уязвимой экологии подводного мира ввиду длительного и болезненного заживления «ран», наносимых природе деятельностью человека. И здесь не надо впадать в прострацию от «убаюкивающих песнопений» нефтегазовых компаний, что-де они используют только лучшее мировое оборудование известных брендов в соответствии со строгими экологическими регламентами: факты говорят об обратном.

Например, недавняя авария в Мексиканском заливе, которую устроили как раз компании с мировой известностью и огромным денежным оборотом. А еще в США ученые установили закономерность в массовых самоубийствах дельфинов и китов путем выбрасывания на берег после проведения шельфовых сейсмических разведок и военных учений по поиску подводных лодок с использованием мощного гидроакустического оборудования в обоих случаях [1].

1. ФОРМУЛИРОВКА ЗАДАЧИ

В настоящее время сейсморазведочные работы на шельфе проводят двумя основными способами, это: с помощью тянущихся за геофизическим судном многокилометровых сейсмо-кос либо временно располагаемых на дне датчиков, также объединенных тросами с целью упорядоченного позиционирования [2]. Но в любом случае рабочие акустические колебания в воде и горной породе формируются мощными импульсами пневмопушки, энергия которой рассчитана с учетом неизбежных потерь в 95...98%, т.е. КПД «хваленых» *инновационных* способов составляет всего около 0,02!

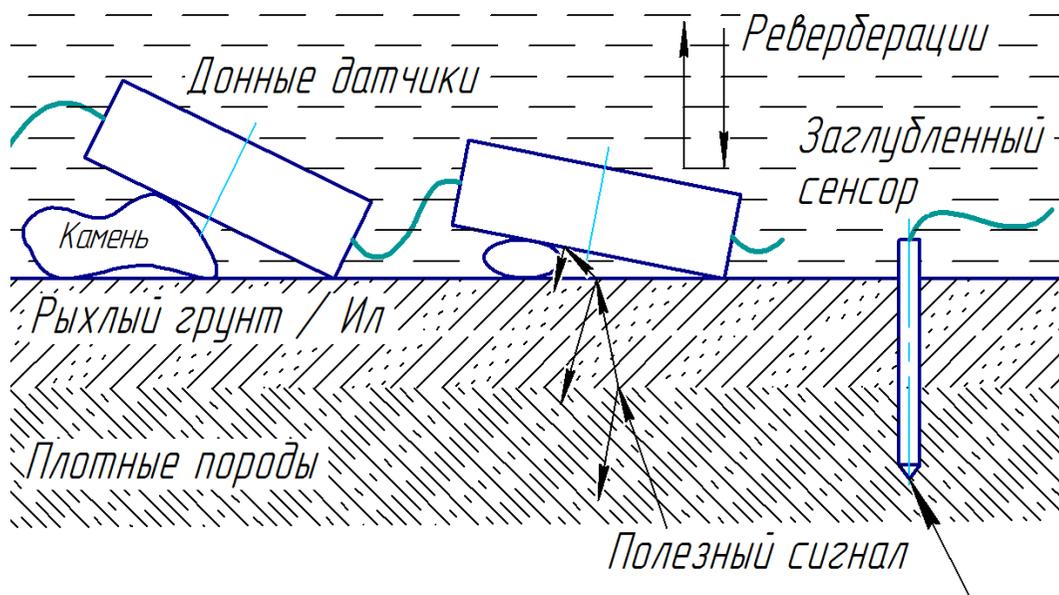


Рис. 1: Распространение акустических волн в воде с отражением на границах сред

Мало того, что подводимая мощность используется нерационально, так еще переотражения акустических волн от поверхности воды и дна (которое не бывает ровным) вызывают разнонаправленное реверберационное эхо с его хаотическим наложением на слабый полезный сигнал, идущий из глубины планеты от прослоев горных пород с вероятным насыщением их полезными ископаемыми (Рис.1).

Да, геофизики-интерпретаторы математическими методами и электронными фильтрами полученный отклик пытаются очистить от неизбежного «мусора» и других шумов (судоходства, промышленных, военных и бионических), но любая обработка массива данных приводит к огрублению и искажению конечных результатов, снижению их достоверности.

В дополнение ко всем негативным свойствам существующих технологий наблюдается чрезвычайно катастрофическое воздействие на биоту моря гидроударов для инициирования сейсмических импульсов, от которых гибнет все живое на сотни метров вокруг!

Особое внимание хотелось бы обратить и на сезонность проведения исследований в замерзающих морях: суда с сейсмо-косами должны либо мигрировать на другие лицензионные участки в зимнее время, либо идти в порты на затратный простой в ожидании таяния льдов. И в этой ситуации миниатюрная роботизированная техника позволит обеспечить относительную круглогодичность геофизических работ на шельфе без гигантских вложений и с бережным отношением к окружающей среде при повышении достоверности получаемых исходных данных!

2. КОНЦЕПЦИЯ

Для преодоления вышеуказанных проблем нашей инициативной группой были разработаны абсолютно уникальные способы поиска и добычи полезных ископаемых на шельфе морей, включая и арктические. А самыми яркими

конструкциями (среди сотен, требующих оформления заявок на изобретения), с помощью которых и будут воплощаться эти инновационные технологии, являются подводные глайдеры, роботизированные парусные безэкипажные катамараны (РПБК), плавучие ветрогенераторы, снегоходные колесные буеры и автоматизированные донные буровые установки (АДБУ) [3].

В данной работе будет более подробно рассмотрено лишь проведение сейсморазведочных работ на шельфе с помощью роботизированных устройств: глайдеров и РПБК (Рис.2). Для снижения вредного воздействия на экологию океанов и повышения достоверности проведения сейсмических исследований на шельфе необходимо размещать излучающие системы акустических волн и их приемные датчики в грунте на дне - как аналогично поступают на суше.

Причем, желательно заглубить и источник сейсмических импульсов и сами датчики, принимающие отраженные отклики от геологических аномалий, залегающих в глубине пород (Рис.1).

Аналогичные проблемы стоят и перед электрокаротажем на шельфе — все предлагаемые технические средства могут быть легко адаптированы и под этот метод. На первых порах генератор импульсов намереваемся буксировать с помощью РПБК, которые же и будут обеспечивать и питание электроэнергией, и передачу навигационных и управляющих сигналов для глайдеров, сбор и отправку полученных результатов на материковый Центр обработки. Многофункциональная конструкция РПБК позволит применить его и для подзарядки глайдеров, а также для буксировки их до места проведения исследований или в случае неисправности — на базу (Рис.2).

После отработки всего алгоритма сейсмических исследований с помощью РПБК дальнейшее продолжение развития способа будет заключаться в создании новой номенклатуры глайдеров-носителей генераторов импульсов для проведения исследований под слоем льда в Арктике - эта задача гораздо более сложная, но уже сейчас все технические решения, вносимые в уникальные глайдеры, рассматриваются и с точки зрения применимости их подо льдом [4].

Для обеспечения навигации АНПА и точного позиционирования под толщей льда и на дне станут использоваться роботизированные колесные буеры, которые будут отправляться в заданные точки проведения сейсморазведки, самостоятельно бурить лунки и опускать в них гидроакустическое (ГА) оборудование для создания мини-ГЛОНАСС ближней зоны. Аналогичные функции в свободной воде проще выполнять с помощью РПБК.

Кратко описание алгоритма проведения сейсмических исследований выглядит так (Рис.2): генератор сейсмических импульсов (с РПБК или глайдера-носителя) размещается на дне с позиционированием по ГА-сигналам от парусных катамаранов или буеров-маяков (подо льдом), затем передает свои вычисленные координаты в управляющий Центр (которым может быть всё та же совокупность катамаранов или буеров-маяков) - тот формирует задания для глайдеров-носителей сейсмических датчиков по размещению на дне (с определенной густотой и формой сети — *проектной* апертурой антенны) и управляет их позиционированием (движением ко дну) с помощью гидроакустической связи.

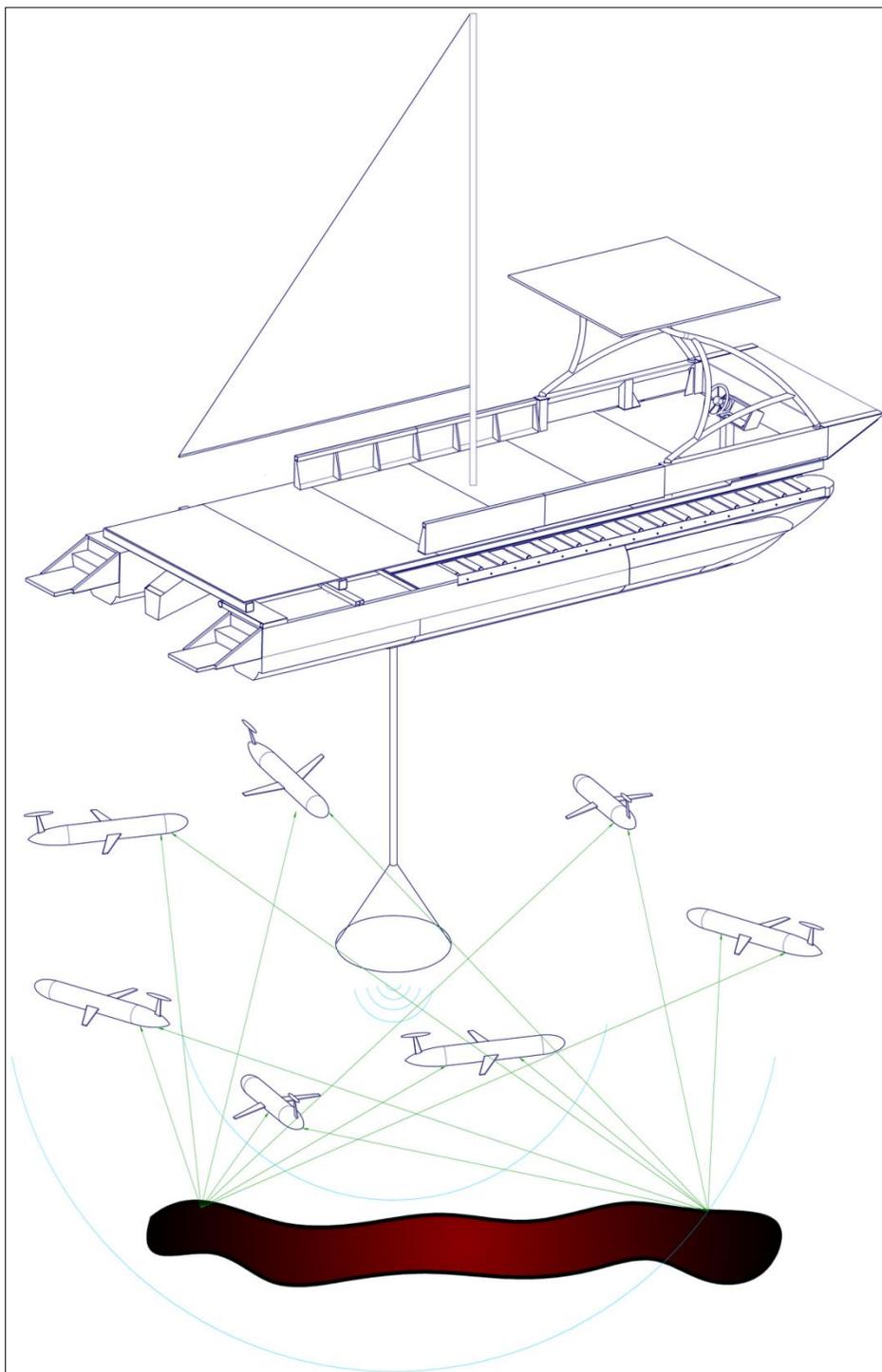


Рис. 2: Схема проведения сейсморазведки с помощью РПБК и группы адаптированных подводных глайдеров, размещаемых на дне

При приземлении на дно и внедрении сейсмического датчика в грунт глайдеры высчитывают свои точные координаты по сигналам Центра и передают их ему - тот формирует уточненную карту расположения датчиков (*реальную* апертуру антенны). После идет команда на пробную генерацию сейсмических импульсов - если отклик у большинства глайдеров-приемников достаточен, то выполняют рабочую программу импульсов; если - нет, то производится попытка доуглубления сейсмических датчиков в грунт, либо смена местоположения "малоинформативных" глайдеров-приемников.

После проведения рабочего цикла сейсмических исследований производится смена формы и густоты сети глайдеров-датчиков (апертуры антенны) вокруг генератора импульсов в несколько циклов (по вышеуказанной аналогии), а затем и перемещение всей этой группы в другой район (точку) для продолжения сейсмических исследований всего лицензионного участка. При снижении заряда аккумуляторов глайдеры возвращаются автоматически на базу, где производится их подзарядка и считываются данные для дальнейшей обработки.

Подобных групп роботизированных устройств по проведению геофизических исследований может быть множество на одном лицензионном участке. Ими можно как уточнять имеющиеся сейсмические данные, так и сопровождать добычу углеводородов в формате 4D.

3. ВЫВОДЫ

Разработана уникальная концепция проведения сейсморазведочных работ на шельфе роботизированными устройствами с заглубляемыми источниками импульсов и принимающими сигнал сейсмическими сенсорами на глайдерах. Это самое оптимальное расположение приборов с целью повышения соотношения «сигнал/шум» и связанных с ним достоверностью исследований и разрешающей способностью по нахождению малозначащих аномалий (нефтяных залежей со слабым газовым фактором) с исключением влияния интенсивного судоходства/рыболовства и штормовой погоды на качество получаемых данных.

Причем, благодаря практически полной передаче энергии импульса в породу, значительно снижается расчетная мощность подобных ударов, предположительно в 50...80 раз, что уменьшает вредное влияние на подводных обитателей морей, а также потребную массу и габариты вовлеченных роботизированных устройств. Что положительно сказывается на общей эксплуатации и затратах на береговое оснащение.

Отсутствие потребности в крупных судах и всесезонная работоспособность позволяют проводить как внезапные уточняющие исследования, так и циклически продолжительные форматы 4D.

Создаваемая в процессе проекта обширная номенклатура морской робототехники может применяться и для решения других задач (океанографических, батиметрических, метеорологических и прочих исследований) с увеличением рентабельности разработки в целом.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Американским ВМС запретили использовать сонар-убийцу
<http://www.wired.com/2016/07/sea-will-get-lot-quieter-without-navys-whale-killing-sonar/>

2. «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» создает новое поколение донных станций при поддержке МИНПРОМТОРГА России. <https://shelf.gazprom-neft.ru/press-center/news/72314/>
3. Сеница В.В., Полей Н.Л., «АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ДОННАЯ БУРОВАЯ УСТАНОВКА», SubSeaTECH2014, С.-Петербург, 06.2014
4. Импортзамещающий глайдер <http://neftegaz.ru/science/view/1223-Importozameschayuschiy-glyayder>

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВРАЩАТЕЛЬНОЙ ОСЦИЛЛЯЦИИ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Н.Д. Овчар, П.А. Гаранин

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: nikitaovchar@mail.ru

Аннотация. С каждым годом наблюдается увеличение доли горизонтальных скважин от общего числа пробуренных за год скважин. Это обусловлено высокой экономической эффективностью горизонтальных скважин. Однако, существуют некоторые технические пределы для протяженности горизонтального участка. В данной статье рассматривается технология вращательной осцилляции бурильной колонны, способная решить проблемы, возникающие при бурении горизонтальных скважин. Цель данной статьи заключается в рассмотрении технологии, позволяющей повысить эффективность процесса бурения, преодолеть технический предел бурения горизонтальных скважин без использования технологии роторно-управляемых систем.

Ключевые слова: бурение скважин, наклонно-направленная скважина, горизонтальная скважина, осцилляция, баклинг-эффект.

В 2019 году консалтинговая компания Deloitte выпустила обзор нефтесервисного рынка в России [5]. В обзоре была отмечена тенденция к увеличению доли горизонтальных скважин, которая уже в 2018 году составляла 48% от общей проходки.

С каждым годом нефтяные компании-гиганты все чаще отчитываются об увеличении доли горизонтальных скважин в периметре своих компаний. Так, «Башнефть» за последние 10 лет увеличила в 3 раза долю горизонтальных скважин на территории Республики Башкортостан [1]. В 2023 году ПАО НК «Роснефть» отчиталась о введении в эксплуатацию 700 новых скважин, 71% из которых составляют горизонтальные скважины [3]. В 2023 году доля горизонтального бурения составила 64%, а уже к 2025 году планируется поднять этот показатель до 70%. Добровольное ограничение добычи во втором квартале 2024 года, которое взяла на себя Россия в рамках соглашения ОПЕК+, не скажется на увеличении доли горизонтальных скважин от общей проходки.

Развитие горизонтального и наклонно-направленного бурения в России за последние 20 лет обусловлено высокой эффективностью таких скважин [2]. Горизонтальные скважины позволили значительно увеличить нефтеотдачу пластов, в особенности на старых месторождениях. За счет высокого охвата пласта горизонтальным участком происходит более равномерное стягивание контура нефтеносности и увеличивается конечный коэффициент нефтеотдачи. Основное преимущество горизонтальных скважин перед вертикальными – высокий дебит скважины за счет увеличения зоны дренирования продуктивного пласта [4]. Стоимость метра бурения горизонтальной скважины выше в среднем на 35...40%. Однако, удельные капиталовложения на 1 тонну добытого флюида из

горизонтальной скважины будут меньше, поскольку в конечном счете увеличение дебита ГС скомпенсирует увеличение себестоимости строительства ГС.

Технология бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин проста для понимания, однако на практике бывает труднореализуема. Для того чтобы пробурить наклонную скважину необходимо добавить в компоновку низа бурильного инструмента (КНБК) либо уже искривленный элемент, либо устройство, позволяющее менять искривление компоновки в процессе бурения. Примером последнего может послужить относительно молодая технология роторно-управляемой системы (РУС). Такая система позволяет вести набор параметров кривизны непосредственно в процессе бурения. РУС обеспечивает построение точной и равномерной траектории, качественную очистку скважины и высокую механическую скорость проходки (МСП). Существенный недостаток технологии – ее стоимость. Зачастую суточная ставка применения РУС может превышать суточную ставку бурового станка, что является весомым аргументом в пользу альтернатив данной технологии.

Более распространенным конкурентом технологии РУС для бурения ГС являются винтовые забойные двигатели (ВЗД) с установленным углом перекоса (от 0,5 до 2град). В случае использования ВЗД для набора планового угла необходимо комбинировать роторный способ бурения и бурение «слайдом». В процессе бурения «слайдом», то есть при работе ВЗД с установленным углом перекоса происходит набор параметров кривизны на участке профиля скважины. Важно отметить, что в данном режиме бурения сама колонна бурильных труб остается без вращения. Технология бурения с ВЗД отличается высокой экономической эффективностью, поэтому занимает большую долю проходки ННС и ГС.

С применением технологии бурения при помощи ВЗД связаны некоторые особенности, способные значительно усложнить процесс бурения. Очевидно, что в процессе бурения «слайдом» качество очистки ствола скважины будет снижено. Недостаточная очистка ствола скважины приведет к скапливанию шлама в нижней части скважины. В дальнейшем удалить такие скопления бывает весьма трудно, а они в свою очередь приводят к затруднению движения бурильного инструмента в скважине или подклинке инструмента. Из-за отсутствия движения бурильной колонны при бурении «слайдом» увеличивается риск дифференциального прихвата инструмента, поскольку инструмент будет прижиматься к стенке скважины во время циркуляции бурового агента с выбуренной породой.

Существенной проблемой является неполное доведение нагрузки до забоя в режиме направленного бурения из-за действующей на неподвижную бурильную колонну силы трения. В этом случае компоновка в скважине может «подвисать», то есть КНБК не будет хватать прикладываемой бурильщиком нагрузки, часть которой будет затрачиваться на преодоление сил трения на неподвижную колонну бурильных труб. Это может привести к эффекту складывания инструмента, так называемому «Баклинг-эффекту», когда подаваемая нагрузка на бурильную колонну приводит к тому, что колонна принимает спиралевидную форму. Дальнейшее увеличение нагрузки приводит к резкому проталкиванию компоновки и удару инструмента о забой. Очевидно, что такие удары негативно сказываются на сроке службы внутрискважинного оборудования и породаразрушающего инструмента. Понимание причин неполного доведения нагрузки до забоя приводит к эффективному решению данной проблемы. Величина силы трения определяется коэффициентом трения, умноженным на суммарную силу бокового контакта между

трубой и стенкой скважины. Коэффициент трения практически не зависит от скорости скольжения при условии, что происходит движение, но он значительно увеличивается до начала движения. По мере постепенного приложения силы к неподвижному телу для инициирования скольжения сопротивление трению увеличивается до тех пор, пока не начнется движение, а затем резко снижается по мере продолжения движения. Коэффициент трения в точке, где ожидается движение, называется коэффициентом статического трения и обычно примерно на 25% превышает коэффициент динамического трения после начала движения. Это изменение значения коэффициента трения является основным механизмом, который управляет движением "заедания"/"проскальзывания".

Суть решения – снизить влияние сил трения на бурильную колонну в процессе бурения в режиме направленного бурения. Существует технология вращательной осцилляции бурильной колонны при помощи верхнего силового привода (ВСП). В общем смысле осцилляция – это процесс создания колебаний. Таким образом, снижение сил трения на неподвижную бурильную колонну происходит за счет ее осцилляции, то есть создания определенных вращательных колебаний при помощи системы верхнего силового привода. Сама система в общем виде представляет собой комплекс датчиков на буровой установке, системы анализа собранных с датчиков данных и управляющего механизма. С помощью датчиков система считывает мгновенные изменения параметров бурения (перепад давления, осевая нагрузка). Затем полученная информация обрабатывается и сравнивается с заданными оператором параметрами с помощью интерфейса. В случае отклонения фактических параметров бурения от заданных, система передает указания исполнительному механизму для дальнейшей корректировки параметров бурения. Сама по себе система является хорошим примером современной архитектуры бурения, где упор сделан на автоматизацию процесса бурения.

Составная часть автоматической системы управлением бурения – модуль осцилляции бурильной колонны, непосредственно решающий проблему воздействия сил трения на бурильную колонну. Модуль осцилляции подключается к управлению ВСП. После этого оператор задает параметры осцилляции: угол осцилляции (кол-во оборотов), скорость вращения инструмента, ограничение крутящего момента и т.д. Система показывает свою максимальную эффективность в процессе бурения в режиме «слайда». Модуль осцилляции при помощи ВСП «подворачивает» неподвижную бурильную колонну в заданном направлении и с заданной частотой, тем самым снижает влияние сил трения на колонну труб. Таким образом, мы приблизились к эффекту роторно-управляемой системы, но с внушительной экономией средств на строительство скважины. Затраты в случае применения технологии осцилляции будут заключаться в суточной ставке инженерного сопровождения.

Спущенный в скважину инструмент можно условно разделить на две части (рис.1): колонну неподвижных при бурении «слайдом» бурильных труб и зона КНБК. На каждую часть будет действовать разное трение. На колонну бурильных труб действует полное трение о стенки скважины. Силы трения в зоне КНБК в некоторой степени компенсируются от колебаний, исходящих от находящегося в компоновке оборудования. Главная задача модуля осцилляции – минимизировать зону с неподвижной бурильной колонной, но не передать осцилляцию на ВЗД в компоновке. Проконтролировать дохождение осцилляции до ВЗД можно по показаниям ToolFace, то есть по положению отклонителя в скважине. Если

изменился угол отклонителя – осцилляция дошла до компоновки и нужно регулировать осцилляцию изменением количества оборотов ВСП.

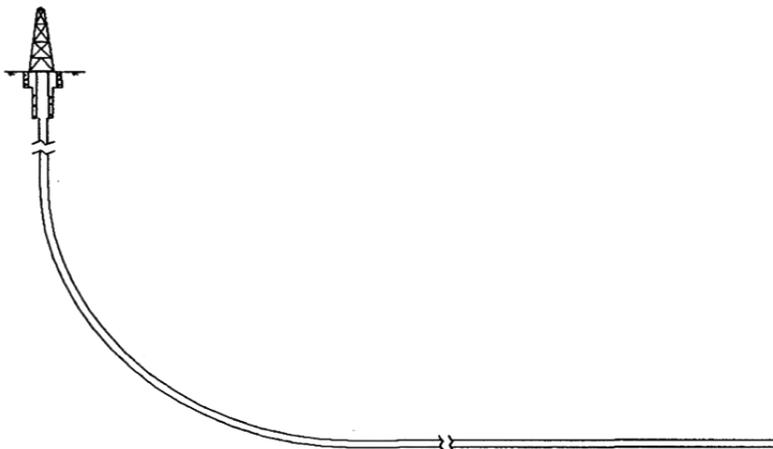


Рис.1 – условная схема спущенного в скважину бурильного инструмента

Данная автоматизированная система позволяет снизить сроки строительства скважины. При «классическом» бурении ГС с ВЗД перед началом направленного бурения, бурильщику необходимо остановить процесс бурения, повернуть компоновку с искривленным элементом при помощи ротора на необходимый угол и начать бурение «слайдом». Процесс ориентирования отклонителя может занимать от 15 до 60 минут, поскольку каждый раз нужно делать поправку на реактивный момент, что получается не всегда с первого раза. Также бывают случаи, когда бурильщику приходится перевыставлять компоновку в случае, если долото зарылось в породу и заданный угол отклонения компоновки резко ушел. Для этого бурильщику необходимо остановить процесс бурения, оторваться от забоя, приподнять компоновку и заново провести процедуру ориентирования, что тоже занимает до 60 минут. Применяя модуль осцилляции мы избавляем себя от ряда операций, которые затрачивают производительное время бурения, поскольку снижается риск резких толчков инструмента о забой. Также пропадает необходимость многократно ориентировать компоновку перед бурением в режиме «слайда».

Еще одним положительным эффектом применения вращательной осцилляции является увеличение механической скорости проходки. Повышение МСП достигается за счет более «плавного» процесса бурения, без заклинок инструмента в скважине и резких ударов его о забой. Очевидно, что полноценное доведение осевой нагрузки до забоя повысит эффективность процесса бурения: увеличит МСП, снизит нагрузку на бурильный инструмент, исключит удары инструмента о забой.

Дополнением данной технологии может стать включение искусственного интеллекта (ИИ) в состав системы для подбора наилучшего режима бурения с последующим составлением более точной режимно-технологической карты. Это позволит повысить эффективность процесса бурения на скважинах одного

месторождения. Также можно осуществить подгрузку данных из ГТН для прогнозирования зон возможных осложнений и, например, преждевременного снижения скорости бурения перед вскрытием осложненных зон. Реализовать это можно в виде предупреждения для бурильщика или в полностью автоматическом варианте, где система сама будет регулировать режим бурения. Возможности развития систем управления бурением с применением ИИ безграничны, особенно в условиях буровой. Учитывая обилие присутствующих на скважине сервисных подрядных организаций, можно создать общую систему, полностью контролирующую весь технологический процесс бурения скважины. ИИ можно доверить создание усовершенствованной рецептуры буровой промывочной жидкости, исходя из геологического строения и зон возможных осложнений. Следующий этап - контроль параметров раствора на выходе из скважины и рекомендаций по выравниванию этих параметров. Это позволит минимизировать влияние человеческого фактора и избежать открытия осложнений в скважине.

В данный момент система проходит испытания во многих компаниях на территории нашей страны. Рано говорить о конечных цифрах по результатам испытаний, поскольку необходимо протестировать систему на различных месторождениях и буровых установках. Однако, уже речь идет об увеличении МСП при бурении в режиме «слайда» минимум на 20%. Однозначным остается тот факт, что данная система обеспечит повышение эффективности процесса бурения и составит серьезную конкуренцию технологии РУС в экономическом плане. И что немаловажно – увеличит независимость от импортного оборудования, поскольку оборудование системы осцилляции, в большинстве своем, отечественного производства.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. «Башнефть» в 3 раза увеличила долю горизонтальных скважин. – Новости. Пресс-центр «Роснефть». – URL: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/215113/> . Режим доступа: общий (дата обращения 15.10.2024)
2. Обзор: Горизонтальное бурение занимает уже почти половину всех объемов. – Информационная группа «Интерфакс». – URL: <https://www.interfax.ru/business/656868> . Режим доступа: общий (дата обращения 15.10.2024)
3. Результаты ПАО «НК «Роснефть» за 1 кв. 2023 г. ПО МСФО. – Новости. Пресс-центр «Роснефть». – URL: <https://www.rosneft.ru/press/releases/item/214565/> . Режим доступа: общий (дата обращения 15.10.2024)
4. Российский рынок сопровождения горизонтального и наклонно-направленного бурения: текущее состояние и перспективы развития до 2025 года. – Журнал ROGTEC: Российские нефтегазовые технологии. – URL: <https://www.rogtecmagazine.com/российский-рынок-сопровождения-гори/?lang=ru> . Режим доступа: общий (дата обращения 14.10.2024)
5. Deloitte: обзор нефтесервисного рынка – 2019. – Исследовательский центр «Делойта». – URL: <https://spravochnik.rosmintrud.ru/storage/app/media/oil-gas-russia-survey-2019.pdf>. Режим доступа: для зарегистрир. пользователей (дата обращения 15.10.2024)

ПРИМЕНЕНИЕ ЦЕМЕНТНО-БИТУМНОГО РАСТВОРА В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО РЕГИОНА

А.В. Сидоров¹, О.А. Нечаева²

1 - супервайзер по буровым растворам ТОО «ОМАС-Интегрейтед

2 – директор ИНГТ СамГТУ, к.т.н., доцент каф. БНГС

г. Самара, Россия

e-mail: alek.sidor22@gmail.com

Аннотация. Представленная в настоящей статье система бурового раствора позволит существенно повысить эффективность буровых и геологоразведочных работ за счет стабилизации обвалоопасных горизонтов на более длительный промежуток времени по сравнению с тем, что обеспечивают системы буровых растворов на водной и углеводородной основах.

Ключевые слова: стабилизатор, нестабильность ствола скважины, фильтрация, цемент, битумная эмульсия, физическое скрепление, адсорбция, ионно-обменный процесс, глиноёмкость, ингибитор, подавление гидратации.

ВВЕДЕНИЕ

Неустойчивость стенок скважины, является одной из наиболее сложных проблем при бурении нефтяных и газовых скважин. в Волго-Уральском регионе эта проблема, как правило, возникает при прохождении слабосвязанных литифицированных отложений, представленных аргиллитами, глинистыми сланцами и сланцевыми глинами. В свою очередь аргиллиты создают около 70 % всех проблем, связанных со стабильностью ствола скважины [1,2]. Склонны к обвалообразованию отложения бобриковского, радаевского, косвинского, тиманского горизонтов представленные трещиноватыми девонскими аргиллитами, с зенитными углами более 20° и азимутальными углами 90-180° и 270-360°, соответствующими региональным стрессовым напряжениям. Применение традиционных методов борьбы с неустойчивостью стенок ствола при строительстве скважин в данном регионе с течением времени становится все более экономически нецелесообразным – с каждой скважиной растут экономические затраты на строительство объектов в целом.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВЫЗОВЫ

Для решения проблем с неустойчивостью стенок при бурении скважин в Волго-Уральском регионе используются различные типы буровых растворов, силикатные, известковые, полимер-известковые. Выбор данных типов растворов не является однозначным, так как осложненность при бурении в регионе не уменьшается, а склонна к увеличению при усложнении конструкции скважин, увеличении количества скважин с горизонтальным окончанием.

Не стабильность стенок скважины в результатах физико-химической стабилизации возможно объяснить различным составом отложений даже в пределах одного месторождения, объясняющих различные фациальные условия формирования глинистых осадков на первой стадии литогенеза. Для решения

проблемы требуется комплексный подход и внедрение новых технологий в область буровых растворов и ингибирования. Эффективные стратегии включают в себя:

1. Разработку новых буровых растворов: Использование инновационных полимерных смесей, обладающих улучшенными ингибирующими свойствами, может значительно повысить устойчивость стенок скважин.
2. Разработка растворов, способных адаптироваться к изменяющимся условиям бурения и химическому составу слоев, также может стать ключевым моментом.

Комплексные подходы:

- комплексирование различные методы и технологии для решения проблемы устойчивости. Например, использование специализированных крепящих материалов, которые будут сочетаться с новыми буровыми растворами, может дать лучшие результаты в сложных условиях;

- применение методов анализа бурового шлама, в частности Рентгенофлуоресцентный анализ (РФА), позволит выбрать подходящий механизм регулирования ионного обмена (выбор катиона-компенсатора);

- обучение персонала: Квалифицированные кадры с глубоким пониманием современных технологий бурения и процессов взаимодействия буровых растворов с геологическими образованиями станут важным ресурсом в борьбе с неустойчивостью стенок скважин.

ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОГО СОСТОЯНИЯ ОБВАЛООПАСНЫХ АРГИЛЛИТОВ

Основными элементами стратегии по стабилизации ствола скважины в отложениях аргиллитов и глинистых сланцев выбраны:

- выбор плотности бурового раствора исходя из пластовых, поровых, горных давлений.

- минимизация проникновения фильтрата в ГП;

- физическое скрепление между собой отдельных слоев ГП.

Минимизация проникновения фильтрата характеризуется низким значением НТНР, соответственно подбором компонентов для получения возможных минимальных значений. Физическо-химическое скрепление основано на ряде последовательных процессов гидратации, ионного обмена, адсорбции. **Аргиллиты обладают низким значением адсорбции молекул воды на свободной поверхности, то есть низким уровнем ионнообменных процессов.**

Создание щелочной среды позволяет усилить - увеличить интенсивность ионообменных процессов на поверхности аргиллитов. Обогащение фильтрата раствора катионом-компенсатором, подобранным к составу целевыми горной породы. Применение Ca^{++} в качестве катиона-компенсатора способствует преобразованию поверхности глинистых отложений в кальциевую форму (сметит). Данное преобразование приводит к истончению адсорбционного гидратного слоя и повышает адсорбцию неполярных соединений (УВ). Включение в рецептуру бурового раствора высокомолекулярных углеводов в виде эмульсии позволяет усилить эффект крепления.

Данный механизм реализован в рецептуре цементно-битумного бурового раствора

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Таблица 1. Состав цементно-битумного бурового раствора

№ пп	Наименование компонента	Назначение
1	Ксантановая камедь Sabohan	Структурообразователь
2	Пеногаситель (Пента-461)	Пеногаситель
3	LISTAB-HTR	Стабилизатор
4	Крахмальный реагент	Понизитель фильтрации
5	Натрий хлористый	Ингибитор глин
6	Кальций хлористый	Ингибитор глин, источник кальция
7	Портландцемент ЦЕМ I 42,5Н ГОСТ 31108-2016	Контроль щелочности, источник кальция, крепящее действие
8	Карбонатный наполнитель (МК60)	Утяжелитель, кольматант
9	Барит КБЗ	Утяжелитель
10	BISTAB-HTR (битумная эмульсия)	Крепящее действие, смазывающая добавка
11	Смазочная композиция	Смазывающая добавка

Таблица 2. Параметры бурового раствора 1,2 г/см³ до и после термостарения

Наименование показателя	ед. измерения	БР после приготовления		БР после техотстоя		БР после термостарения*		БР после повторного термостарения*	
		25	49	25	49	25	49	25	49
Температура замера реологии	°С	25	49	25	49	25	49	25	49
Плотность	г/см ³	1,20		1,20		1,20		-	
PV	сП (МПа·с)	16,1	12,1	17,7	12	16,5	12,2	16	12
YP	фунт/100фут ²	17,5	16	17,5	13,7	17,1	14,9	17,1	15,8
Gels 10с/10мин/30мин	фунт/100фут ²	7,6/10,5	6,2/8,8	6,9/10,4	5,2/9,5	6,5/11,8	5,0/9,8	6,1/12,5	4,7/11,4
К тиксотропии	фунт/100фут ²	1,4	1,4	1,5	1,8	1,8	2,0	2,0	2,4
F (при T=23±1°С)	мл/30мин	2,1		2,2		2,8		2,9	
Корка	мм	<1		<1		<1		<1	
КТК	мл/30мин	0,0262		0,0175		0,0524		0,0567	
НТНР при 85°С, 500 psi	мл	-		10,6		13,4		-	
Корка		-		1		1		-	
pH		11,13		11,85		12,24		12,25	
Cl ⁻	мг/л	-		37 500		38 750		-	
Общая жесткость	мг/л	-		1570		1610		-	
Содержание извести	кг/м ³	-		19,5-25,4		19,2-26,1		-	

* Термостарение при 85°C в течении 16 часов

** Прибор КТК-2

Ввод в рецептуру CaCl_2 (3 кг/м³) и NaCl (50 кг/м³) способствует подавлению гидратации глинистого шлама и переводу его в кальциевую форму что лишает глины способности к структурообразованию и переводит ее в разряд инертных наполнителей. Данное свойство отражается в предельной глиноемкости раствора, которая может достигать 200 кг/м³ и более (при использовании глинопорошка ПБВ в качестве глинистого шлама). Результаты определения предельной глиноемкости приведены в таблице 3.

Таблица 3

Результат определения предельной глиноемкости цементно-битумного бурового раствора

Наименование показателя	Товарный бентонит марки ПБВ, кг/м ³				
	0	80	120	160	200
Температура замера реологических параметров	49°C				
ПВ, сПз	16,1	19,0	20,9	25,2	25,4
ДНС, фунт/100фут ²	17,5	21,5	24,6	25,7	29,1
СНС _{10с/10мин} , фунт/100фут ²	7,6/10,5	8,4/15,1	9,8/18,3	10,7/19,8	13,0/22,0
МВТ, кг/м ³	0	31,4	45,6	59,9	71,3
T, с/500мл	35	40	47	59	63

Данная стратегия с указанной рецептурой успешно используются в промышленных условиях. Положительный опыт применения отмечен на Ивановском месторождении в Самарском регионе при вскрытии Радаевского, Косьвинского и Тиманского горизонтов, представленных трещиноватыми аргиллитами и алевролитами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе рассмотренных в публикации результатов исследований следует подчеркнуть важность создания обоснованной стратегии по стабилизации ствола скважины. Предлагаемый состав бурового раствора обладает высокими ингибирующими, фильтрационными, структурно-реологическими свойствами. Применение специальных крепящих материалов цемента и битумной эмульсии, позволит существенно снизить риски дестабилизации ствола скважины при вскрытии обвалоопасных интервалов в Волго-Уральском регионе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Блинов П.А. Определение устойчивости стенок скважины при проходке интервалов слабосвязанных горных пород с учетом зенитного угла // Записки Горного института. – 2019. – Т. 236. – С. 172–179. DOI: 10.31897/PMI.2019.2.172
2. Комплекс методов оценки ингибирующих свойств буровых растворов по отношению к глинистым набухающим горным породам (на примере «реактивных» глин монтмориллонитовой группы казанского, татарского ярусов

- пермской системы) / И.Л. Некрасова, П.А. Хвоцин, Д.А. Казаков [и др.] // Вестник Пермского национального Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19, № 2. – С. 150–161. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.2.5
3. Отчет об опытно-промысловых испытаниях цементно-битумного бурового раствора на скв. 38 Лещевского месторождения АО «Самаранефтегаз», автор Зам.директора по технологическим вопросам СООО "СинерджиКом" Паскару К.Г.
 4. Разработка методики оценки влияния технологических жидкостей на стабильность аргиллитов / В. А. Капитонов, А. Р. Салихов, Д. В. Евдокимов [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2023. – № 10(275). – С. 51-55.

УДК 622.245.002.4

ВЛИЯНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ МЕТОДОВ НА СВОЙСТВА БУРОВОГО РАСТВОРА

Л.В. Ермолаева

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: bngsamgtu@mail.ru

Приводятся результаты исследования изменения свойств бурового раствора под воздействием ультразвуковых волн и магнитного поля.

Ключевые слова: *буровой раствор, ультразвук, магнитное поле, химический реагент.*

При строительстве нефтяных и газовых скважин значительную часть стоимости бурения составляют расходы на промывочную жидкость. От качества применяемой промывочной жидкости, в определенной степени, зависит возможность возникновения осыпей и обвалов горных пород, и предупреждение осложнений, особенно при бурении глубоких и горизонтальных скважин.

Представляет определённый интерес для повышения качества бурового раствора применение физических методов воздействия в процессе его приготовления и обработке химическими реагентами. Для этой цели возможно использование ультразвуковых колебаний и магнитного поля.

Под действием ультразвуковой волны в глинистом растворе происходят интенсивные колебания частиц дисперсной фазы с большими ускорениями, что вызывает кавитационный разрыв связей между дисперсной фазой и дисперсионной средой. Этот процесс приводит к более равномерному распределению частиц дисперсной фазы по всему объёму промывочной жидкости и образованию более развитых гидратных оболочек.

Кроме этого, ударное действие ультразвуковых волн, интенсивные колебания частиц глины и столкновение их друг с другом способствуют диспергированию, и увеличению нарушений кристаллической структуры глинистых частиц. Этот процесс продолжается до момента, когда силы молекулярного взаимодействия начинают препятствовать дальнейшему нарушению кристаллической решётки глинистых минералов. Диспергирование частиц глины прекращается и образовавшаяся коагуляционная структура промывочной жидкости становится наиболее совершенной [1].

Исследования по влиянию физических методов воздействия на промывочную жидкость на водной основе показали, что ультразвук и магнитное поле оказывают влияние на свойства глинистого раствора. Устройство-смеситель, на котором проводились опыты состоит из двух камер и кольцевого магнита. Одна камера рабочая большего диаметра с тангенциальной щелью, другая камера меньшего диаметра. Кольцевой магнит расположен у выхода из камеры меньшего диаметра на одной оси с рабочими камерами.

Промывочная жидкость подается в камеру большего диаметра через тангенциальную щель, в результате получает вращательное движение и поступает во вторую камеру меньшего диаметра, затем протекает через кольцевой магнит. Вследствие меньшего диаметра второй камеры в ней увеличивается вращательно-поступательная скорость потока промывочной жидкости.

На выходе из камеры меньшего диаметра и поступления бурового раствора в кольцевой магнит образуется ультразвуковое поле. Следовательно, на промывочную жидкость, протекающую через кольцевой магнит, одновременно воздействуют ультразвук и магнитное поле. Одновременное воздействие ультразвуковых колебаний и магнитного поля оказывает положительное влияние на свойства бурового раствора на водной основе.

При увеличении времени воздействия ультразвука и магнитного поля на промывочную жидкость уменьшается водоотдача, толщина фильтрационной корки, суточный отстой, повышается стабильность, увеличивается статическое напряжение сдвига /СНС/. В пределах до 6 минут озвучивания все параметры изменяются быстро. Дальнейшее увеличение времени озвучивания не оказывает существенного влияния на параметры бурового раствора. Характер изменения свойств промывочной жидкости зависит от типа озвучиваемого раствора и условий озвучивания. На интенсивность изменения свойств бурового раствора влияет количество вводимого химического реагента и его вид.

Опыты показали, что влияние ультразвуковых колебаний и магнитного поля наиболее хорошо прослеживается на параметре, характеризующим прочность структуры промывочной жидкости - статическое напряжение сдвига /СНС/ /рис.1/. Этот параметр можно рассматривать как один из возможных критериев, отражающих воздействие ультразвуковых волн и магнитного поля на буровой раствор на водной основе.

В буровом растворе обработанном конденсированной сульфит-спиртовой бардой медленнее увеличивается статическое напряжение сдвига, чем при использовании других химических реагентов, что характеризует кривая 1.

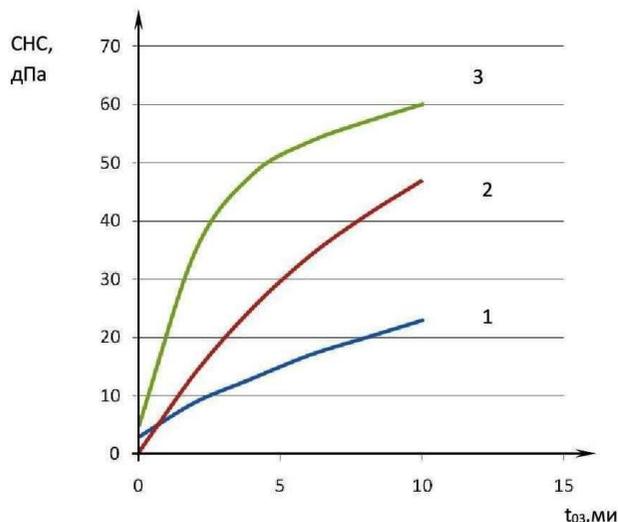


Рис.1. Интенсивность изменения характеристик раствора

В промывочной жидкости, в которую вводился химический реагент полианионная целлюлоза /карбоксиметилцеллюлоза/, наблюдается более быстрое увеличение прочности структуры, статическое напряжение сдвига растёт интенсивнее, чем при обработке конденсированной сульфит-спиртовой бардой, что отражается на кривой 2. В буровом растворе обработанном кальцинированной содой особенно интенсивно происходит нарастание прочности структуры, статическое напряжение сдвига увеличивается в первые минуты воздействия ультразвука и магнитного поля, что характеризует кривая 3.

Кальцинированная сода способствует диспергированию глинистых частиц в буровом растворе. Одновременное действие ультразвуковых волн, магнитного поля и кальцинированной соды усиливают действие друг друга, повышается скорость диспергирования. В результате быстро увеличивается статическое напряжение сдвига, т.е.прочность структуры бурового раствора, в начальный момент воздействия ультразвука и магнитного поля. Таким образом, применение воздействия ультразвуковых колебаний и магнитного поля на буровой раствор на водной основе способствует изменению свойств раствора и улучшению его качества.

ЛИТЕРАТУРА

1. Зиновьев Ю.З., Классен В.И., Маланьин Р.М. Изменение смачиваемости тел водой после воздействия на неё магнитного поля //Сб. научн. сообщ. ин-та Горного дела. 1978. №45. С. 21-25.

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ И ТЕХНОЛОГИЙ
ПРИМЕНЯЕМЫХ С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ РАСТЕПЛЕНИЯ
МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

Д.В. Вожегов, М.Е. Коваль, Д.А. Федосеев

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия

E-mail: overkli@gmail.com

Аннотация. Географически местами залегания многолетнемерзлых пород являются регионы России с наиболее низкой круглогодичной температурой. При строительстве и последующей эксплуатации скважин возникающее растепление зоны ММП, что приводит к таким осложнениям как: образование приустевых воронок, просадка устья скважины, потеря устойчивости свободной части колонны от собственного веса и веса устьевого оборудования. В настоящий момент, многие российские нефтегазовые компании используют различные технологии и оборудование для снижения растепления многолетнемерзлых пород. В настоящей статье рассматриваются как применяемые технологии, так и материалы, и оборудование потенциально возможные к использованию при строительстве скважин в зоне залегания ММП.

Ключевые слова: растепление пород, ММП, теплопроводность, технология крепления, строительство скважин.

Различные технологии по снижению растепления многолетнемерзлых пород принято подразделять на механические и термические. Термические в свою очередь делятся на активные и пассивные. Так активные – это технологии с использованием электрической энергии или прокачки хладогентов, которые получили распространение на территории Северной Америки. А к пассивным относят в том числе спуск термоизолированных колонн, или термокейсов.

Термоизолирующее направление (рис. 1), также известное как термокейс или конструкция «труба в трубе», изготавливается в заводских условиях из стальных труб необходимого диаметра с заполнением межтрубного пространства теплоизолирующим материалом – пенополиуретаном (ППУ), теплопроводность которого составляет около 0,03 Вт/(м·К).

Конструкция термокейса состоит из двух коаксиально расположенных стальных труб (внутренняя и наружная) разных диаметров, с заполненным термоизоляцией пространством между ними, и соединяемых в секции при помощи резьбового соединения. Теплоизоляционный слой на торцах труб должен быть защищен заглушками. Для теплоизоляции стыков соединений секций термокейсов используется скорлупа, изготовленная из ППУ, и защищается стальной обечайкой, фиксация которой производится хомутами, бандажной лентой или привариванием ее к телу наружной трубы.

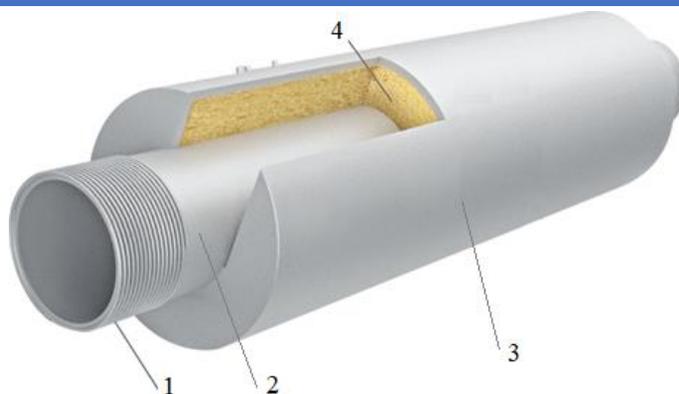


Рисунок 1 – Конструкция теплоизолирующего направления [1]:
 1 – резьбовое соединение, 2 – внутренняя (несущая) труба;
 3 – наружная труба (корпус), 4 – теплоизолирующий материал (ППУ)

Применение термокейса направлено не только на стабилизацию мерзлого грунта приустьевой площадки, но и в основном на недопущение смыкания радиусов растепления ММП соседних скважин в пределах куста, позволяя тем самым значительно сократить расстояние между ними и соответственно уменьшить размеры отсыпки кустовой площадки. Таким образом, высокая стоимость термоизолированного направления компенсируется капитальными затратами на обустройство кустовых площадок, расположенных в зоне залегания ММП.

При всех достоинствах термокейса его конструкция имеет «слабое» место в соединении секций между собой, так как стальные заглушки на торцах теплоизоляционного слоя могут переносить тепло с внутренней трубы на наружную поверхность корпуса. Кроме того, подготовительные и монтажные работы при установке термокейса являются достаточно трудоемкими и не всегда существует возможность их выполнить до начала буровых работ.

Еще одной технологией для снижения растепления ММП может являться покрытие обсадных труб теплоизоляционными красками, широко применяемыми в строительной отрасли. Необходимые нам свойства таким краскам создают наполнители, которые обладают способностью удерживать тепло. Самыми распространенными наполнителями являются стекловолокно, пеностекло, перлит и наиболее эффективные керамические гранулы. Например, акриловая теплоизоляционная краска для труб может содержать до 80% керамического наполнителя, и это может обеспечивать высокую защиту от теплопередачи на мерзлый грунт. Также их главное достоинство – это минимальный слой нанесения (около 5 мм) по сравнению с другими теплоизоляционными материалами. Заявленное производителями значение показателя теплопроводности такой краски равно 0,0012 Вт/м·К, однако некоторыми исследователями определено в лабораторных условиях фактическое значение в пределах 0,05-0,07 Вт/м·К [2].

Практическое применение теплоизоляционных красок при строительстве скважин в зоне залегания ММП может быть реализовано в качестве покрытия

внутренней полости обсадных труб, так как многими экспертами в строительстве считается этот вариант наиболее эффективным, чем нанесение на наружную поверхность. Но наряду с противоречивыми отзывами по эффективности применения теплоизоляционных красок [2], а также учитывая, что после спуска таких обсадных труб будет продолжено углубление скважины, и появляется высокий риск повреждения внутреннего покрытия, то это значительно сокращает потенциал применения данной технологии для снижения растепления зоны многолетнемерзлых пород.

Из перечня современных материалов для строительства скважин, обладающих низкой теплопроводностью, можно выделить пластмассы ($0,03-0,05$ Вт/м·К) и композиционные материалы (стеклопластик $0,26$ Вт/м·К). Однако пластмассовые трубы рассматривать не целесообразно по причине высоких эксплуатационных нагрузок, действующих на обсадную колонну, и для соответствующей прочности потребуется значительно увеличить толщину стенки труб, а это в свою очередь увеличит габариты скважины и особенно стоимость ее строительства.

Совсем иная ситуация с композиционными материалами, которые в настоящее время достигли широкого применения благодаря своим сравнительно высоким прочностным свойствам при значительной общей легкости конструкции изделий из них. Композитные трубы для нефтяной промышленности в основном производятся по ГОСТ Р 53201-2008 «Трубы стеклопластиковые и фитинги. Технические условия» и ГОСТ Р 55068-2012 «Трубы и детали трубопроводов из композитных материалов на основе эпоксидных связующих, армированных стекло- и базальтоволокнами. Технические условия», а также по собственным Техническим условиям заводов-изготовителей. Такие композитные трубы производятся способом намотки на оправку армирующего стекло- или стеклобазальтоволокна с одновременной пропиткой эпоксидным связующим и последующим его отверждением [3].

В нефтяной промышленности наиболее широко распространено применение композитной трубной продукции для линейных трубопроводов. Также положительный опыт применения стеклопластиковых НКТ в качестве лифтовых колонн скважин с высокой коррозионной активностью. На территории РФ известны единичные случаи применения композитных труб в качестве обсадных. Например, с целью повышения контроля показателей разработки месторождения были применены секции стеклопластиковых обсадных труб длиной 20-50 метров в составе эксплуатационной колонны на объектах ПАО «Татнефть», АО «Сургутнефтегаз», ПАО «Лукойл» [3].

Полноразмерная эксплуатационная колонна, составленная из композитных обсадных труб, была спущена на 6 скважинах месторождений ПАО «Татнефть», на 7 скважинах АО «Самаранефтегаз» и 3 водозаборных скважинах ООО «РН-Юганскнефтегаз». Такой опыт применения композитных обсадных труб, а также низкие показатели теплопроводности материала, позволяют их рассматривать как перспективную технологию по снижению растепления зоны залегания ММП.

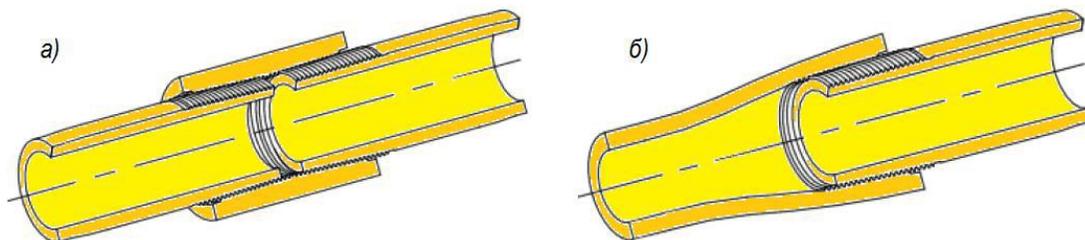


Рисунок 2 – Типы соединений стеклопластиковых труб:
а) муфтовое; б) раструбное

По конструкции трубы изготавливаются в интегральном (раструбном) или муфтовом исполнении (рис. 2). Резьба на трубах выполняется:

- формованной - наклеивается в виде отпечатка резьбы на тело трубы;
- шлифованной - нарезается на теле трубы алмазным кругом;
- комбинированной - нарезается на теле трубы, а затем дополнительно формируется при помощи специальной оснастки.

На стеклопластиковых трубах, применяемых в качестве обсадных, нарезается стандартная удлиненная резьба треугольного профиля.

Имея более низкую теплопроводность (более чем в 150 раз) относительно стальных, композитные трубы могут применяться как полноразмерная колонна, так и секция обсадной колонны, расположенная в интервале залегания многолетнемерзлых пород.

Исходя из вышеизложенного, и учитывая тот факт, что опыт использования композитных труб в качестве обсадных небольшой, необходима более подробная проработка конструкции таких труб большого диаметра, в том числе, геометрических параметров (толщина стенки) и намотки армирующих нитей, технологии и оборудования спуска обсадной колонны и её цементирование, исключаящие её «всплытие». При анализе каталогов композитной трубной продукции, выпускаемой зарубежной компанией FiberGlass, определено, что прочностные параметры стеклопластиковых труб большого диаметра имеют приемлемые значения для строительства верхних секций скважин.

Технико-экономическую эффективность применения композитных труб в качестве обсадных с целью снижения растепления многолетнемерзлых пород следует оценивать в комплексе с капитальными затратами на обустройство кустовых площадок и учётом расчётов по определению минимального расстояния между скважинами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Каталог продукции АО «СИБПРОМКОМПЛЕКТ»
<https://www.zaospk.ru/katalog.pdf>
2. Результаты измерения теплотехнических характеристик теплоизолирующей краски на основе микросфер. А.Н. Сапелин. ООО «ВНИИСТРОМ-НВ».
3. Потенциал применения обсадных труб из композитных материалов / Д.А. Федосеев, И.Н. Ляпин, М.Е. Коваль, Г.Г. Гилаев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 3(339). – С. 34-38.

**ФАКТОРЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЖЕЛОБНЫХ ВЫРАБОТОК
И МЕТОДЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ**

Н.В. Бобрик, В.А. Капитонов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: Cherchil2332@mail.ru

Бурение нефтяных и газовых скважин связано с решением широкого спектра инженерных задач, большинство которых связано с предупреждением осложнений, возникающих при проходке ствола скважины. Одним из таких осложнений, приводящих к серьезному нарушению процесса строительства скважины, вплоть до возникновения прихватов и затяжек бурильной колонны, выступает образование желобных выработок. Настоящая статья посвящена обзору результатов исследований причин и факторов образования желобных выработок, а также актуальных направлений развития технико-технологических решений для их предупреждения.

Публикация подготовлена в рамках работы над магистерской диссертацией под руководством доцента кафедры бурения Самарского государственного технического университета Капитонова Владимира Алексеевича.

Ключевые слова: бурильная колонна, глинистая корка, дифференциальное давление, желобная выработка, затяжка, порода, прихват, скважина, спуско-подъемные операции.

**FACTORS OF TROUGH EXCAVATIONS FORMATION AND METHODS OF
THEIR PREVENTION**

H.V. Bobrik, V.A. Kapitonov

Samara State Technical University

г. Samara, Russia

e-mail: Cherchil2332@mail.ru

Drilling of oil and gas wells is associated with the solution of a wide range of engineering problems, most of which are related to the prevention of complications arising during the sinking of the wellbore. One of such complications, leading to serious disruption of the well construction process, up to the occurrence of seizures and tightening of the drill string, is the formation of trough workings. The present article is devoted to the review of research results of causes and factors of groove formation, as well as actual directions of development of technical and technological solutions for their prevention.

The publication has been prepared within the framework of work on the master's thesis under the guidance of Associate Professor of Drilling Department of Samara State Technical University Kapitonov Vladimir Alekseevich.

Key words: drill string, clay crust, differential pressure, groove excavation, tightening, rock, tack, well, running and lifting operations.

В настоящее время накоплена достаточно обширная научно-теоретическая база в области исследования причин и факторов желобообразования. Прежде всего необходимо отметить, что явление желобных выработок является характерным практически для всех видов горных пород, за исключением крепких, в связи с чем проблема их возникновения является актуальной для широкого спектра горно-геологических условий бурения. Желобные выработки (рис. 1) представляют собой дефекты поверхности ствола скважины, возникающие при заглублении тела бурильной колонны в массив горных пород под действием прижимного усилия, формируемого упругостью бурильной колонны, действием сил гравитации или дифференциального давления. В поперечном сечении желобные выработки имеют вид скважины одностороннего сувального замка, а их глубина может достигать нескольких десятков сантиметров. Образование желобов может происходить как в верхнем (по отношению к дневной поверхности), так и в нижнем сечении скважины. Опасность желобных выработок состоит в том, что они, помимо непосредственного нарушения конфигурации ствола скважины и формирования зон концентрации напряжений в массиве горных пород, способствуют увеличению вероятности возникновения прихватов (рис. 2), посадок и затяжек бурильной колонны. К тому же, присутствие в интервале желобов может негативно отразиться на качестве цементирования скважины, ввиду вероятности образования каверн и пустот [1-4].

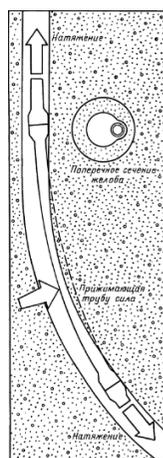


Рисунок 1. Схема формирования желобной выработки в верхнем сечении скважины [1]

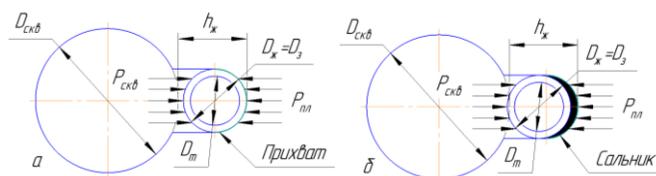


Рисунок 2. Схема возникновения прихватов бурильной колонны при желобообразовании [3]:

а – дифференциального типа, б – сальникового типа; $P_{скв}$ – давление в скважине, $P_{пл}$ – пластовое давление, $D_{скв}$ – диаметр скважины, $h_ж$, $D_ж$ – глубина, диаметр (ширина) желобной выработки, $D_з$ – диаметр замка бурильной колонны

Как показывают результаты проведенных ранее исследований, образование желобов происходит не сразу и непосредственно связано с выполнением спуско-подъемных операций в процессе бурения. Наиболее характерным является формирование желобов в мощных гомогенных интервалах, сложенных слабосвязанными и пластичными горными породами. Образование желобных выработок может происходить по разным механизмам, среди которых [1]:

- выдалбливание породы при взаимодействии с выступающими элементами, как правило – замками, бурильной колонны;
- механическое истирание горных пород;
- вдавливание тела колонны в массив пластичных горных пород;
- при комбинации указанных выше механизмов.

Образование выработок происходит постепенно. Выделяют три стадии, по мере развития которых опасность желобообразования возрастает [1, 4]:

- I стадия, при которой пиковая глубина желоба меньше радиуса замка бурильной колонны. При данной стадии развития желобной выработки, осложнений как правило, не происходит, а их предупреждение достигается использованием не специфических технико-технологических решений, таких как, например, использование замковых протекторов, центраторов, стабилизаторов, повышение смазывающей или гидрофобизирующей способности раствора;

- II стадия, при которой глубина желобной выработки может достигать радиуса замка бурильной колонны. Для данной стадии характерным является достаточно выраженный рост вероятности возникновения осложнений по типу сальникового прихвата, затяжки или посадки. При этом, достаточно эффективным остается применение не специфических средств предупреждения и борьбы с осложнениями. В ту же очередь, уже целесообразным становится проработка ствола, расширение ствола (в том числе с использованием специальных насадок) использование профильных перекрывателей;

- III стадия, при которой глубина желобной выработки превышает радиус замкового соединения колонны. На данной стадии радикально возрастает вероятность возникновения осложнений всех типов. Не специфические средства предупреждения осложнений практически утрачивают свою эффективность, в связи с чем, предупреждение осложнений достигается за счет выполнения дополнительных операций по проработке ствола скважины или установке профильных перекрывателей.

Среди основных факторов желобообразования в научной литературе выделяются такие факторы как [1-6]:

- число спуско-подъемных операций;
- скорость спуско-подъемных операций;
- смазывающие свойства бурового раствора;
- расхаживание колонны;
- наличие участков интенсивного искривления;
- кавернозность и механическая прочность горных пород;
- присутствие сильно пластичных и набухающих горных пород;
- неправильный подбор диаметра замкового соединения бурильных труб;
- зашламление нижнего сечения ствола скважины, нарушение условий циркуляции бурового раствора и выноса бурового шлама.

Таким образом процесс желобообразования имеет многофакторный характер развития осложнения, в связи с чем его аналитическое предсказание становится

затруднительным. В таких условиях, важное значение приобретают не специфические методы предупреждения прихватов, перечисленные ранее. Вместе с тем, необходимо постоянно выполнять мониторинг динамики образования прихватов в «зонах риска», при наличии соответствующей совокупности условий и факторов их потенциального образования и интенсивного развития (в ином случае, увеличение объема мониторинга не целесообразно). Это определяет актуальность развития методов и средств оперативного мониторинга состояния ствола скважины и профилометрии, не требующих проведения дополнительных спуско-подъемных операций.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Танкибаев М. А. Желобообразования при бурении скважин. – Алма-Ата: Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт, 1974. – 163 с.
2. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2000. – 680 с.
3. Каменских С. В. Предупреждение и ликвидация осложнений и аварий при бурении и креплении нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2024. – 272 с.
4. Буслаев В. Ф. Прогнозирование и профилактика образования желобных выработок в направленных скважинах. – Москва: УГТУ, 2008. – 52 с.
5. Шихженетов М. А. Геологические и технологические осложнения, возникающие в процессе бурения и реконструкции нефтегазовых скважин // Вестник науки. – 2024. – № 6 (75). – С. 1855-1858.
6. Бабаян Э. В. Осложнения в бурении: учебное пособие. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2023. – 248 с.

АНАЛИЗ ПРИЧИН ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН И МЕТОДЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ

Н.Е. Сергиенко, В.А. Капитонов

СамГТУ, г. Самара, Россия

Аннотация. В статье рассматриваются наиболее часто встречающиеся осложнения при цементировании скважин, а также рассматриваются причины их возникновения и методы предупреждения. Публикация выполнена в рамках работы над магистерской диссертацией под руководством доцента кафедры бурения Самарского государственного технического университета Капитонова Владимира Алексеевича.

Ключевые слова: Цементирование скважин, осложнения цементирования, цементный раствор, технология цементирования, геомеханика, устойчивость скважины, мониторинг процессов, выбор материала, технические нарушения, эксплуатация месторождений, геологические условия, автоматизация процессов, профилактика рисков, цементировка пакетов

ANALYSIS OF CAUSES OF COMPLICATIONS DURING WELL CEMENTING AND METHODS OF THEIR PREVENTION

N.E. Sergienko, V.A. Kapitonov
SamSTU, Samara, Russia

Annotation. The article deals with the most frequently occurring complications during well cementing and analyzes the causes of their occurrence and methods of their prevention. The publication was made within the framework of work on master's thesis under the guidance of Associate Professor of Drilling Department of Samara State Technical University Kapitonov Vladimir Alekseevich.

Keywords: Well cementing, cementing complications, cement slurry, cementing technology, geomechanics, well stability, process monitoring, material selection, technical violations, field operation, geological conditions, process automation, risk prevention, cementing packages

Цементирование скважин является ключевым этапом в процессе бурения и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Основная цель цементирования – обеспечение герметизации, поддержание устойчивости стенок скважины и предотвращение миграции флюидов между пластами. Однако на практике могут возникать различные осложнения, которые угрожают как безопасности производства, так и экономической эффективности проектов. В этой статье проведён анализ основных причин осложнений при цементировании скважин и рассмотрены методы их предупреждения.

При цементировании скважин могут возникать различные осложнения, которые могут серьезно повлиять на эффективность эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Рассмотрим основные виды осложнений и выделим особенно важную причину – недостаточную герметизацию ствола скважины. [1]

Основные осложнения при цементировании скважин:

1. Недостаточная герметизация ствола скважины.

Это одно из самых критичных осложнений, поскольку недостаточная герметизация может привести к миграции флюидов между геологическими пластами, что приводит к загрязнению подземных вод, а также снижению эффективности добычи нефти и газа. Проблемы с герметизацией обычно возникают из-за неправильного выбора цементного раствора, недостаточной подготовки ствола скважины или наличия пустот в цементном камне. Это может привести к аварийным ситуациям, таким как выбросы, и неблагоприятным последствиям для окружающей среды. [2]

2. Неправильный выбор цементного раствора

Одной из главных причин осложнений при цементировании является неправильный выбор смеси цемента. Типы цемента различаются по своим физико-химическим свойствам и их применение должно соответствовать геологическим условиям. Например, применение портландцемента в условиях высокой температуры и давления может привести к образованию трещин из-за термического расширения [3]. Практика показывает, что неверно подобранный состав цементного

раствора может снизить его прочность и устойчивость к воздействию механических нагрузок.

3. Неправильная технология цементирования

Технология цементирования включает в себя такие этапы, как подготовка скважины, затворение и подача тампонажного состава. Неправильное выполнение любого из этих этапов может существенно снизить качество герметизации. Например, недостаточное время для установки «первичного цементирования» может привести к образованию пустот, заполненных буровым раствором, что увеличивает риск утечек флюидов [4].

Технологические нарушения, такие как сбой в работе насосного оборудования, также могут стать причиной осложнений. Отказ насосов или низкое давление в системе может привести к нарушению процесса цементирования, что, в свою очередь, приводит к недостаточной герметизации. Например, возникновение вторичных утечек может быть вызвано преждевременным завершением процесса подачи цемента [5].

4. Образование пустот в цементном камне.

Пустоты могут возникать из-за неправильного вытеснения цементом бурового раствора или недостаточного давления при его подаче. Наличие пустот существенно снижает прочность цементного камня и может привести к коррозии обсадной колонны.

5. Гидравлические разрывы.

В некоторых случаях цемент может вызывать гидравлические разрывы, если давление подаваемой смеси превышает прочность окружающих пород. Это может привести к образованию трещин.

6. Кислотное воздействие.

Наличие H_2S и CO_2 флюидов в пласте может негативно влиять на качество цементного раствора. Это требует применения специализированных цементов, устойчивых к коррозии, чтобы предотвратить разрушение герметизации.

7. Геомеханические факторы

Структура горных пород и их механические характеристики играют значительную роль в процессе цементирования. Обрушения или сдвиги пород, могут создать дополнительные нагрузки на цементный камень. Кроме того, проницаемость породы и наличие трещин могут влиять на высоту подъёма цементного камня [6].

Методы предупреждения осложнений

1. Правильный выбор материала

Для минимизации рисков, связанных с выбором цементного раствора, необходимо проводить полное геологическое и технико-экономическое обследование. Это позволяет выбрать наиболее подходящий состав цемента в зависимости от условий скважины, таких как температура, давление и химический состав флюидов [3]. Кроме того, использование добавок, улучшающих характеристики цементного раствора, может существенно повысить качество цементирования.

2. Соблюдение технологий процесса

Для предотвращения осложнений важно строго придерживаться технологического регламента. Это включает в себя контроль за подачей тампонажного раствора, поддержание необходимого давления и реализации

рекомендаций по выдержке времени затвердевания [4]. Использование современных систем мониторинга и автоматизации может значительно повысить эффективность процесса.

3. Регулярный контроль состояния оборудования

Не менее важно регулярно проверять и обслуживать насосное и другое оборудование, задействованное в процессе цементирования. Профилактические проверки могут помочь выявить проблемы до их возникновения и снизить риски, связанные с неработоспособностью оборудования [7]. Автоматизация мониторинга гибкости процессов может быть особенно полезной.

4. Учет геомеханических факторов

При проектировании скважины следует учитывать геомеханические факторы и динамику изменений в условиях бурения. Устойчивость скважины зависит от состояния окружающих пород и их характеристики. Непрерывный мониторинг параметров скважины позволяет своевременно корректировать процесс цементирования в зависимости от изменений [7].

Заключение

Цементирование скважин – это сложный и многоступенчатый процесс, на который влияют многие факторы. Понимание причин возможных осложнений и их системное предотвращение являются ключевыми аспектами успешного цементирования. Правильный выбор материала, соблюдение технологий, регулярный контроль состояния оборудования и учет геомеханических факторов могут существенно повысить эффективность этого процесса и уменьшить риски заколонных перетоков.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кострыкин, А. А., Сарикова, Е. И. Основы технологии цементирования скважин в нефтяной и газовой промышленности. Журнал горного дела, 1, 67–72, 2012
2. Смирнов, В. Л., Тихонов, А. Г. Современные технологии цементирования нефтяных скважин. Нефтяное хозяйство, 6, 36–40., 2014
3. Алексеев, И. В., Орлов, П. Н. Геомеханика в процессе цементирования скважин. Геологические науки, 2, 112–118., 2015
4. Романов, С. Ю. Управление качеством цементирования скважин: методы и подходы. Нефть и газ, 4, 24–29., 2017
5. Федоров, И. С., Никифоров, В. В. Основные проблемы и решения в цементировании скважин. Техника и технологии в промышленности, 3, 15–22., 2018
6. Малков, С. С., Глушенко, Е. В. Новые подходы к технологии цементирования скважин. Нефтяное дело, 7, 44–48., 2019
7. Васильев, П. И. Инновационные материалы и методы в цементировании. Материалы конференции по нефти и газу, 5, 85–90., 2020

ПОДХОДЫ И МЕТОДЫ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ
УСТОЙЧИВОСТИ СТЕНОК СКВАЖИНЫ

П.Ю. Спиридонов^{1, 2}, М.Е. Коваль^{1, 2}

¹ООО «СамараНИПИнефть», ²ФГБОУ ВО «СамГТУ»

E-mail: SpiridonovPYu@samnipi.rosneft.ru, KovalME@samnipi.rosneft.ru

Аннотация. Повышение эффективности и качества выполняемых процессов актуальны для всех секторов нефтегазовой отрасли. Бурение скважин не является исключением. Остается актуальной проблема – нарушение целостности стенок скважины. В статье рассмотрены проектные технологические решения и наиболее известные мероприятия по предупреждению осыпей и обвалов горной породы. Дана краткая характеристика, приведены преимущества и недостатки рассматриваемых технологий.

Ключевые слова: неустойчивость стенок скважины, буровой раствор, микрокольматанты, силикаты, цементный мост, оборудование локального крепления скважин.

Бурение скважин для нефтегазовой отрасли сопровождается различными осложнениями. Среди наиболее часто встречающихся можно выделить прихваты, вызванные осыпями и обвалами. Помимо прихватов, негативное влияние неустойчивой горной породы, может спровоцировать затяжки, посадки бурильной колонны и обсадной колонны, образование сальников на элементах КНБК, а также образование каверн, которые помимо затруднения хождения в стволе скважины могут привести к некачественному цементированию. В современных условиях, когда необходимо бурение горизонтальных или наклонно-направленных скважин вероятность осложнений, вызванных неустойчивостью горных пород, повышается. В связи с этим мы сталкиваемся с технологическими вызовами по решению данной проблемы.

Важно предупреждать нарушение целостности стенок скважины. Для обеспечения устойчивости горных пород применяется ряд мер/технологических решений на стадии проектирования скважины, перечислим их в таблице №1 и дадим краткую характеристику.

Таблица №1 – Технологические решения, применяемые для обеспечения устойчивости горных пород

Технологические решения	Комментарии
Конструкция скважины	Подбор оптимальной конструкции скважины для работы в совместимых условиях бурения. Перекрытие обвалоопасной горной породы или поглощения для безопасного бурения последующих участков.
Профиль скважины	При необходимости бурения горизонтальной или ННС производить бурение в обвалоопасных горных породах с минимально возможными зенитными углами.

<p>Тип БР</p>	<p>Выбор оптимального типа бурового раствора может являться ключевым фактором. При наличии активных глин, предрасположенных к набуханию, выбираются ингибированные системы бурового раствора. Могут применяться ингибиторы набухания глин различной природы, от эффективности ингибитора и корректности его выбора во многом зависит итоговый результат.</p> <p>В случае бурения интервалов, относительно инертных к воздействию фильтрата, там, где преобладает механический характер разрушения, используются буровые растворы с добавлением специальных компонентов – микрокольматантов, что придаёт им дополнительные крепящие свойства.</p> <p>Кроме того, можно выделить специализированные крепящие системы буровых растворов, например, силикатные, гелево-эмульсионные. Применение таких систем показывает достаточно высокую эффективность, но сопряжено с рядом технологических ограничений.</p> <p>Если применение перечисленных систем буровых растворов дает отрицательный результат, то выходом может стать применение систем растворов на углеводородной основе.</p>
<p>Плотность БР</p>	<p>На этапе проектирования особенно важно подобрать оптимальную плотность БР. Сделать это возможно на основании анализа опыта бурения схожих скважин или геомеханического моделирования. Чем выше плотность, тем больше противодействие на стенки скважины. Однако, необходимо не превышать давление начала поглощения БР и давление ГРП.</p>
<p>Фильтрация БР</p>	<p>Стоит поддерживать минимально возможный (по технологическим, экономическим причинам) показатель фильтрации. Учитывая, что показатель фильтрации по ГОСТ 33213, является косвенным индикатором качества процесса коркообразования, наличия свободной воды и вязкости фильтрата, то в некоторых интервалах его снижение оказывает положительное действие на стабильность стенок скважины.</p>
<p>Элементы КНБК</p>	<p>Для предупреждения вибрационного воздействия вращения колонны бурильных труб на стенки скважины в компоновку ее низа рекомендуется включать наддолотные амортизаторы. Использовать долота, обеспечивающие оптимальную механическую скорость бурения и минимальную осевую, радиальную и крутильную вибрации.</p>
<p>Режимы бурения</p>	<p>Подбор и соблюдение оптимальных режимов бурения (например, снижение механической скорости проходки) создаст условия для минимального механического воздействия на обвалоопасные горные породы.</p>

Реологические и структурно-механические свойства БР	Подбор оптимальных реологических и структурно-механических свойств буровых растворов создаёт условия для предупреждения создания чрезмерных знакопеременных гидравлических нагрузок на стенки ствола скважины, что в свою очередь предотвращает дестабилизацию.
---	---

Каждое из перечисленных решений должно быть рентабельно, безопасно и экологично для строительства конкретной скважины и выбираться исходя из безаварийного бурения и минимальных затрат на строительство.

Дополнительно, при наличии обвального шлама или для предупреждения и укрепления стенок скважины, могут применяться достаточно эффективные мероприятия по обеспечению устойчивости стенок скважины. К таким можно отнести:

1. Увеличение плотности БР сверх той, что заложена в программной документации. Зачастую при обвалообразовании, связанном с нарушением целостности пропластков аргиллитов, самый простой и наименее затратный.

2. Прокачивание и установку крепящих ванн в интервале обвалоопасных горных пород при бурении, проведении СПО, исследовании скважины, долгих простоях из-за ремонта. Широкое применение получили следующие составы:

а. Буровой раствор с силикатом натрия или увеличенным содержанием силиката натрия, а также свежеприготовленные составы на основе силиката натрия (Na_2SiO_3). Механизм ингибирования и придания устойчивости стволу скважины обеспечивается в результате осаждения растворимого силиката и формирования нерастворимой силикатной пленки, препятствующей возникновению контакта между водой и глинами, а также попаданию воды в проницаемые пласты. Контакт растворимого силиката с поверхностью глин или иной горной породой, имеющей низкий pH, приводит к снижению pH и возникновению реакции с двухвалентными катионами (Ca^{2+} , Mg^{2+}) на поверхностях горной породы или в самой горной породе, образуются кальциевые или магниевые оболочки. Так же возможно применение твердеющих составов на основе силиката. Данные составы работают по схожему принципу, с той разницей, что концентрация силиката значительно выше и состав способен затвердевать, укрепляя стенки скважины.

б. Буровой раствор с увеличенным содержанием микрокольматантов - герметиков. В качестве микрокольматантов могут выступать сульфированные битумы, асфальтены, гильсониты и т.д. Могут быть в сухом или жидком виде в суспензиях. Данные реагенты кольматируют микротрещины в горной породе, улучшают качество фильтрационной корки, создавая непроницаемый барьер и тем самым укрепляя стенки скважины. Попутно снижается фильтрация БР.

3. Установка цементных мостов (ЦМ). Существует различная практика установки цементных мостов. Это может быть постепенное разбуривание обвалоопасного разреза, и установка ЦМ каждые 5-10 метров или установка ЦМ после полного разбуривания интервала обвалоопасных горных пород. Недостаток данного метода заключается в отсутствии гарантии создания прочного и однородного цементного кольца после разбуривания, что может спровоцировать обвал крупных фрагментов цементного камня (ЦК) и прихват бурильной колонны.

Для повышения успешности установки ЦМ, особенно в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах, технология постоянно дорабатывается. Например, можно выделить установку ЦМ с предварительным расширением ствола скважины или расширением, спуском легкоразбуриваемой обсадной колонны и прокачка тампонажного раствора через легкоразбуриваемую обсадную колонну. Наличие ОК дает возможность качественного замещения БР на тампонажный и разбуривания цементного камня с центрацией расширителя. Благодаря такой технологии возможно создание достаточно толстого, одинакового по толщине и прочного цементного кольца, которое сможет выдержать различные нагрузки, создаваемые на ЦК. К минусам данной технологии можно отнести необходимость проведения многочисленных спускоподъемных операций и дороговизну.

4. Также существует мировая практика установки оборудования локального крепления скважины (ОЛКС) не только для борьбы с поглощением, но и для перекрытия зон возможного обвалообразования. Данная технология может применяться при перекрытии очень активных глин, изоляция которых избавляет от риска прихватов, снижает наработку бурового раствора активной глиной при дальнейшем бурении, что может привести к росту реологических и структурно-механических параметров БР и как следствие к необходимости сброса и разбавления БР или применения дорогостоящих химических реагентов, а также иных обвалоопасных горных пород. Есть успешная практика установки ОЛКС в интервалах с большими зенитными углами и в горизонтальных участках. Протяженность установки ОЛКС может быть различная. Однако, у данного метода есть и существенные недостатки: технологическая сложность, достаточно высокие экономические затраты, риски смятия ОЛКС под действием горного давления, отказ в работе развальцевателя и т.д.

5. К нестандартным методам можно отнести смолизацию пород. Применяется для изоляции зон поглощений бурового раствора и для неметаллического крепления неглубоких скважин после окончания бурения. Метод основан на закачивании в породу или затрубное пространство зольных синтетических смол, твердеющих в порах и трещинах с течением времени. Существует технология при которой готовят раствор с затвердителем в одной ёмкости и нагнетают одним насосом, и технология, предусматривающая раздельную закачку компонентов двумя насосами.

Мероприятия под номером 1, 2 не могут быть всегда эффективны для трещиноватых горных пород при прохождении их с высокими значениями зенитного угла, так как изменения внутренних напряжений и действующих нагрузок на горную породу настолько существенны, что степень упрочнения данными способами может быть недостаточна. Установка ЦМ сопряжена с риском обрушения цементного камня, так как цементный камень подвержен растрескиванию при приложении механического воздействия. Для минимизации рисков при установке ЦМ разработаны ряд специальных технологий для повышения качества установки ЦМ. Но не смотря на наличие и развитие методов 3, 4 на данный момент они не получили широкого применения.

Выводы:

1. На данный момент существует множество различных мероприятий и технологий, направленных на предупреждение или ликвидацию нарушения

целостности стенок скважины. Те или иные методы могут быть эффективны для конкретных месторождений или технологических, геологических условий бурения. Универсального метода нет.

2. В отдельных случаях бурения сложных скважин (геологические причины, ННС с БОВ или горизонтальных в интервале неустойчивых г/п) перечисленные методы вовсе обладают низким процентом успешности. В связи с этим необходимо проводить дальнейшие доработки текущих решений или поиск новых.

3. Ряд технологий, существующих на рынке, могут иметь некоторые недоработки под конкретные скважинные условия, поэтому стоит проводить дополнительные стендовые испытания, лабораторное тестирование, проводить математические расчеты, если это возможно.

4. При выборе мероприятия по обеспечению устойчивого состояния горных пород стоит выполнять оценку экономического эффекта от применения технологии, для достижения рентабельности строительства скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Подбор критериев и методики оценки эффективности работы микрокольматантов на примере испытаний в глинистой суспензии / П.Ю. Спиридонов, В.В. Живаева, В.А. Капитонов, Д.В. Евдокимов // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 7(655). – С. 34–41. – DOI: 10.33285/0207-2351-2023-7(655)-34-41
2. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. — М: Недра, 2000. 270 с.
3. Ахмадеев Р.Г. Особенности бурения в глинистых отложениях /Разработка нефтяных и газовых месторождений. Итоги науки и техники. – М.: ВИНТИ, 1977. – № 9.
4. Применение оборудования локального крепления стенок скважин для изоляции зон поглощения и перекрытия реактивных реактивных (набухающих) глин / Арсангалиев И.Г. // Инженерная практика выпуск №05/2023
5. Мосин В, Меденцев А. Стабильность ствола скважин при бурении глинистых отложений поздних стадий катагенеза.- «Ойл энд Гэз Евразия», 2014, №10, с. 54-59.
6. Мосин В, Меденцев А. Стабильность ствола скважины при бурении глинистых отложений средней стадии катагенеза.- «Ойл энд Гэз Евразия», 2014, №12, с. 62-67.

**ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ БУРЕНИЯ В ИНТЕРВАЛАХ С
НЕСОВМЕСТИМЫМИ УСЛОВИЯМИ**

В.А. Паньков, К.А. Шиповский

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: pankov.va62@gmail.com

В традиционной технологии бурения нефтяных и газовых скважин считается, что наиболее целесообразным, как с экономической, так и с технической точки зрения, является отказ от бурения интервалов с несовместимыми условиями с проведением дополнительных трудоемких технологических операций по их разобщению. Однако, в настоящее время накоплен достаточно массивный объем опытно-промышленных данных и разработок, служащих для решения данной проблемы с минимизацией трудовых и материальных ресурсов. Настоящая статья посвящена обзору некоторых перспективных решений в области технико-технологического обеспечения возможности бурения в интервалах с несовместимыми условиями бурения.

Ключевые слова: бурение, буровой раствор, давление, несовместимые условия, обсадная колонна, поглощение, скважина.

В практике строительства скважин, под несовместимыми условиями бурения обычно понимаются интервалы, где давление, создаваемое буровым раствором, не обеспечивает безопасной проводки скважины. Формально, это условие записывается следующим образом [1]:

$$P_{пл} < P_{бр} < P_{погл}; P_{гр}, \text{ МПа}, \quad (1)$$

где $P_{пл}$ – давление пластовых флюидов, МПа;

$P_{бр}$ – давление, создаваемое буровым раствором, МПа;

$P_{погл}$ – давление поглощения, МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва, МПа.

Присутствие несовместимых условий бурения, чаще всего определяет конструктивное исполнение скважины в ключе применения промежуточных ступеней обсадных колонн или профильных перекрывателей. Закономерно, такие решения приводят к необходимости усложнения, удорожания и увеличения продолжительности процесса строительства. Когда интервалы несовместимых условий бурения имеют достаточно большую протяженность, указанные решения являются оправданными, однако на практике случаются случаи проходки интервалов несовместимых условий бурения, протяженность которых составляет лишь несколько метров, например, в случаях прохождения пластов с переслаиванием контрастных по проницаемости пород, например, отложений пород типа «рябчик». В таких случаях, целесообразным представляется использование решений, направленных на интервальную изоляцию зон поглощений или иных специфических технико-технологических решений по обеспечению совместимости условий бурения [1, 2].

Наиболее востребованным направлением развития технико-технологических решений в области обеспечения совместимых условий бурения выступает применение высококольматирующих буровых растворов. Сущность данного решения состоит в обеспечении возможности безопасной проходки интервала в условиях катастрофических поглощений. В литературных источниках такой подход иногда именуется «жидкой обсадной колонной». В качестве кольматирующей фазы в таких растворах предлагается использование широкого спектра компонентов, таких как: цемент, стабилизированные опилки, микросферы (полимерные или минеральные), продукты переработки сельскохозяйственных культур, резиновой крошки и т.д. Накоплен достаточно обширный опыт применения консолидаторов на основе латекса, флокулянтов, ионных ПАВ [1-3].

Несмотря на простоту реализации, а также отсутствие необходимости применения дополнительного оборудования, применение кольматирующих составов, равно как и намыв наполнителей не всегда позволяет достичь надежной изоляции несовместимого интервала. В таком случае, прибегают к более надежному способу – тампонированию интервалов. Сущность метода тампониования, в целом, схожа с методом кольматации интервала, за исключением того, что образующийся при тампониовании изоляционный экран отличается гораздо более высокой структурной прочностью, позволяющей ему выдерживать высокие дифференциальные давления. Ранее, для нужд тампониования интервалов несовместимых условий бурения широко применялись так называемые быстросхватывающиеся смеси на основе минеральных связующих, позже, появилась широкая номенклатура их модификаций, отличающихся, как правило, материальным исполнением закупоривающей фазы. По мере внедрения полимеров в практику бурения, появились различного рода полимер-цементные тампонирующие составы. Следующим этапом развития технологии тампониования стало появление разнообразных тампонирующих составов с регулируемым временем схватывания, на основе различных компаундов и вязко-упругих полимерных составов [2-4]

Преимуществом технологии тампониования интервалов, является отсутствие необходимости выполнения трудоемких операций по разобщению интервалов посредством перекрывателей или обсадных колонн. К тому же, современные составы обладают высокой технологичностью, а время их отверждения, достаточного для безопасного продолжения бурения, сократилось до нескольких часов, что серьезно повысило эффективность. Недостатком такого подхода является то, что высокотехнологичные тампонирующие составы обладают достаточно сложным компонентным составом, а их поставщиками как правило выступают зарубежные компании. В условиях санкций и высокой волатильности курса национальной валюты, эффективность таких решений значительно снизилась, а в некоторых случаях и вовсе они перестали быть доступными.

В некоторых условиях решение проблемы обеспечения совместимости условий бурения может быть достигнуто посредством регулирования плотности бурового раствора. Технология увеличения плотности бурового раствора состоит в введении его состав утяжелителей, таких как, например, барит, увеличении плотности за счет минерализации и т.д., в ряде случаев, такие решения предусматривают дополнительную стабилизацию раствора с целью предупреждения его расслоения при остановке промывки. Уменьшение плотности бурового раствора достигается несколькими способами. Одним из решений в области управления давлением и плотностью бурового раствора является аэрация с ПАВ,

способствующих формированию и удержанию структуры газожидкостной смеси. Для аэрации бурового раствора в процессе приготовления могут быть использованы специальные компрессорные аэраторы, или вспенивающие добавки, например – на основе активных соединений алюминия. Также, для нужд облегчения бурового раствора находят свое применение различные наполнители на основе полых микросфер, наполнителей из полипропилена и т.д. [2-4].

Управление плотностью буровой промывочной жидкости, в отличие от методов тампонирувания интервалов, позволяет обеспечивать совместимость условий бурения в оперативном режиме, т.е. без остановки процесса бурения. Однако, реализация указанного решения также сопряжена с рядом недостатков и ограничений. Прежде всего, ограничения накладывает присутствие в вышележащих интервалах проявляющих пластов, которые препятствуют облегчению бурового раствора при вскрытии нижележащих поглощающих интервалов, увеличение же плотности бурового раствора ограничивается присутствием в интервале бурения слабосцементированных горных пород с малым давлением гидроразрыва. Также, облегчение бурового раствора приводит к значительному ухудшению его эвакуационной способности, что негативно сказывается на процессе очистки призабойной зоны скважины.

В литературных источниках приводится описание ряда более «экзотичных» способов обеспечения совместных условий бурения, таких как, например: заморозка, взрыв интервалов поглощения. Достаточно перспективным представляется метод, основанный на бурении с одновременным спуском обсадной колонны [2-4]. Однако, такой метод способствует значительному удорожанию компоновки низа бурильной колонны и требует применения специальных конструкций породоразрушающего инструмента, что не позволяет судить о первоочередном характере выбора данного решения по сравнению с более традиционными.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Каменских С. В. Предупреждение и ликвидация осложнений и аварий при бурении и креплении нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2024. – 272 с.
2. Бабаян Э. В. Осложнения в бурении: учебное пособие. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2023. – 248 с.
3. Сверкунов С. А. Бурение горизонтальных стволов скважин в сложных карбонатных коллекторах с низкими градиентами пластового давления углеводородных систем: учебное пособие. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2020. – 240 с.
4. Клещенко И. И. Технологии и материалы для ремонта скважин: учебное пособие / И. И. Клещенко, Д. С. Леонтьев, Е. В. Паникаровский. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2023. – 348 с.

**РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОДБОРУ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ
ПРОХОЖДЕНИЯ ИНТЕРВАЛА УГЛЕЙ НА КРАСНОЛЕНИНСКОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ**

И.А. Царицын, М.Е. Коваль¹

*1- к.т.н. ИО зав. кафедрой
ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара, Россия*

Ключевые слова: угольные пропластки, подбор бурового раствора, Красноленинское месторождение.

Одним из самых главных факторов при бурении угольных пропластков является грамотный подход к подбору рецептуры бурового раствора для обеспечения стабильности стенок скважины. Ниже будут предложены несколько рекомендаций по выбору бурового раствора:

- 1) Водные растворы: применяются для бурения в условиях стабильных угольных пластов. Чистая вода или растворы на полимерной основе могут снизить трение и улучшить отвод шлама.
- 2) Глинистые растворы: подходят для удержания стенок скважины. Глина образует защитную пленку, которая в свою очередь снижает вероятность обрушения.
- 3) Полимерные растворы: Обеспечивает высокую стабильность и снижает риск поглощения бурового пористыми и трещиноватыми породами [3].

1. Выбор бурового раствора при бурении скважин с угольными пропластками требует учета ряда факторов, обусловленных геомеханическими и технологическими. Геомеханические условия Красноленинского месторождения отличаются высоким уровнем неоднородности и сложностью горных пород. Это требует внимательной оценки физических свойств и прочностных характеристик угольных пластов. Для успешного выбора бурового раствора необходимо адаптировать его состав с учетом особенностей геомеханической среды в этом районе. Ключевые свойства угольных слоев включают их упругость, прочность и предрасположенность к обрушению, что непосредственно влияет на эффективность бурения и безопасность работ.

2. В процессе бурения рекомендуется использовать полиэлектролитные растворы с низкой вязкостью и высокой стабильностью. Они помогают уменьшить риск обрушения стенок скважины за счет образования защитной пленки, предотвращающей контакт бурового раствора с породами. Оптимальные параметры данных растворов позволяют поддерживать давление, необходимое для предотвращения обрушений и обеспечения стабильности. Важно учитывать, что из-за высокой проницаемости некоторых угольных пластов необходимо следить за показателем водоотдачи бурового раствора, что можно достичь с помощью специальных добавок [4,5].

3. Геомеханическое моделирование показывает, что изменение в структуре породы могут привести к увеличению устойчивости разрезов, что напрямую зависит от правильности подбора бурового раствора. К примеру, в условиях низкой прочности и повышенной подвижности угольных пропластков рекомендуется использовать гумато-содержащие добавки (Реагент «ПолиРГМ», Буровой гуматный

реагент «Лигнобур GumMax», Калиевый углещелочной реагент «Консатон» (гумат калия)), которые улучшают текучесть и взаимодействие жидкости с породами. Эти добавки способствуют образованию водорастворимого геля, который снижает вероятность размыва угольных частиц и укрепляет стенки скважины.

4. Согласно исследованиям, механические свойства угольных пластов на Красноленинском месторождении варьируются, что требует комплексного подхода к выбору бурового раствора. На практике применяется сравнительный анализ, который изучает поведение различных составов при различных механических нагрузках, что позволяет подобрать наиболее эффективный и безопасный буровой раствор для конкретных условий. Интеграция данных геомеханических моделей в процессе выбора раствора может значительно улучшиться при помощи компьютерного моделирования, где будут учитываться специфические особенности месторождения. Кроме того, анализ исторических данных эксплуатации предыдущих скважин на Красноленинском месторождении показывает, что использование растворов с повышенным содержанием полимеров в условиях нестабильных пластов способствовало снижению технологических сбоев и аварийных ситуаций. Это подчеркивает важность применения научно обоснованных рекомендаций при выборе характеристик бурового раствора [6].

Бурение угольных пород является сложной технологической проблемой. Неустойчивость угольных отложений вызвана влиянием двух факторов:

1. Низкой механической прочности угольной породы. В связи с этим стабилизация угольных пропластков требует применение повышенной плотности бурового раствора.

2. Высокой трещиноватости угольных пропластков. Наличие системы трещин в толще угольных пропластков приводит к легкому проникновению фильтрата бурового раствора в призабойную зону. В свою очередь это ведет к тому, что давление столба жидкости переносится со стенок скважины внутрь призабойной зоны.

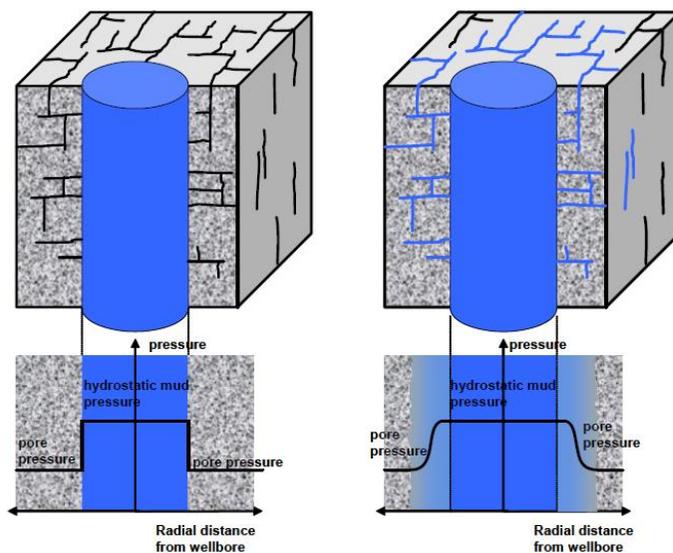


Рисунок №1 Описание механизма воздействия репрессии столба жидкости при надежной кольматации трещин (слева) и при отсутствии кольматации (справа)



Рисунок №2 Пример породы, состоящей из угля

Исходя из описанного выше первой проблемой при прохождении углей является проблема обеспечения физической коагуляции трещин и разломов. Коагуляция увеличивает эффективность увеличения плотности бурового раствора. Если повышать плотность без ликвидации проницаемости трещин, то это приводит к увеличению глубины проникновения жидкости. Проникновение фильтрата вглубь породы, в свою очередь, провоцирует усиление осыпи, что наблюдалось при бурении на Талинском месторождении.

Чтобы обеспечить стабильность угольных пропластков необходимо в первую очередь обеспечить высокую (микро) коагулирующую способность бурового раствора. Этого можно достигнуть несколькими способами:

1. Применение растворов на основе прямой, либо обратной эмульсии. В таких системах дисперсная фаза играет роль коагулянта, эффективно закупоривая каналы трещин;
2. Применение в составе бурового раствора твердой фазы, определенного фракционного состава, позволяющей эффективно снижать проницаемость трещин и разломов.

Применение первого варианта отличается высокой эффективностью работы, но и высокой стоимостью.

Согласно литературным данным для надежной коагуляции трещиноватых угольных пропластков необходимо подпирать коагулянты согласно раскрытости трещин. Для этого необходимо оценить среднюю и максимальную раскрытость трещин в угольных пластах. Раскрытость трещин может достигать 22 мм. В среднем по литературным данным подбор коагулянта осуществляется под раскрытость трещин 170-200 мкм. В качестве физического коагулянта предлагается использовать мраморную крошку необходимого фракционного состава.

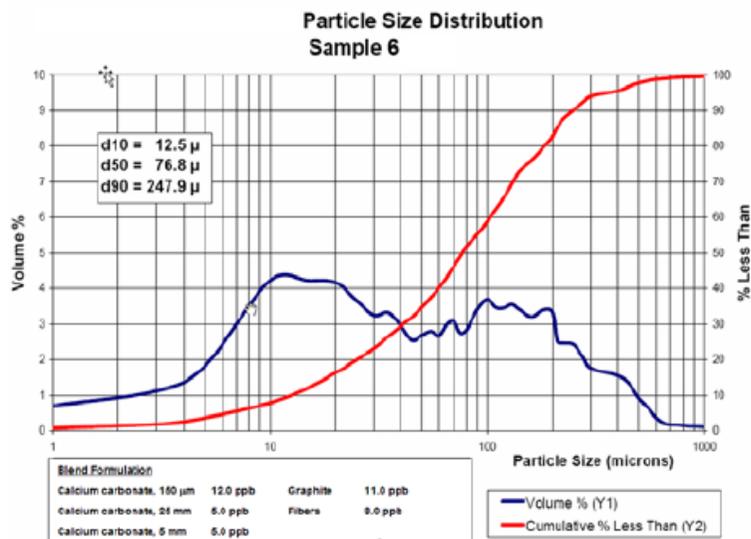


Рисунок № 3 Пример расчета фракционного состава твердой фазы, необходимой для кольматации трещин и разломов в угольных пластах

Поверхность угля состоит преимущественно из углерода, что обуславливает ее гидрофобный характер. По этой причине угли представляют собой инертный материал, нечувствительный к воздействию ингибиторов и химических стабилизаторов (сульфинированные асфальтены и их аналоги). Для стабилизации углей применяют немодифицированные асфальтены и графиты. Данные реагенты так же представляют гидрофобные реагенты, поэтому они обладают способностью адгезии к поверхности углей.

Наилучшим образом для стабилизации углей подходят реагенты на основе не модифицированного гильсонита. Данный реагент представляет собой природный асфальтен. Он отличается пластичностью и повышенной адгезией к поверхности. Обычно используются в качестве понизителя фильтрации в растворах на углеводородной основе. Реагент плохо растворим в водной среде, поэтому обычно для водных растворов используется товарная форма, диспергированная в неполярной или слабополярной жидкости. Возможно прямое диспергирование гильсонита в растворе на водной основе, однако это требует повышения его расхода.



Рисунок №4 Природный гильсонит

В отличие от микроколматантов на основе сульфированного асфальта гильсонит лишь на 80% растворим в водных растворах. В результате глубина его проникновения в микротрещинах ниже, а эффективность применения выше. Так же гильсонит обладает пластичными свойствами, это позволяет ему эффективно герметизировать микротрещины. Пластичность гильсонита повышается с увеличением температуры. По температуре размягчения различают несколько видов гильсонита. Минимальная температура размягчения 110°C. Опыт показывает, что при температуре ниже температуры размягчения гильсонит эффективно взаимодействует с породой стенок скважины и выбуренной породой. Такое поведение гильсонита позволяет формировать на стенках скважины вязкий пластичный барьер, предотвращающий дальнейшее проникновение ильтрата внутрь породы по микротрещинам. При работе с карбонатом кальция гильсонит выполняет роль связующего материала.



Fig. 5—Pierre shale drilled with KOH lignosulfonate mud after 45 hours' exposure at 180°F [82°C].

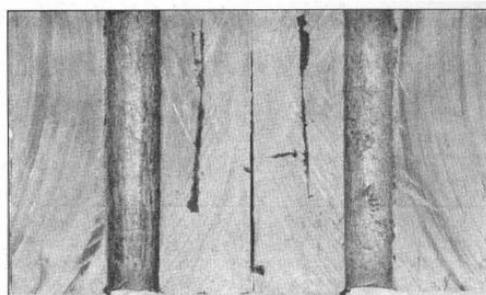


Fig. 8—Pierre shale drilled with KOH lignosulfonate mud and Gilsonite G-B at 125°F [52°C] after 45 hours' exposure.

Рисунок №5 Сравнение состояние стенок скважины бурении в модельном керне из глинистого материала в диспергирующем буровом растворе (слева) и с применением гильсонита (справа)

Кроме гильсонита для проводки интервала углей также применяются материалы на основе синтетического графита разного фракционного состава. В этом случае используется тот же подход, что используется увеличение градиента гидроразрыва.

Необходимо отметить, что графит не применим в составе жидкостей первичного вскрытия. Применение гильсонита в составе жидкости первичного вскрытия накладывает ограничения на обработку призабойной зоны перед запуском скважины в работу.

Для успешного прохождения интервала углей необходимо:

1. Обеспечить высокую кольматирующую способность бурового раствора:
 - А. Подбор фракционного состава твердой фазы за счет применения фракционированного карбоната кальция и графита;
 - Б. Применение гильсонита в качестве поверхностного адгезионного стабилизатора и связывающего компонента.
2. Обеспечить плотность бурового раствора на уровне, обеспечивающем стабильность угольной породы;
3. Обеспечить выполнение мероприятий по снижению гидродинамических колебаний и снижению механического воздействия на стенки скважины в интервале углей [1].

Оптимизация химического состава бурового раствора также должна учитывать влияние на окружающую среду. На Красноленинском месторождении экологические аспекты, такие как степень токсичности химических компонентов, имеют критическое значение. Разработка экологически безопасных растворов с использованием природных компонентов, таких как экстракты растений или безвредные полимеры, может помочь раскрыть потенциал месторождения и снизить его негативное воздействие на экосистему [2].

Таким образом, рекомендации по выбору бурового раствора для прохождения интервала угльных пропластков на Красноленинском месторождении должны основываться на современном опыте, данных о геомеханических условиях и постоянном анализе различных решений. Внедрение новых технологий и методов исследования может значительно повысить эффективность операций и минимизировать риски, связанные с бурением в сложных геологических условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рекомендации ООО «РН-ЦЭПиТР» по подбору состава бурового раствора для прохождения интервала углей.
2. Медведев А.Е. Риски и их факторы при подземной разработке угольных месторождений.
3. Булатов А. И. Буровые промывочные и тампонажные растворы.
4. Овчинников В.П. Буровые и промывочные растворы.
5. Третьяк А.Я. Буровые промывочные жидкости.
6. Юсупов Я.И. Применение геолого-механической модели для обоснования разработки залежей нефти тутлеймско-абалакского НГК Красноленинского свода методами технической стимуляции.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ПОСТРОЕНИЯ МОДЕЛИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПРИХВАТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

С.А. Лукьянов^{1,2}, Е.О. Игнатьева¹, И.И. Гусманов¹

*1 - Самарский государственный технический университет, 2 - ООО «Фидель»
г. Самара, Россия
e-mail: windy22@mail.ru*

Аннотация. В статье разработан алгоритм для построения модели вероятности образования прихвата в зависимости от параметров режима бурения и вибрационных нагрузок с использованием методов машинного обучения. Предполагается при применении данного алгоритма обнаружение «полезных вибраций» бурильной колонны при определённых диапазонах параметров режима бурения. Алгоритм включает в себя этапы составления первичных массивов данных, кластеризацию данных, расчет вероятностей прихвата, моделирование, корреляцию с вибрационными нагрузками и параметрами режима бурения, обоснования и использования результатов для оптимизации процесса бурения.

Ключевые слова: математическое моделирование, алгоритм, прихват бурильной колонны, машинное обучение.

Прихваты бурового инструмента представляют собой одну из распространённых проблем при строительстве скважин, приводящую к значительным временным потерям и увеличению затрат на бурение. Прихваты могут быть вызваны различными факторами, включая геологические условия, характеристики бурового раствора, параметры режима бурения и множество других субпараметров. Моделирование позволяет учитывать и анализировать эти факторы в комплексе, что способствует более глубокому пониманию проблемы и разработке эффективных мер по ее предотвращению. С развитием компьютерных технологий и методов численного моделирования появилась возможность создавать более точные и детализированные модели поведения напряженных состояний бурильной колонны с учетом давлений, создаваемых буровым раствором. Современные подходы, такие как метод конечных элементов (МКЭ в программе ANSYS и др.) и методы машинного обучения, предоставляют новые инструменты для анализа и прогнозирования прихватов. Анализ методов моделирования прихватов бурового инструмента является актуальной задачей, вследствие решения которой можно будет минимизировать вероятность их возникновения.

Наиболее полно и достоверно классификация прихватов бурильной колонны представлена в книге Басарыгина Ю.М. и Булатова А.И.[1]. Методы моделирования прихватов можно разделить на натурные, физические и математические. Использование натуральных объектов или их компонентов для изучения сложных систем или процессов при моделировании прихватов подразумевает под собой использование реальной скважины и создание условий в ней для проведения эксперимента, другими словами – опытно-промышленные работы на скважине. Это могут быть эксперименты на реальных скважинах с применением контролируемых изменений условий бурения, таких как изменение плотности бурового раствора, давления и скорости циркуляции. При этом натурная модель по своей природе является физической моделью. Физическое моделирование основано на создании моделей, использующих аналогии с реальными процессами на основе физических законов. Масштабные модели бурильной колонны и скважины создаются для изучения механизмов прихвата. В лабораторных условиях воспроизводятся различные сценарии, такие как сужение ствола скважины, давление на колонну и взаимодействие с фильтрационной коркой. Этот метод позволяет исследовать влияние различных параметров на риск прихвата, таких как характеристики бурового раствора, состояние стенок скважины и усилие на колонну. Специальные стенды могут имитировать работу буровой установки и моделировать процессы, происходящие в скважине. Это могут быть стенды для моделирования процессов прихвата при бурении горизонтальных скважин, стенды для изучения взаимодействия бурильной колонны с фильтрационной коркой, а также стенды для моделирования влияния динамических нагрузок на колонну. В таких моделях могут использоваться жидкости с различными свойствами для имитации реальных условий в скважине. Математическое моделирование прихватов бурильной колонны является мощным инструментом в предсказании и предотвращении этих нежелательных явлений при строительстве скважин. Оно позволяет анализировать различные параметры и условия бурения, которые могут привести к прихвату. Наиболее полная хронология развития методов исследования дифференциальных прихватов представлена авторами в статье [2]. Анализ современных исследований демонстрирует возможности применения методов машинного обучения и

нейросетевых технологий для моделирования сложных процессов на основании промысловых данных [3].

В современных исследованиях выделяют понятие «полезных вибраций» бурильной колонны [4]. То есть тех вибрационных нагрузок, которые способствуют повышению механической скорости бурения и, предположительно, в силу своей природы могут препятствовать образованию прихвата. Составление алгоритма построения модели вероятности возникновения прихвата в зависимости от параметров режима бурения и вибрационных нагрузок включает несколько ключевых этапов. Ниже приводится пошаговый алгоритм, который можно использовать для разработки такой модели.

1. Составление первоначальной выборки данных по типу прихвата.
2. Компилирование входных параметров для обработки по геологическому признаку (например, категории твердости пород).
3. Первичная подготовка данных к моделированию.
4. Проведение кластеризации данных для обобщения однородных диапазонов.
5. Расчет вероятностей возникновения прихвата на основании фактических данных.
6. Составление модели методами машинного обучения.
7. Подключение вибрационных нагрузок для каждого кластера, проверка корреляционных зависимостей.
8. Анализ результатов, выявление значимых факторов, промежуточных корреляций, составление рекомендаций.

Более наглядно данная этапность отображена на схеме с рисунка 1.

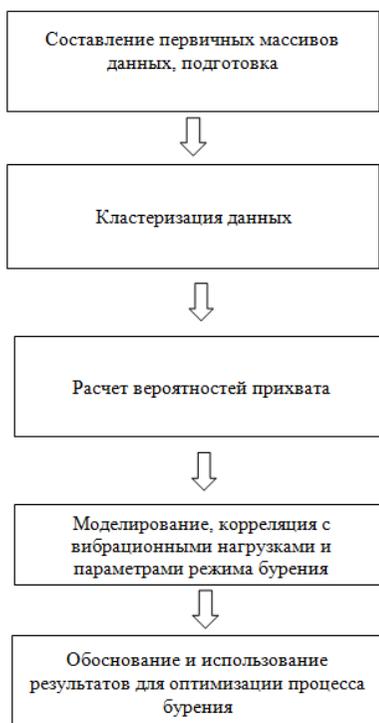


Рис. 1. Схема методики по моделированию технологии бурения

Действия каждого этапа:

1. Составление первоначальной выборки данных по типу прихвата. Включает в себя сбор исторических данных о бурении, включая параметры режима бурения (например, скорость бурения, нагрузка на долото, давление на циркуляцию, свойства раствора) и данные о вибрационных нагрузках. Регистрация случаев возникновения прихвата и соответствующих параметров на момент прихвата.
2. Компилирование входных параметров для обработки по геологическому признаку (например, категории твердости пород). Так как при бурении первичным фактором является геология, которая влияет на износ инструмента, вибрации бурильной колонны, то предлагается первично компилировать выборки по твердости пород.
3. Первичная подготовка данных к моделированию включает в себя очистку данных: удаление или коррекция пропущенных, некорректных или аномальных данных. Нормализация данных - приведение параметров к одному масштабу (например, стандартизация и центрирование). Разметка данных: - создание метки (целевой переменной), где, например, 1 означает наличие прихвата, а 0 — его отсутствие.
4. Проведение кластеризации данных для обобщения однородных диапазонов. При бурении все параметры изменяются непрерывно, но измеряются с некоторой частотой дискретизации. Кластеризация помогает обнаружить естественные группы или сегменты в данных, которые могут не быть очевидными при обычном анализе. Эти группы могут представлять собой различные категории объектов, которые имеют схожие характеристики. Большие массивы данных могут быть сложными для анализа и интерпретации. Кластеризация позволяет сгруппировать данные в кластеры, что упрощает дальнейший анализ. Например, вместо анализа каждой точки данных по отдельности, можно анализировать кластеры, что снижает сложность задачи. Кластеризация может помочь в выявлении аномалий, так как данные, которые не попадают ни в один из кластеров, могут быть аномальными или выбросами. Это особенно полезно в задачах мониторинга, где важно идентифицировать необычные или опасные ситуации.
5. Необходимость расчета вероятностей возникновения прихвата на основании фактических данных для каждого отдельного кластера обусловлена тем, что бурение — это сложный процесс, в котором на вероятность возникновения прихвата могут влиять разнообразные факторы, такие как геологические условия, параметры бурения и вибрационные нагрузки. Кластеризация данных позволяет учитывать эти различия, выделяя группы с общими характеристиками, для которых вероятность прихвата может существенно отличаться. Разные кластеры могут соответствовать различным геологическим условиям или режимам бурения. Например, бурение в мягких породах с низкой вибрацией и бурение в твердых породах с высокой вибрацией могут требовать различных подходов к оценке рисков. Расчет вероятностей для каждого кластера позволяет учесть эти различия и более точно прогнозировать вероятность прихвата.
6. Использование методов машинного обучения для создания моделей вероятности возникновения прихвата в зависимости от параметров режима бурения и вибрационных нагрузок оправдано сложностью задачи. Методы машинного обучения способны эффективно обрабатывать многомерные данные, выявлять сложные зависимости между параметрами и предсказывать вероятность прихвата на

основе этих зависимостей. Особую роль играет нелинейность многих зависимостей. Алгоритмы машинного обучения способны выявлять скрытые закономерности и корреляции между параметрами, которые могут не быть очевидными при использовании традиционных методов анализа данных.

7. После построения модели необходимо выполнить следующие шаги произвести подключение вибрационных нагрузок для каждого кластера. Для каждого выделенного кластера нужно подключить данные о вибрационных нагрузках, характерных для данного кластера. Это позволяет учесть влияние вибраций на вероятность возникновения. Обновление модели с учетом специфики вибрационных нагрузок в каждом кластере помогает повысить точность предсказаний и лучше учитывать реальные условия бурения. сделать модель более точной и эффективной. Наличие промежуточных корреляций позволит оценить влияние изменения одного параметра на другой, например расход бурового раствора на латеральные вибрации.

8. Анализ результатов, выявление значимых факторов, промежуточных корреляций, составление рекомендаций. Проведение проверки на наличие и силу корреляционных зависимостей между вибрационными нагрузками и параметрами режима бурения позволяет определить, какие именно вибрационные и режимные параметры оказывают наибольшее влияние на вероятность возникновения прихвата. На основе результатов корреляционного анализа можно внести коррективы в модель, удаляя слабые или незначимые параметры, и фокусируясь на тех, которые оказывают наибольшее влияние. Имея надежную модель, можно указать в каких диапазонах необходимо поддерживать режимные параметры бурения и вибрационные нагрузки для определённых участков скважины минимизируя вероятность возникновения прихвата.

Разработан алгоритм с использованием методов машинного обучения для построения модели вероятности образования прихвата в зависимости от параметров режима бурения и вибрационных нагрузок. Предполагается при применении данного алгоритма обнаружение «полезных вибраций» бурильной колонны при определённых диапазонах параметров режима бурения. Алгоритм включает в себя этапы составления первичных массивов данных, кластеризацию данных, расчет вероятностей прихвата, моделирование, корреляцию с вибрационными нагрузками и параметрами режима бурения, обоснования и использования результатов для оптимизации процесса бурения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И. Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб, для вузов. — М.: ООО "НедраБизнесцентр", 2000. — 679 с.
2. Майкоби А.А., Четвертнева И.А., Калинин Д.А., Тивас Н.С., Тахир Дж.И., Гиниятуллин А.Н. Методы экспериментальных исследований дифференциальных прихватов Бурение и нефть. 2024. № 6. С. 20-24.
3. Никитин, В. И. Обзор успешных практик применения методов предиктивной аналитики для моделирования процесса бурения / В. И. Никитин, М. В. Леонтьев // Ашировские чтения. – 2022. – Т. 2, № 1(14). – С. 90-94.
4. Лукьянов С.А., Живаева В.В. Оценка характера и уровня вибраций при бурении скважин Ковыктинского ГКМ телесистемами с гидравлическим каналом связи //

Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2021. № 11 (347).
С. 12-14.

АНАЛИЗ, ОЦЕНКА И ВЫБОР МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РАСЧЕТА ГРАДИЕНТОВ ГИДРОРАЗРЫВА ГОРНОЙ ПОРОДЫ

*И.В. Каштанов, К.А. Шиповский**

**Научный руководитель: доцент, кандидат технических наук*

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: igorkashtanov18@mail.ru

Аннотация. Гидро разрыв пласта (ГРП) — это сложный технологический процесс, эффективность которого во многом зависит от точности расчета градиентов давления в горной породе. Важным этапом при проектировании скважин является выбор математической модели ГРП для расчета напряжений и градиентов гидро разрыва. В данной статье рассматриваются и сравниваются основные математические модели, включая формулы Итона и Итона-Дейниса, а также другие подходы, использующиеся в современном моделировании ГРП. Описаны исторические аспекты возникновения данных моделей, их ограничения и применимость в различных условиях.

Ключевые слова: Гидро разрыв пласта (ГРП), математические модели, градиенты давления, формула Итона, формула Итона-Дейниса, напряжения в горной породе, поровое давление.

Введение. Гидро разрыв горной породы — это технология, которая широко применяется в нефтегазовой промышленности для увеличения проницаемости пласта. Один из ключевых факторов, влияющих на успешность ГРП — это точный расчет градиентов давления, которые обеспечивают эффективное распространение трещин в породе. Важнейшую роль в этом процессе играют математические модели, которые позволяют прогнозировать изменение напряжений в горной породе под воздействием высоких давлений.

Основные математические модели для расчета градиентов гидро разрыва горной породы

Метод Хабберта и Уиллиса.

Исходя из теоретических и экспериментальных исследований механики гидро разрыва горных пород Хабберт и Уиллис считают, что напряженное состояние пород характеризуется тремя неравными главными напряжениями и давление закачки при гидро разрыве пласта должно быть приблизительно равно наименьшему из этих напряжений при сжатии.

Поэтому они предполагают, что в геологических регионах, где тангенциальные силы не проявляются, наибольшее главное напряжение должно быть почти вертикальным и равным горному давлению, а наименьшее напряжение

— горизонтальным и, вероятнее всего, составляющим от 1/3 до 1/2 эффективного горного давления.

Горное давление S (общее напряжение) равно сумме пластового (или порового) давления P_p и вертикального напряжения O_v , воспринимаемого скелетом породы.

$$S = P_p + O_v,$$

Эти заключения базируются на результатах лабораторных исследований поведения образцов под воздействием трехосных нагрузок. Предполагается, что поровое давление не оказывает значительного влияния на механические свойства породы.

Давление разрыва определяется по формуле

$$P_{fr} = \frac{S - P_p}{3} + P_p \text{ или } P_{fr} = \frac{S + 2P_p}{3},$$

$$P_{fr} = \frac{1}{3}(S - P_p) + P_p,$$

В последствии Хабберт и Уилисс несколько видоизменили свою формулу:

$$P_{fr} = \left(\frac{1}{4} \div \frac{1}{2}\right)(S - P_p) + P_p,$$

Когда этот метод применяли в условиях конкретного региона, предпринимались попытки найти более универсальную формулу.

Метод Мэттьюза и Келли.

В этом методе предполагается использование в качестве переменного параметра коэффициент эффективного напряжения по формуле:

$$P_{fr} = k_i O_v + P_p,$$

где k_i – коэффициент эффективного напряжения

Метод оригинален в том смысле, что проводимые в процессе гидроразрыва измерения используются для построения эмпирических кривых изменения коэффициента k_i для условий конкретного региона.

Значения k_i определяются на основе данных о пороговых давлениях разрыва, полученных эмпирическим путем на месторождении. Коэффициент эффективного напряжения k_i есть величина переменная, зависящая от глубины.

Повышенные значения коэффициента k_i соответствуют песчаным пластам Южного Техаса, которые характеризуются более высоким содержанием глин, чем песчаные пласты на шельфе шт. Луизиана.

Применение этого метода в других регионах, нежели Северное побережье Мексиканского залива, требует учета локальных вариаций значений k_i , которые определяются в зависимости от глубины. Поскольку такие данные получают довольно редко, рассматриваемый метод нашел применение лишь в нескольких регионах мира.

Метод Итона.

Формула Итона возникла в конце 1960-х годов в ответ на необходимость точного прогнозирования пластового (порового) давления для безопасного бурения и гидроразрыва скважин. На тот момент инженерная практика бурения часто сталкивалась с проблемой неконтролируемых выбросов и разрушений скважин, вызванных неправильной оценкой пластового давления. Первоначальные модели были основаны на эмпирических данных и ограничивались простыми расчетами. Со временем они стали более сложными, включающими дополнительные параметры, такие как напряжение, пористость и проницаемость пород.

Установив, что горные породы подвергаются упругой деформации, Итон заменил k_f рассмотренный в предыдущем методе, на параметр, рассчитываемый с использованием коэффициента Пуассона:

$$P_{fr} = \frac{\mu}{1-\mu} Ov + Pp,$$

С учетом того, что коэффициент Пуассона и градиент горного давления изменяются с глубиной, Итон предложил рассчитывать значения μ на основе фактических региональных данных о градиентах давления разрыва, пластового и горного давлений.

Для использования этого метода требуется строить региональные кривые коэффициента Пуассона. Следовательно, в данном случае справедливы те же ограничения, что и в методе Мэтьюза и Келли.

Метод Итона-Дейнеса.

В 1970-е годы была разработана модифицированная формула Итона-Дейнеса, которая включила в себя коррекцию на вариативность геологических условий, что позволило значительно улучшить точность расчетов в реальных условиях бурения.

Дейнес занимаясь работой Итона, ввел поправку на дополнительное напряжение, связанное с тектонической активностью.

$$P_{fr} = Ot + Ov \left(\frac{\mu}{1-\mu} \right) + Pp$$

где Ot — дополнительное напряжение, обусловленное тектонической активностью.

Значение Ot можно оценить на основании результатов гидравлических испытаний пород на утечку у первого башмака обсадной колонны. Принимается, что в пределах остальной части ствола скважины оно остается неизменным.

Наряду с эффектом тектонических напряжений при расчете градиентов давления разрыва Дейнес значительную роль отводит литологическому составу пород. В результате экспериментальных исследований, в которых регистрировали распространение акустических сигналов (поперечных волн) в пористых средах, были получены следующие значения коэффициента Пуассона:

- | | |
|----------------|-----------|
| 1. Глина | 0,17-0,50 |
| 2. Конгломерат | 0,20 |
| 3. Известняк: | |

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

	микритовый	0,28
	спаритовый	0,31
	пористый	0,20
	содержащий ископаемые организмы	0,09
	глинистый	0,17
4.	Песчаник:	
	грубозернистый	0,05-0,10
	среднезернистый	0,06
	тонкозернистый	0,03
	Плохо отсортированный, глинистый	0,24
5.	Глинистый сланец:	
	известковый	0,14
	доломитизированный	0,28
	окремненный	0,12
	алевристый	0,17
	песчанистый	0,12
6.	Алевролит	0,08

Значения коэффициента Пуассона являются лишь показательными и не могут быть проверены на месте в связи с трудностями идентификации вступления поперечных волн. Новые приборы акустического каротажа с несколькими приемопередатчиками могут сделать возможным определение коэффициента Пуассона непосредственно на буровой.

Следует отметить, что оценки O_t по данным гидравлических испытаний пород у башмака колонны на утечку сугубо приближенные, особенно когда допущены погрешности при выборе необходимого для расчета значения μ .

Оценка и выбор модели

При выборе математической модели для расчета градиентов ГРП необходимо учитывать несколько факторов:

1. Геологические условия. Различные модели могут лучше работать в зависимости от типа породы, глубины и характера пластов. Например, модель Хабберта и Уиллиса подходит для слабосцементированных пород, в то время как формула Итона эффективнее для плотных пластов.

2. Точность данных. Для корректного использования формул Итона и Итона-Дейниса требуется точная информация о поровом давлении, вертикальных и горизонтальных напряжениях, а также свойств горной породы.

3. Уровень детализации. Более сложные модели, такие как Итона-Дейниса, требуют больше исходных данных, но предоставляют более точные результаты. Однако в ряде случаев может быть целесообразно использовать более простые эмпирические модели для грубой оценки.

4. Экономическая целесообразность. В условиях ограниченного бюджета на исследования может быть выгоднее применять упрощенные модели, даже если они менее точны.

Выводы. Математические модели для расчета градиентов давления при гидроразрыве горной породы играют ключевую роль в успешном проведении ГРП.

Формулы Итона и Итона-Дейниса, а также другие математические модели, предлагают различные подходы к оценке напряжений и давлений в горных породах. Выбор подходящей модели зависит от геологических условий, точности исходных данных и экономических факторов. Каждая из рассмотренных моделей имеет свои преимущества и ограничения, что делает их полезными в различных ситуациях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Муше Ж.-П., Митчелл А. - Аномальные пластовые давления в процессе бурения.
2. Итон, Б. А. (1969). "The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs". Society of Petroleum Engineers Journal, 24(08), 1353-1362.
3. Дейнис Дж., Итон Б. А. (1970). "Horizontal Stress Calculation from Pore Pressure and Depth Data". Journal of Petroleum Technology, 22(12), 1429-1433.
4. Хавкин С. Э. (1999). Геомеханика нефтегазовых пластов. Москва: Недра.
5. Гончаров В. М., Никитин В. Н. (2001). Геомеханика и устойчивость скважин. Москва: ООО НПО "Бурение".
6. Попов А. В. (2010). "Методы расчета порового давления и напряжений в горных породах при ГРП". Нефтегазовое дело, 1, 56-63.
7. Чикмарёв В. А., Коробкин А. В. (2015). Моделирование процессов гидроразрыва пласта. Москва: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ).
8. Коган А. С. (2018). Геомеханические расчеты при разработке нефтегазовых месторождений. Москва: ИПЦ «Машиностроение».

УДК 550.822.5/.7

ИССЛЕДОВАНИЕ АДГЕЗИОННОЙ ПРОЧНОСТИ ЦЕМЕНТНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В ИНТЕРВАЛАХ ЗАЛЕГАНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

В.Н. Иванов, С.Н. Парфенова

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: vasilii0804@yandex.ru, parfenova.samgtu@yandex.ru

Строительство скважин в зонах распространения многолетнемерзлых пород определяет необходимость применения специальных технико-технологических решений, направленных на поддержание определенного температурного режима стенок скважины, сложенных многолетнемерзлыми породами, для предупреждения нарушения их устойчивости и разрушения в процессе углубления. Одним из подобных решений является применение в интервалах крепления направления или кондуктора облегченных цементных растворов с заполнителем на основе микросфер. Технический результат от применения данного решения состоит в снижении интенсивности теплообмена в системе «буровой раствор – обсадная

колонна – цементное кольцо – скважина», что в ряде случаев позволяет отказаться от применения охлажденных буровых растворов или значительно снизить требования к их рабочей температуре. Как и другие наполнители, микросферы потенциально могут оказывать влияние на прочностные характеристики цементного камня, в связи с чем, настоящая статья посвящена анализу результатов экспериментального исследования концентрации микросфер различного материального исполнения на адгезионную прочность цементного камня с поверхностью модельной обсадной трубы.

Ключевые слова: крепление скважин, микросферы, многолетнемерзлые породы, модель, наполнитель, обсадная колонна, прочность адгезии, цементный камень, эксперимент.

При строительстве скважин в условиях распространения многолетнемерзлых пород, особое значение приобретает вопрос максимального сохранения естественного теплового режима залегания пород для предотвращения их обвалов и выдавливания в полость скважины. В большинстве случаев, глубина залегания многолетнемерзлых пород составляет от нескольких единиц до нескольких сотен метров. Такие интервалы в процессе строительства скважины перекрываются в первую очередь, однако, в процессе дальнейшего бурения обсадные колонны, перекрывающие данные интервалы, постоянно будут подвергаться тепловому воздействию со стороны бурового раствора, используемого для промывки скважины. Несмотря на то, что в настоящее время существует достаточно большое количество технико-технологических решений, направленных на поддержание температуры буровых растворов в зоне отрицательных температур, их реализация на протяжении всего строительства скважины является чрезмерно энерго- или ресурсоемким мероприятием [1].

В этой связи, более рациональным представляется подход, основанный на термоизоляции обсадной колонны, способствующей минимизации теплового воздействия между буровым раствором и стенками скважины. Несмотря на существование промышленных вариантов исполнения теплоизоляции обсадных колонн [2], в условиях неглубокого залегания многолетнемерзлых пород, а также небольшой разницы между температурой бурового раствора и температурой сохранения многолетней мерзлоты, подобное решение, обладающее высокой стоимостью, не всегда является целесообразным. К тому же, такие колонны накладывают определенные требования на конструктивные характеристики скважины.

Более простым и доступным в реализации в условиях небольшой температурной разницы представляется решение, в основе которого лежит использование облегченных цементных растворов с теплоизолирующим наполнителем на основе полых микросфер. Технический результат от реализации данного решения состоит в формировании управляемой искусственной пористости цементного камня, не приводящей к нарушению его герметичности (увеличению проницаемости). Проблематика применения подобных микросфер, как и иных наполнителей, состоит в их потенциальном влиянии на физико-механические свойства цементного камня, что создает необходимость подбора оптимального состава опытным путем.

В рамках проведения комплекса исследований, направленных на установление влияния концентрации теплоизолирующего наполнителя на основе микросфер на физико-механические свойства цементирующего состава, была выполнена оценка влияния концентрации микросферического наполнителя на адгезионную прочность цементного камня. Испытание адгезионной прочности цементного камня выполнялось на физической имитационной модели обсадной колонны, схема которой приведена на рисунке 1, в соответствии с методикой испытания адгезионной прочности при сдвиге, приведенной в [3].

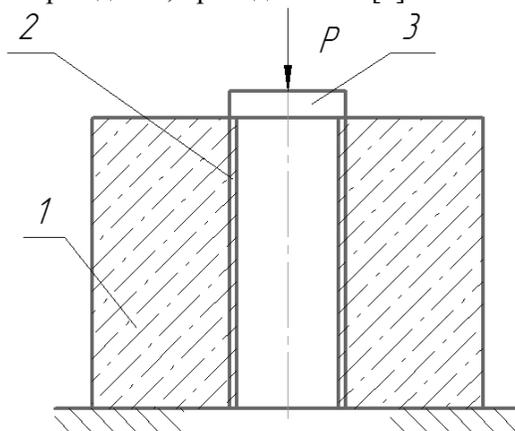


Рисунок 1. Схема испытания адгезионной прочности модели «цементный камень – обсадная колонна» при сопротивлении сдвигу:

1 – имитационная модель цементного кольца, 2 – модель обсадной колонны, 3 – цилиндрический упор для распределения нагрузки, P – сдвиговое усилие

Сущность испытания состоит в оценке адгезионной прочности сцепления модели цементного камня с обсадной трубой, соответствующей сдвиговому усилию, формируемому при приложении некоторой критической сжимающей нагрузки к верхней части цилиндра [3]:

$$F_a = \frac{P_{кр}}{2\pi \cdot R \cdot h}, \text{ МПа}, \quad (1)$$

где $P_{кр}$ – критическое сжимающее усилие, соответствующее моменту страгивания цементного цилиндра, Н;

R, h – радиус и высота цилиндрической модели обсадной колонны, м ($R = 0,05$ м, $h = 0,3$ м).

Имитация сжимающего усилия производилась посредством пневмогидравлического пресса серии NORDBERG N36100E с пределом нагрузки в 100,0 тонн. Приготовление цементного раствора выполнялось в соответствии со стандартной промышленной методикой [4], для формирования модели цементной крепи использовался тампонажный раствор марки ПЦТ I-100 ГОСТ 1581-2019. Технологические свойства раствора при приготовлении контролировались в соответствии с требованиями [5].

В качестве изолирующего наполнителя исследовались полидисперсные полые микросферы трех вариантов материального исполнения: полимерные, алюмосиликатные и стеклянные. Характеристики используемых при проведении испытаний микросфер сводим в таблицу 1.

Характеристика полых микросфер

Параметр	Значение		
	Полимерные микросферы	Алюмосиликатные	Стекланные
Материальное исполнение микросфер	АН-60	ООО «ПСМ СТЕКЛОПЛАСТИК»	ЗАО «Аквасинт»
Поставщик	АН-60	ООО «ПСМ СТЕКЛОПЛАСТИК»	ЗАО «Аквасинт»
Размер частиц, мкм	35,0÷75,0	30,0÷60,0	30,0÷50,0
Насыпная плотность, кг/м ³	100,0÷450,0	250,0÷450,0	120,0÷400,0
Истинная плотность, кг/м ³	480,0÷520,0	450,0÷550,0	620,0÷700,0
Прочность при гидростатическом (объемном) сжатии, МПа	4,0÷4,5	5,0÷8,0	8,0÷19,0
Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·°С)	0,05	0,05÷0,16	0,06÷0,07

Введение микросфер в цементный состав выполнялось при его непосредственном приготовлении. Смешение компонентов раствора производилось с использованием ручного растворного миксера, выдержка цемента до отверждения производилась при постоянной температуре $20,0 \pm 2,0$ °С и влажности 90,0% в специальном лабораторном шкафу. Концентрация микросфер в составе цементного раствора варьировалась в диапазоне от 0,0 до 50,0%, с шагом дискретизации в 10,0%.

По итогам серии экспериментов, был получен график, характеризующий зависимость адгезионной прочности цементного камня к модели стальной обсадной колонны от концентрации микросфер для рассматриваемых вариантов их материального исполнения, вид которого приведен на рисунке 2.

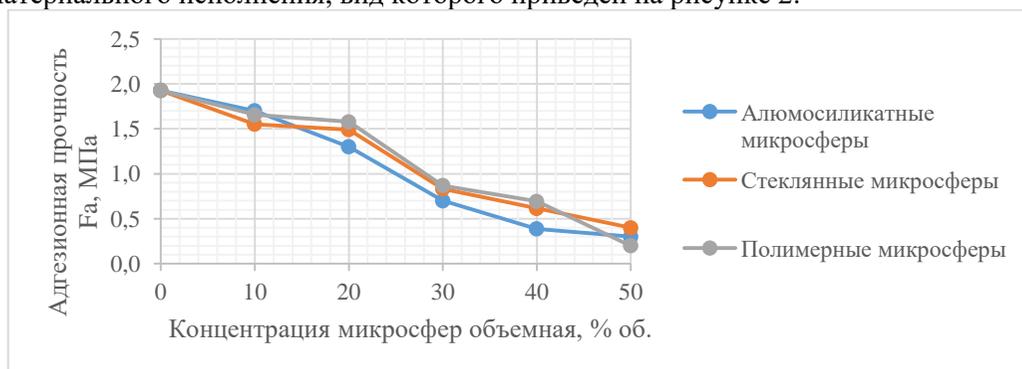


Рисунок 2. График экспериментальной зависимости адгезионной прочности цементного камня и стенки обсадной колонны от концентрации и материального исполнения микросфер

Анализ полученных данных позволяет установить наличие достаточно выраженного негативного влияния со стороны увеличения концентрации микросфер на величину адгезионной прочности цементного камня с поверхностью стальной обсадной трубы, причем, в диапазоне объемных концентраций до 20,0%, указанное негативное влияние является менее выраженным. При анализе влияния материального исполнения микросфер на адгезионную прочность цементного камня,

можно установить, что в диапазоне концентраций до 40,0% наибольшая адгезионная прочность наблюдается у составов, модифицированных полимерными микросферами, наименьшая – у алюмосиликатных микросфер в диапазоне концентраций от 20,0% до 40,0%.

По итогам исследования можно сказать, что для достижения технического результата, выраженного в снижении теплопроводности цементного камня, может быть рекомендовано введение алюмосиликатных или полимерных микросфер в диапазоне объемных концентраций до 20,0%.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Каменских С. В. Предупреждение и ликвидация осложнений и аварий при бурении и креплении нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2024. – 272 с.
2. Смирнова Н. Н., Йиму Н. О. Определение тепловых потерь при закачке пара в нефтяной пласт // Записки Горного института. – 2006. – № 1. – С. 295-298.
3. Рожков В. П. Сила сцепления расширяющегося тампонажного камня со стальной поверхностью на сдвиг и отрыв // Разведка и охрана недр. – 2014. – №1. – С. 51-54.
4. Логвиненко С. В. Цементирование нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1986. – 280 с.
5. ГОСТ 34532-2019. Цементы тампонажные. Методы испытаний. – Москва: Стандартинформ, 2019. – 30 с.

МОДЕРНИЗАЦИЯ КОНВЕЙЕРА ВЫНОСА ШЛАМА БУРОВОГО РАСТВОРА БЛОКА ОЧИСТКИ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

П.И. Игнатьев¹, Е.О. Игнатьева²

*1 - магистрант кафедры БНГС, 2 – к.х.н., доцент кафедры БНГС, Самарский государственный технический университет г. Самара, Россия
e-mail: ignatevpasha56@gmail.com; ignateva.eo@samgtu.ru*

Аннотация. В статье произведено исследование системы выноса шлама бурового раствора блока очистки циркуляционной системы буровой установки. На основе проработки выбран прототип ленточного конвейера, подходящего конструкции емкостного парка буровой установки, определен узел усовершенствования. Объектами усовершенствования является ленточный конвейер для выноса шлама бурового раствора при бурении скважин.

Произведены технологические, конструктивные и поверочные расчеты на прочность основных, наиболее нагруженных элементов конструкции ленточного конвейера, которые подтверждают его работоспособность.

Ключевые слова. Блок очистки; ленточный конвейер, система выноса шлама; буровой раствор; циркуляционная система; емкостной парка; буровая установка; бурение скважин.

Бурение скважин является самой финансово затратной отраслью нефтегазодобывающей промышленности. Одним из важнейших факторов повышения эффективности производственного процесса является внедрение новых, инновационных разработок в области строительства скважин и применения передового бурового оборудования.

Для снижения непроизводительного времени связанного с чисткой конвейера, а также обеспечения безопасности проведения работ, предлагается отказ от традиционной шнековой системы выноса шлама бурового раствора в пользу ленточного конвейера. Ленточный конвейер имеет конструкцию (Рис. 1), соответствующую конструктивным особенностям емкостного парка буровой установки, следовательно, модернизация позволит увеличить производительность системы выноса шлама, при тех же конструктивных размерах конвейера. [1,2]

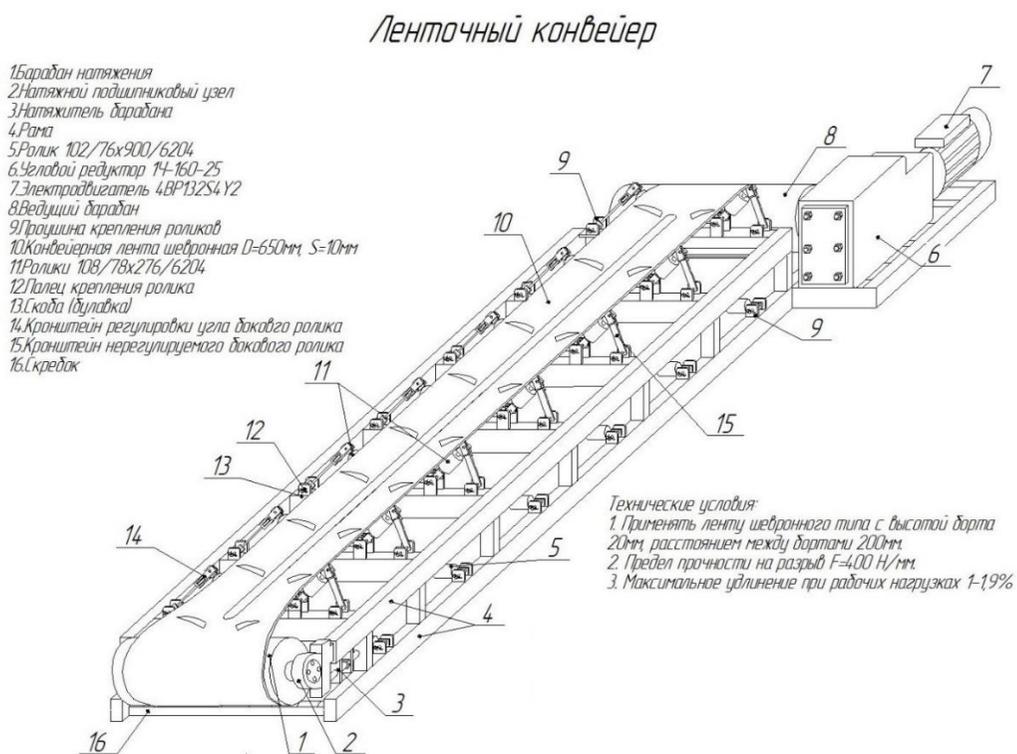
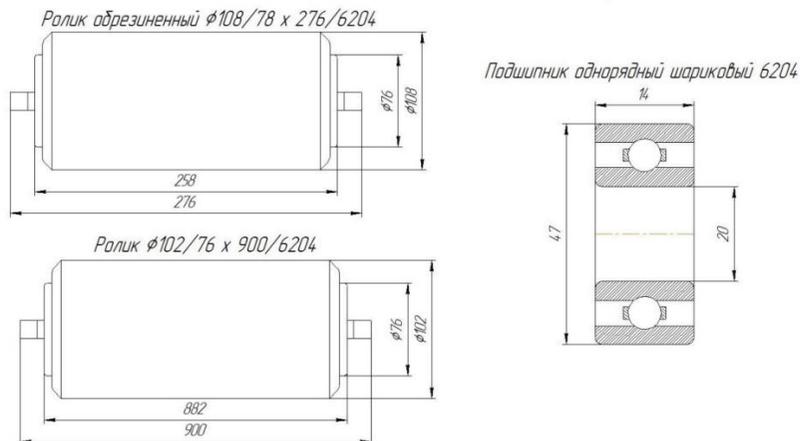


Рис. 1. Схема ленточного конвейера

Ролики ленточного конвейера

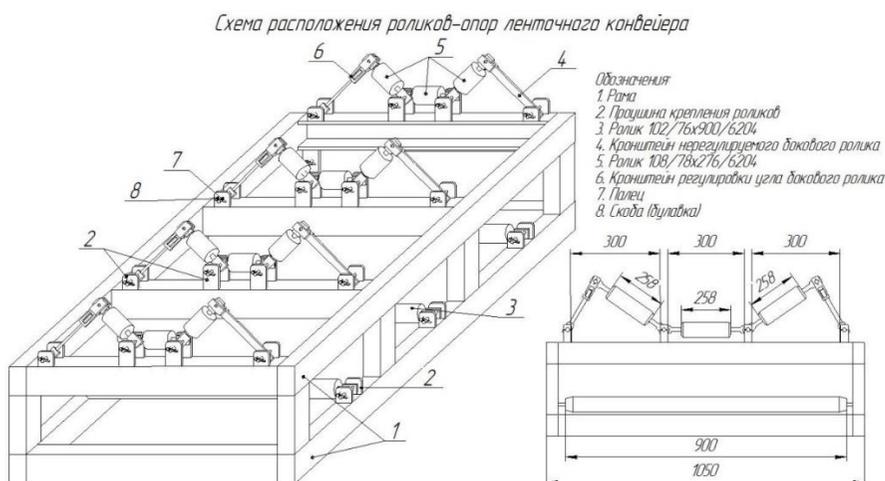


- Технические условия:*
1. Корпус стальной трубы с толщиной стенки 5мм, односторонний слой резины твердостью 65 Sh.
 2. Торцы притуплены из листовой стали и загнуты внутрь корпуса.
 3. Шариковые однорядные подшипники 6204 ЦЗ.
 4. Двухступенчатое лабиринтное уплотнение с масляной предкамерой.

Рис. 2. Ролики ленточного конвейера

В связи с тем, что внедрение ленточного конвейера интегрируется в блок без внесения изменений конструкции буровой установки, то согласно габаритов рамы, устанавливаются ролики-опоры закрытого типа, с сальниковой набивкой [2,3,4], изображенные на рисунке 2.

Конструктивной особенностью роликов-опор является расположенные по одной стороне кронштейны с регулировкой угла роликов по высоте. Данная конструкция позволит упростить монтаж-демонтаж транспортерной ленты.



- Технические условия:*
1. Применять ролики закрытого типа для исключения загрязнения и выхода из строя подшипников.
 2. Конструкция роликоопор должна исключать возможность выпадения ролика из кронштейна и повреждение ленты роликоопорой при боковом сходе ленты.
 3. Загрузочное устройство должно обеспечивать погрузку материала по центру ленты в любом месте става конвейера.

Рис. 3. Схема расположения роликов-опор на раме конвейера

Проведен расчет нагрузок с использованием CAD системы SolidWorks на подшипники барабана натяжения и приводного барабана и представлен на рисунке 4. Где максимально допустимое напряжение на барабаны – $S_b = 1000H$; Усталостный износ – 0% Коэффициент запаса прочности – 15.

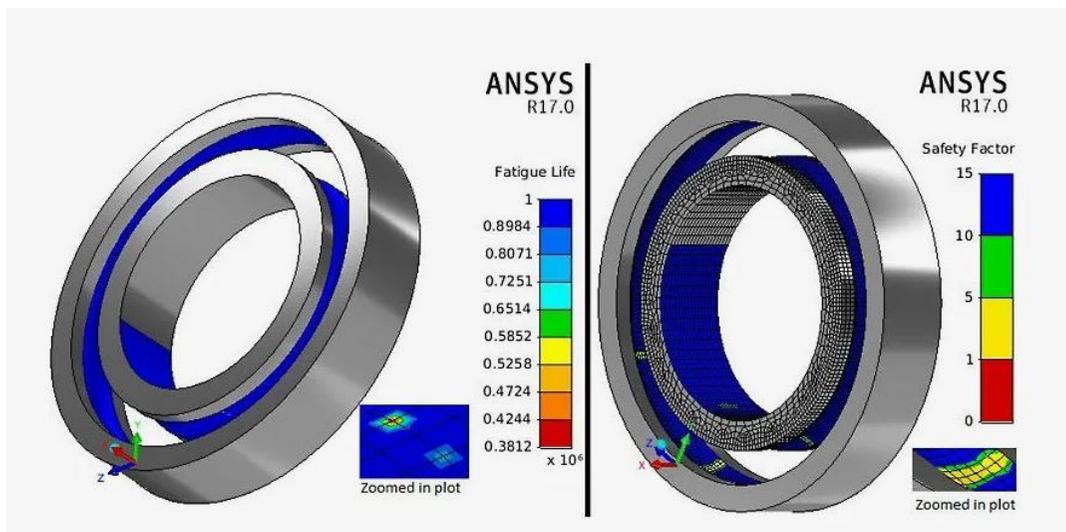


Рис. 4 Усталостный износ и Коэффициент запаса прочности

При максимальной допустимый нагрузке на барабаны $S_b=1000H$, эквивалентное напряжение на подшипник представлено на рисунке 5.

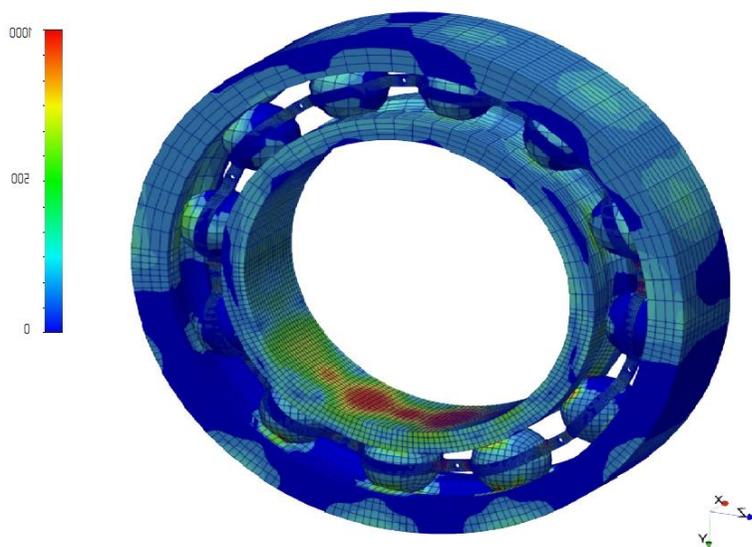


Рис. 5 Эквивалентное напряжение

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Транспортерная лента предназначена для работы в суровых условиях с диапазоном температур от +45°С до -45°С [5]. При использовании транспортерной ленты в условиях зимы в диапазонах температур, соответствующих паспортным данным, лента теряет свои эластичные свойства. Для решения проблемы затвердевания ленты и увеличения срока службы предлагается применить систему обогрева ленточного конвейера паром (рис.6,7).

Схема расположения паропровода обогрева ленточного конвейера

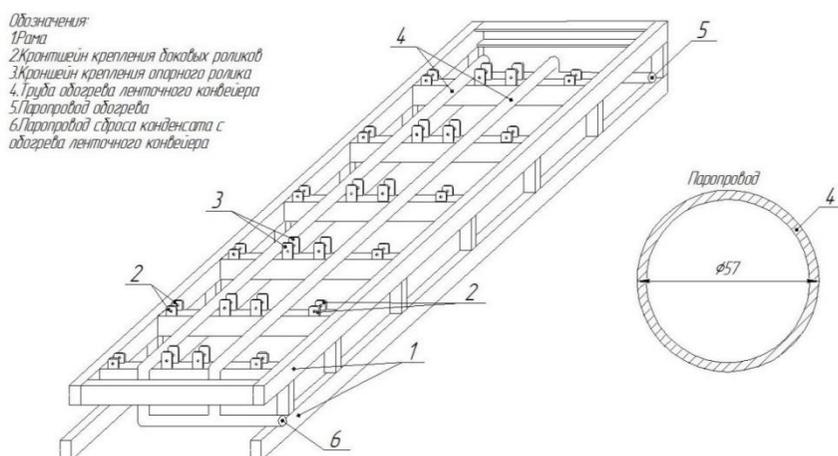


Рис. 6. Схема расположения паропровода обогрева конвейера

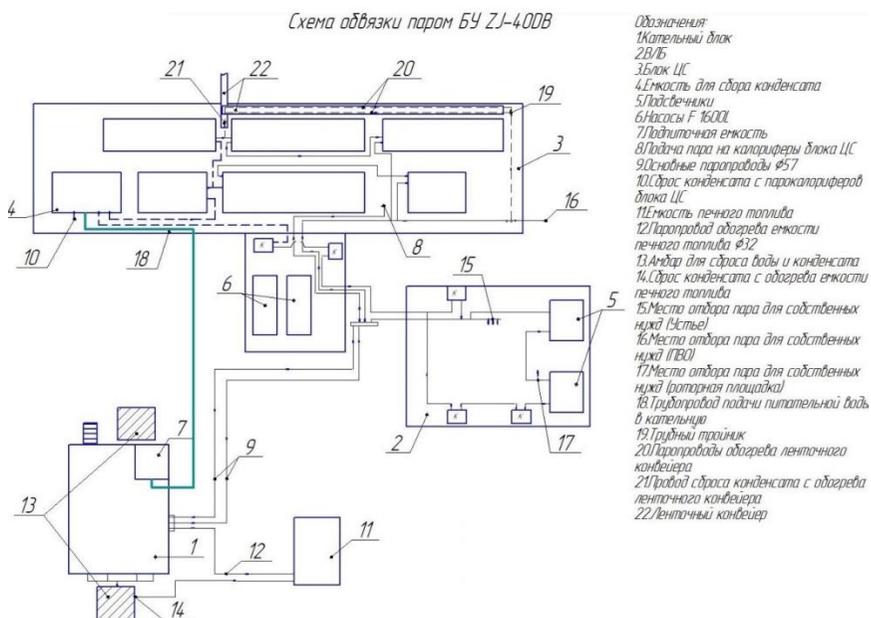


Рис. 7. Схема обвязки паром БУ ZJ-40DB

Заключение

В работе рассмотрена система выноса шлама из блока очистки циркуляционной системы буровой установки, предложен вариант модернизации конвейера. Применение предложенного ленточного конвейера позволит увеличить производительность работ и повысит безопасность труда, так как конструктивно устраняется эффект «затягивания» актуальный для шнекового конвейера, возникающий при попадании части тела или одежды в зону движения вращающейся части шнека.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Овчинников В.П., Аксенов Н.А. Буровые промысловые жидкости: Учеб. Пособие для вузов- Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2008. – 309с.
2. Руководство по эксплуатации системы очистки буровой установки ZJ40-DB HANUA INDUSTRY GROUP.
3. Киселев, Б.Р. Ленточный конвейер. Расчет и проектирование основных узлов: учеб. пособие/ Б.Р. Киселев, М.Ю. Колобов; Иван. гос. хим.-технол. ун-т. – Иваново, 2019. – 179 с.
4. Проектирование и расчет ленточного конвейера: учебно-методическое пособие / С.Ф. Каменских, С.С. Осбмушин, В.В. Каржавин. Екатеринбург: Изд-во Рос. гос. проф.-пед. ун-та, 2020. 74 с.
5. Расчет конвейеров: учебное пособие / А.Н. Холодилин; Оренбургский гос. Ун-т.- Оренбург: ОГУ, 2017.-126с.

УДК 550.822.5/.7

ПРИЧИНЫ И ФАКТОРЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ МЕЖКОЛОННЫХ ДАВЛЕНИЙ И ПЕРЕТОКОВ

А.И. Сотников, В.А. Капитонов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: ar.sotnikov2001@yandex.ru

Строительство нефтегазодобывающих скважин представляет собой достаточно сложную инженерную задачу, связанную с возникновением широкого спектра осложнений, оказывающих негативное влияние как на процесс строительства, так и эксплуатационные характеристики скважины. Одной из подобных задач является возникновение различного рода меж- и заколонных перетоков и давлений, приводящих к снижению качества разобщения интервалов и, в конечном итоге, способствующих постепенному разрушению и нарушению герметичности самой обсадной колонны. В публикации приводятся результаты обзора ключевых причин и факторов возникновения межколонных перетоков при строительстве скважин. Материалы подготовлены в рамках работы над магистерской диссертацией под руководством доцента кафедры бурения Самарского государственного технического университета Капитонова Владимира Алексеевича.

Ключевые слова: интервал, межколонные давления, обсадная колонна, переток, скважина, цементный камень.

CAUSES AND FACTORS OF INTERCOLUMN PRESSURES AND CROSSFLOWS

A.I. Sotnikov, V.A. Kapitonov

Samara State Technical University
2. Samara, Russia
e-mail: ar.sotnikov2001@yandex.ru

Construction of oil and gas producing wells is a rather complex engineering task associated with the emergence of a wide range of complications that have a negative impact on both the construction process and operational characteristics of the well. One of such challenges is the occurrence of various kinds of inter- and borehole flows and pressures, leading to a decrease in the quality of interval separation and, ultimately, contributing to the gradual destruction and leakage of the casing string itself. The publication contains the results of the review of key causes and factors of inter-casing flows during well construction. The materials have been prepared within the framework of work on master's thesis under the guidance of Associate Professor of Drilling Department of Samara State Technical University Kapitonov Vladimir Alekseevich.

Key words: interval, inter-column pressures, casing string, overflow, well, cement stone.

Согласно положениям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [1], присутствие в скважине заколонных перетоков и давлений позволяет классифицировать её как технически неисправную. Это определяет важность данной проблемы и, как следствие – наличие научного и практического интереса к изучению причин её возникновения. Хорошо известно, что склонность скважины или отдельной колонны к возникновению заколонных перетоков провоцируется еще на этапе строительства скважины. В настоящее время, в научном сообществе укрепилась теория о том, что заколонные перетоки и давления имеют выраженную технологическую природу и мало связаны с особенностью геологических условий месторождения. Среди основных факторов возникновения заколонных перетоков и давлений исследователи выделяют [2-5]:

- чрезмерную усадку цементного камня;
- недостаточную величину гидростатического давления на пласт;
- малую структурную прочность цементного камня или нарушение его целостности при проведении гидравлических испытаний или технологических операций;
- возникновение дефектов объема и структуры цементного камня: каверн, развитой пористости, зон смешения и т.д.;
- негерметичность эксплуатационной колонны, резьбовых соединений или элементов устьевого оборудования.

В зависимости от генезиса, заколонные перетоки вызываются причинами, появляющимися до и после отверждения цементного камня соответственно. Как показывают исследования, первые признаки возникновения заколонных перетоков могут проявляться еще в период отверждения цементного раствора. В таких случаях, движущей силой перетока вероятнее всего выступает отрицательное дифференциальное давление, приводящее к поступлению пластовых флюидов, в заколонное пространство. Причем, по мере отверждения цементного камня, подобное дифференциальное давление имеет тенденцию к увеличению, что создает предпосылки для формирования развитой трещиноватости цементного камня, как следствие – гидравлических каналов для циркуляции заколонных перетоков. Поступление пластовых флюидов в объем цементной смеси может стать причиной формирования гетерогенной структуры цементного камня, развития макрообъемных дефектов – полостей и каверн, нарушению прочности контакта цементного камня с породой или поверхностью обсадной колонны [2-5].

Помимо дифференциального давления, к причинам заколонных перетоков, возникающих до отверждения цементного камня относятся различного рода дефекты цементирования. Например, неправильная установка или позиционирование центраторов, способствует возникновению эксцентриситета колонны и скважины, как следствие – неравномерной толщине и прочности цементного кольца. К тому же, сказывается и гидравлический фактор, а именно – более эффективное заполнение цементным составом сектора с большей площадью проходного сечения, по сравнению с узким сечением вследствие влияния пристеночных гидравлических эффектов и местного гидравлического сопротивления [2-5].

Достаточно распространенным дефектом является образование чрезмерно густых пробок, а также зон смешения цемента. Природа данных дефектов лежит в нарушении технологии приготовления и закачки цементного раствора, а также несовместимость цементного раствора с буферной жидкостью или буровым раствором. Загущенные пробки значительно усложняют процесс продвижения цементного состава в кольцевом пространстве скважины, что усугубляет описанный выше дефект, связанный с эксцентриситетом колонны, а также ухудшает степень заполнения цементом каверн и прочих полостей. Это создает предпосылки для формирования гидравлических каналов с высокой проницаемостью. Смешение цементного состава с буровым раствором, буферной жидкостью, частицами породы или глинистой коркой, приводит к формированию в цементном камне локальных зон, обладающих гетерогенной структурой и свойствами. При смешении с буферной жидкостью или буровым раствором, как правило, образуются зоны цементного камня с повышенной пористостью, как следствие – высокой проницаемостью и малой прочностью. Попадание в раствор твердых включений, может провоцировать возникновение центров концентрации напряжений. Такой цементный камень, даже при проектных термобарических условиях, может быстро утратить свои эксплуатационные характеристики, разрушиться и потерять герметичность [2-5].

Нарушение технологии приготовления или неправильный подбор рецептуры цементного состава, могут привести к возникновению таких дефектов как преждевременное загущение, чрезмерная водоотдача или усадка. Преждевременное загущение смеси и чрезмерная водоотдача способствуют возникновению каверн и зон неравномерного заполнения кольцевого пространства колонны. Чрезмерная усадка цементного камня способствует возникновению дефектов,

распространяющихся вдоль границы контакта цементного камня с обсадной колонной или скважиной, проявляющихся в виде микроскопических зазоров и трещин. К тому же, указанные факторы могут оказывать прямое влияние на растрескивание цемента как во время, так и после полного отверждения [2-5].

Однако, даже при качественном цементировании, после отверждения цементного камня, может нарушаться сплошность цементного кольца и герметичность обсадной колонны, чему способствует влияние широкой номенклатуры факторов, среди которых [2-5]:

- изменение термобарических условий эксплуатации обсадной колонны;
- разрушение цементного камня под действием испытательных давлений;
- нарушение герметичности обсадной колонны или цементного кольца по причине коррозионного разрушения, технологических или металлургических дефектов (для обсадных колонн);
- гидродинамическая эрозия цементного камня;
- разрушение цементного камня, его адгезии, деформация обсадных колонн под действием ударов со стороны бурильной колонны;
- воздействие геодинамических процессов.

Дальнейшие исследования, предусматриваемые в рамках магистерской диссертации направлены на разработку и исследование эффективности применения модифицированных расширяющихся тампонажных составов для повышения надежности крепления горизонтальных скважин в условиях вероятности возникновения заколонных перетоков и давлений, связанных с неравномерностью заполнения кольцевого пространства обсадных колонн.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Информационно-правовой портал ГАРАНТ.РУ / Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 г. N 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (с изменениями и дополнениями от 19 января 2022 г., 31 января 2023 г.) [Электронный ресурс]. – URL: <https://base.garant.ru/400156750/>
2. Клещенко И. И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 344 с.
3. Бекетов С. Б. Особенности формирования каналов техногенных перетоков газа в заколонных пространствах скважин / С. Б. Бекетов, В. Н. Евик, В. А. Суковицын // ГИАБ. – 2003. – № 9. – С. 36-42.
4. Аксенова Н. А. Технология и технические средства заканчивания скважин с неустойчивыми коллекторами: монография / Н. А. Аксенова, В. П. Овчинников, А. Е. Анашкина. – Тюмень: ТИУ, 2018. – 134 с.
5. Гасумов Р. А. Исследование причин заколонных проявлений при цементировании скважин эксплуатационной колонны / Р. А. Гасумов, В. А. Гридин, С. Н. Овчаров, Э. Р. Гасумов // Наука. Инновации. Технологии. – 2017. – № 4. – С. 125-136.

**ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО СПОСОБА ГЕРМЕТИЗАЦИИ
СТВОЛА СКВАЖИНЫ В ЗОНЕ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ
НЕФТЕ-ВОДОПЕРЕТОКОВ**

Д.П. Жуков, В.А.Капитонов

СамГТУ, г. Самара, Россия

e-mail: dpzhukov01@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются современные методы герметизации ствола скважины в зоне потенциальных нефте-водоперетоков, выделяя три ключевых подхода: механическая герметизация, цементирование и использование полимерных и композитных материалов. Освещены важные аспекты каждого метода, включая выбор материалов, технологии применения и эксплуатационные характеристики. Особое внимание уделяется факторам, влияющим на выбор способа герметизации, таким как геологические условия, температурные и давленые режимы. Несмотря на преимущества каждого из методов, подчеркивается необходимость комплексного анализа, чтобы обеспечить надежную защиту от миграции флюидов и минимизировать экологические риски. Статья нацелена на специалистов в области нефтегазовой отрасли, стремящихся улучшить процессы герметизации и повысить эффективность эксплуатации скважин.

Ключевые слова: герметизация ствола скважины, нефте-водоперетоки, механическая герметизация, цементирование, полимерные материалы, композитные материалы, нефтегазовая отрасль, выбор методов, экологические риски, эксплуатационные характеристики.

Герметизация ствола скважины – это ключевой процесс в разработке нефтяных и газовых месторождений, особенно в зонах с высокой вероятностью нефте-водоперетоков. Эти перетоки могут привести к серьезным экологическим последствиям и ухудшению экономической эффективности эксплуатации скважин. В этой статье рассматриваются факторы, влияющие на выбор оптимального способа герметизации, а также рассматриваются различные методы и материалы, которые могут быть использованы для достижения надежной защиты.

Нефте-водоперетоки возникают в результате миграции нефти и воды между различными геологическими слоями, что часто происходит в условиях сложной геологической структуры. Это может быть вызвано как естественными процессами, такими как высокое давление воды, так и человеческими факторами, например, недостаточной герметизацией буровой колонны или изменением условий в процессе эксплуатации [1].

Необходимо понимать, что нефте-водоперетоки могут привести к разрушению ствола скважины, загрязнению подземных вод и нарушению экосистемы. Поэтому обеспечение надежной герметизации в таких зонах является критически важной задачей.

Основные факторы, влияющие на выбор способа герметизации:

Геологические условия

Выбор оптимального метода герметизации зависит от особенностей геологического строения. Важнейшие аспекты включают типы пород, их

проницаемость, наличие тектонических нарушений и уровень грунтовых вод. Если в зоне расположены водоносные горизонты, то выбор подходящего герметика и технологии его применения должен учитывать риск миграции.

Температурные и давленииые условия

Температурные режимы и давления в скважине существенно влияют на свойства материалов, используемых для герметизации. Например, при высоких температурах могут происходить изменения в структуре и механических характеристиках цемента. Это требует применения специальных составов, устойчивых к температурным эффектам [2].

Эксплуатационные характеристики

При выборе способа герметизации следует также учитывать эксплуатационные характеристики скважины: глубину, потенциальную продуктивность и необходимость в поддержании технических параметров на протяжении всего срока службы скважины. Неправильный выбор метода герметизации может привести к порывам и выходу флюидов на поверхность.

Способы герметизации:

1. Механическая герметизация

Этот способ включает применение анкерных систем, пакеров и других механических устройств. Использование пакеров позволяет разделить различные пласты и создать надежный барьер для миграции флюидов. Основное преимущество данного метода заключается в его способности обеспечивать эффективную и длительную герметизацию даже в сложных условиях [3].

Механическая герметизация включает в себя использование различных устройств и технологий для создания непроницаемых барьеров между геологическими слоями. Основные компоненты механической герметизации:

Пакеры: Устройства, размещаемые в стволе скважины для создания герметичного уплотнения. Они могут быть временными или перманентными. Временные пакеры применяются для изоляции определенных интервалов в ходе бурения или испытания скважины, тогда как перманентные используются для долгосрочной герметизации.

Анкерные системы: Используются для обеспечения фиксации и прочности конструкции в скважине. Они предотвращают смещение пакеров и обеспечивают дополнительно механическую защиту.

Герметизирующие оболочки: Эти материалы применяются для предотвращения миграции флюидов через трещины и поры в стенках скважины. Важно отметить, что механическая герметизация обеспечивает как физическую, так и химическую защиту.

Преимущества механической герметизации включают высокую надежность и простоту установки, однако ее эффективность может быть снижена в условиях изменчивых геологических факторов и при механических повреждениях.

2. Цементирование

Цементирование — один из самых распространенных и надежных способов герметизации ствола скважины. Использование специальных цементных растворов

позволяет обеспечить устойчивость к высоким давлениям и температурам. Современные технологии цементирования позволяют достигать опережающих результатов и обеспечивать герметизацию даже в наиболее сложных геологических условиях. Однако важно акцентировать внимание на качестве используемого цемента и технологии его смешивания и подведения [4].

Цементирование ствола скважины является одним из самых распространенных методов герметизации. Этот процесс заключается в заполнении пространства между буровой колонной и стенками скважины специальным цементным раствором. Основные аспекты этого метода:

Выбор цемента: Современные технологии предлагают различные типы цементов, включая специальные составы, устойчивые к высоким температурам и давлениям. Выбор правильного цементного раствора зависит от условий скважины и предполагаемых нагрузок.

Процессы цементирования: Включают смешивание цемента, подачу его в скважину и контроль процессов застывания. Современные методы мониторинга помогают отслеживать качество заливки и все возможные дефекты.

Мониторинг прочности: Важно проводить контроль прочности цементного слоя, чтобы гарантировать его герметизирующие свойства. Это может включать испытания стандартными методами или использование нестандартных технологий, таких как ультразвуковая диагностика.

Преимущества цементирования в том, что оно обеспечивает долговременную герметизацию, позволяя предотвратить миграцию нефти и газов. Однако недостатками могут быть бывает низкая устойчивость к агрессивным химическим средам и возможные трещины в цементном слое при изменении условий эксплуатации.

3. Полимерные и композитные материалы

Современные разработки в области полимерных и композитных материалов открывают новые горизонты для герметизации. Эти материалы отличаются высокой проницаемостью к нефти и воде, а также способны адаптироваться к изменениям температуры и давления. Например, использование специальных эластомеров позволяет создавать долговечные герметизирующие слои, которые минимизируют риски миграции флюидов [5].

Полимерные и композитные материалы представляют собой новый класс материалов, которые набирают популярность в области герметизации скважин. Основные характеристики и преимущества этих материалов:

Эксплуатационные свойства: Полимеры и композиты обладают высокой стойкостью к химическим и физическим воздействиям, что делает их особенно подходящими для использования в сложных средах. Они могут адаптироваться к изменяющимся условиям работы и не терять своих свойств со временем.

Технологии изготовления: Современные технологии позволяют создавать полимерные материалы с заданными свойствами, что обеспечивает их высокую специфичность. Например, используются эластомерные материалы, которые обладают отличными уплотняющими характеристиками, а также способны к самовосстановлению.

Заключение

Выбор оптимального способа герметизации ствола скважины в зоне потенциальных нефте-водоперетоков является многогранной задачей, требующей учета множества факторов, таких как геологические условия, температурные и эксплуатационные характеристики. Важно применять современные технологии и материалы, которые обеспечат надежную защиту от миграции флюидов и минимизируют экологические риски. Достижение высококачественной герметизации не только увеличивает срок службы объекта, но и защищает окружающую среду от негативного воздействия.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дубровин, А. Н. Нефте-водоперетоки и их влияние на экосистему. Журнал нефтегазовой науки и техники, 1, 14–18., 2011
2. Соловьев, И. Е. Температурные и давленые режимы в бурении. Нефть и газ, 5, 45–50., 2013
3. Чернов, В. С. Механическая герметизация в бурении скважин: технология и практика. Бурение и нефть, 3, 22–26., 2015
4. Петров, Р. Л. Цементирование скважин: новые подходы и технологии. Управление проектами в нефтяной и газовой промышленности, 4, 33–37., 2016
5. Федоров, А. В. Полимерные материалы в герметизации скважин. Журнал инженерных исследований, 2, 19–24., 2018
6. Малютин, Д. А. Инъекционные технологии в герметизации: опыт применения. Технологии нефтегазового производства, 6, 11–15., 2020

СРАВНЕНИЕ ПРОЦЕССА ФИЛЬТРАТООТДАЧИ И СВОЙСТВ ФИЛЬТРОВ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

О.А. Нечаева¹, В.А. Кузнецова²

*1 – к.т.н., доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,
2 – магистрант кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»*

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

e-mail: nechaevaao@gmail.com, boykoviktoria@bk.ru

Ключевые слова: фильтрация, прямая эмульсия, фильтрат, диспергирование пород

В процессе строительства скважины ключевую роль играет поддержание технологических параметров промывочной жидкости. Реологические параметры, плотность и термостойкость промывочной жидкости обеспечивают вынос шлама, поддержание необходимого давления в скважине и стабильность параметров в процессе проводки. Однако, такой параметр как показатель фильтрации бурового раствора важен не только в процессе строительства скважины, но и в процессе

первичного вскрытия продуктивного пласта. Качество данного процесса оказывает влияние на последующую разработку месторождения. В особенности важно контролировать объем и химический состав фильтрата при вскрытии продуктивных горизонтов.

При проникновении в пласт фильтрат бурового раствора оказывает негативное влияние на фильтрационно-емкостные свойства пласта (ФЕС). Управление физико-химическими свойствами бурового флюида позволяет минимизировать степень его воздействия на продуктивный пласт.

Так, к химическим свойствам относится наличие ионов калия, что способствует хорошему ингибированию глинистых частиц. В результате достижения высоких ингибирующих свойств фильтрата не происходит снижения проницаемости породы в виду набухания активных глин, содержащихся в порах коллекторов. К физическим свойствам, в первую очередь, относится динамическая вязкость фильтрата, которая влияет на глубину проникновения фильтрата в поры породы. Или совместный физико-химический процесс смешения фильтрата бурового раствора с пластовым флюидом и образование стабильной эмульсионной пробки.

Все эти процессы приводят к загрязнению продуктивной зоны пласта и требуют последующих процессов по восстановлению проницаемости. С точки зрения процесса бурения на процесс фильтрации негативно сказывается турбулентный режим течения бурового раствора, так как в динамических условиях происходит постоянное вымывание фильтрационной корки, и, как следствие, увеличение объема фильтрата. На текущий момент со стороны технологических параметров промывочной жидкости основным методом снижения отрицательного воздействия фильтрата бурового на породу пласта является контроль объема фильтратоотдачи.

На рынке сервиса буровых растворов на текущий момент кроме различных высокотехнологичных добавок предлагается несколько типов буровых растворов – систем дисперсионной среды различной природы и их комбинаций. Фильтрат раствора на углеводородной основе представлен неполярной жидкостью-основой, например, дизельным топливом или минеральным маслом. Такой тип фильтрата обладает такими преимуществами, как высокая инертность к глинистым минералам. Фильтрат раствора на водной основе представлен водной средой, ингибирующую способность такого фильтрата в различной степени можно достичь применением различных водорастворимых ингибиторов: органических (амины, гликоли) или неорганических (чаще – хлорид калия и натрия). Стоит отметить также низкий объем фильтратоотдачи для растворов РУО по сравнению с растворами РВО, для высокотемпературных условий он может достигать разницы в 4-6 раз.

Однако, несмотря на очевидные преимущества применения растворов РУО, высокая экологическая агрессивность компонентов системы и высокая стоимость является лимитирующими в их повсеместном использовании.

Для достижения производственной, экономической и экологической продуктивности существует система промывочной жидкости Iго рода (типа «масло в воде»). В такой системе достигается оптимальный объем фильтратоотдачи, так как в формировании корки кроме стандартных компонентов раствора на водной основе также участвует углеводородная фаза, эмульгированная в водной сплошной среде. Фильтрат в такой системе представлен эмульсией, что также характеризует положительную ингибирующую способность.

Практическая часть:

Для определения сравнительных характеристик фильтратов буровых растворов различных типов в лаборатории были получены экспериментальные данные по объему фильтратоотдачи и проведен тест на диспергирование образца керна в среде данных фильтратов.

Для испытаний использовалось четыре типа БР с плотностью $1,08 \pm 0,01$ г/л: раствор на водной основе - биополимерный ингибированный раствор с содержанием КСl 45 г/л и CaCO_3 100 г/л, раствор на углеводородной основе с У/В соотношением 80/20 и содержанием CaCO_3 140 г/л и растворы типа прямая эмульсия – ингибированный КСl 45 г/л и пресный - с У/В соотношением 20/80 и содержанием CaCO_3 120 г/л.

Параметр фильтрации измерялся на установке фильтр-пресс ВТВД при температуре 85°C и перепаде давления 500 psi [3]. Процесс формирования фильтрационной корки отображен в зависимости $Q=f(t)$ на Графике 1.

Для исследования степени диспергации образцов кернового материала в среде фильтратов использовался шлам Ганькинской свиты Уренгойского НГКМ и Баженовской свиты Варягского месторождения размером 2-4 мм.

Для теста на диспергирование использовался тестер капиллярной пропитки Capillary Suction Timer (CST OFITE). Образец шлама размером 2-4 мм в течение 15 минут диспергируется на магнитной мешалке в различных средах, далее на тестере замеряется значение в «с», определяющее скорость прохождения среды по порам фильтровальной бумаги. Чем выше скорость прохождения раствора фильтрата после диспергирования в нем породы – тем ниже степень диспергации образца в данной среде (в фильтрате). Для сравнения также приведены данные по диспергированию образцов в водопроводной воде и в растворе КСl 45 г/л. Полученные значения отображены в Таблице 1.

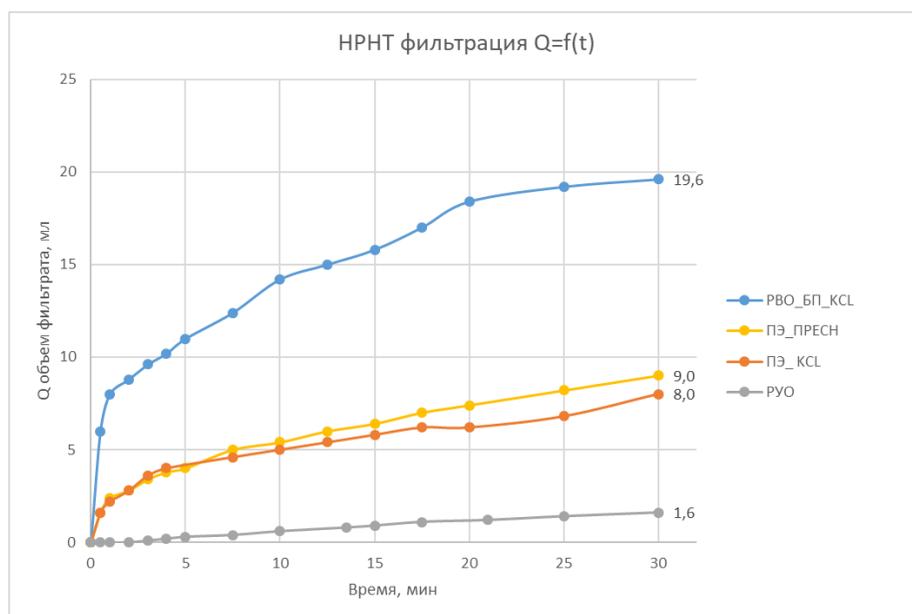
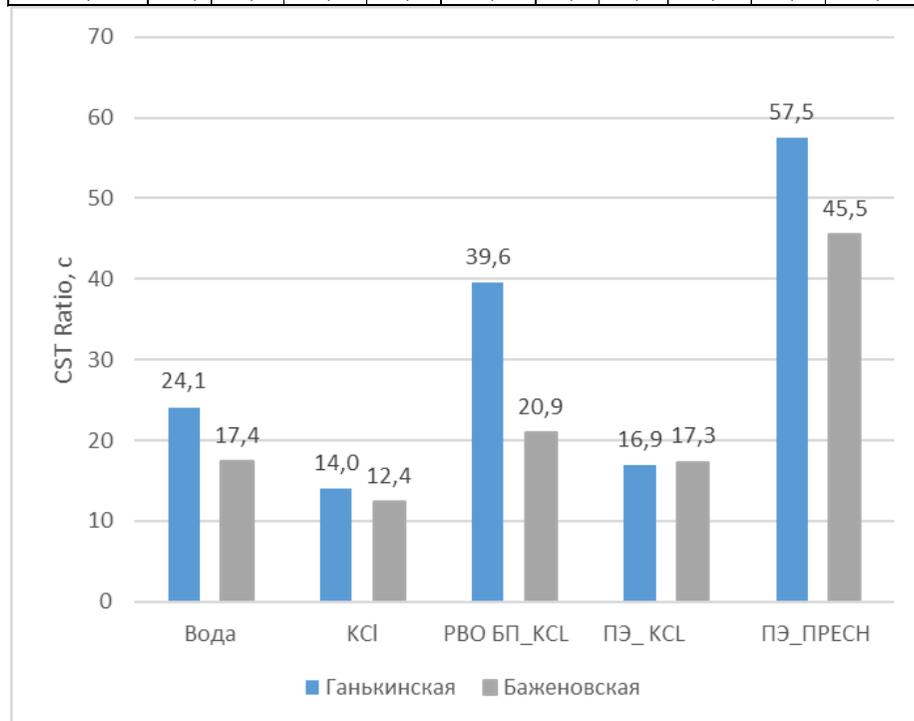


График 1. Зависимость объема фильтратоотдачи от времени

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Таблица 1 Результаты теста на диспергируемость породы в различных средах.

Шлам	Ганькинская					Баженовская				
Среда	Вода	KCl	РВО БП_KCL	ПЭ_KCL	ПЭ_ПРЕСН	Вода	KCl	РВО БП_KCL	ПЭ_KCL	ПЭ_ПРЕСН
CST Ratio, с	24,1	14,0	39,6	16,9	57,5	17,4	12,4	20,9	17,3	45,5



По результатам измерения скорости капиллярной пропитки отмечено, что наиболее стойкой средой к диспергированию в ней породы является фильтрат промывочной жидкости типа прямая эмульсия с дополнительным ингибированием хлоридом калия. Также отмечена зависимость скорости пропитки от образца керна материала.

Заключение:

По результатам лабораторных испытаний установлено, что показатель фильтрации бурового раствора Iго рода имеет улучшенные показатели в сравнении с раствором на водной основе.

Отмечается снижение степени диспергирования образцов шлама в фильтрате системы прямой эмульсии с дополнительным ингибирование хлоридом калия.

Лабораторные испытания демонстрируют возможность дальнейшего изучения возможности применения растворов типа масло в воде для снижения вероятности осложнений, связанных с влиянием проникающего в породу фильтрата промывочной жидкости.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ильясов С.Е., Попов С.Г., Окроелидзе Г.В., Гаршина О.В., Нацепинская А.М., Гребнева Ф.Н. Эмульсионные буровые растворы — тенденции развития технологии // Территория Нефтегаз. 2011 № 11 с. 14-17.

2. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие /Л.Н.Долгих; Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 2007, - 189 с.
3. ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008, MOD) Контроль параметров буровых растворов в промышленных условиях. Растворы на водной основе// Москва, Стандартиформ, 2015 – с.12.
4. Чудновская А.В., Хасанов Р.М. Валиев Р.Р. Экологическая безопасность применения инвертно-эмульсионных буровых растворов на базе растительных масел // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2016 № 6 С.70-80. DOI: 10.17122/ogbus-2016-6-70-80.
5. С.К. Ferguson, J.A. Klotz Filtration from mud during drilling// Journal of petroleum technology, February, 1954.
6. Валитов Р.Р., Конесев Г.В. Влияние технологических процессов вскрытия на состояние продуктивного пласта// Инновационная наука. 2022 №3-2Б, с.22-26. ISSN 2410-6070.

МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ОСНОВАНИИ ТОЧЕЧНЫХ ЗАМЕРОВ

Е.О. Игнатьева, Е.Д. Иванов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: windy22@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена разработке метода прогнозирования свойств буровых промывочных жидкостей на основе точечных замеров. Актуальность исследования обусловлена высоким влиянием свойств промывочных жидкостей на эффективность всего цикла строительства скважин. Разнообразие горно-геологических условий предъявляет повышенное требование к свойствам буровых растворов, а также их вариативности. Методология включает анализ существующих методов оценки свойств жидкостей и разработку методики, который позволяет использовать точечные измерения для получения более точных прогнозов. Среди анализируемых методов рассматриваются как классические методы статистической обработки, так и передовые разработки в области машинного обучения.

Ключевые слова: буровые растворы, математическое моделирование, метод конечного элемента, промывка скважины, гидродинамическое моделирование.

Условия месторождений углеводородных ресурсов разрабатываемых в данное время предъявляют повышенные требования к буровым промывочным жидкостям. Свойства буровых промывочных жидкостей, напрямую влияют на эффективность процессов строительства скважин. К их ключевым функциям относятся: обеспечение давления; вынос шлама с забоя; поддержание стенок ствола скважины; смазывающая способность. При этом данные технологические жидкости имеют наиболее сложное реологическое описание в отличии от ньютоновских сред.

Помимо статического и динамического напряжения сдвига псевдопластичные среды имеют тенденцию к разжижению. Вязкость буровых промывочных систем принято называть пластической вязкостью, а её значения при различных скоростях сдвига – эффективной вязкостью. Также при движении неньютоновских систем важным параметром является начальное напряжение сдвига (СНС, ДНС). Данные параметры влияют как на динамическое давление, так и на качество выноса шлама. Фильтрация промывочных жидкостей также играет большую роль, особенно при вскрытии набухающих пород и продуктивных пластов [1,2]. Учёт температурного фактора делает исследования ещё более сложными и дорогостоящими. Имея правильные математические модели аналитического вида, можно спрогнозировать параметры буровых растворов без проведения дополнительных экспериментов. Использование актуальных значений параметров буровых растворов, а также подбор свойств под заданные условия при скважинных температурах, может привести не только к повышению точности расчетов, но и к большей эффективности проведения буровых операций.

В связи с разнообразием современной реагентной базы и рецептур буровых растворов единственным достоверным способом первичного определения их свойств буровых растворов является лабораторный замер или эксперимент. Тем не менее, при правильном планировании шага замеров, можно получить точки для составления массива данных для дальнейшей математической обработки и построения расчетных моделей. В классической отечественной литературе данный вопрос активно поднимался в работах Рябченко В.И.[3]. В его исследованиях достаточно четко сформулирован метод планирования эксперимента, в том числе с применением методов регрессионного анализа. Регрессионный анализ — это статистический метод, используемый для изучения взаимосвязи между зависимыми переменными одной или несколькими независимыми переменными. Основная цель регрессионного анализа заключается в том, чтобы создать математическую модель, которая описывает, как изменения в независимых переменных влияют на зависимые переменные. Данная теория успешно себя зарекомендовала в практике моделирования свойств буровых растворов. Также автором обсуждается построение функции желательности свойств буровых растворов. Суть метода заключается в проектировании и математическом расчете прогнозируемых свойств бурового раствора, а также статистическом доказательстве значимости каждого фактора. Очевидным недостатком является предположение линейности значений свойств бурового раствора в зависимости от концентрации реагентов. Данная линейность однозначно подтверждается для плотности бурового раствора ввиду аддитивности закона сохранения массы для всех точечных замеров. Для остальных же, допустима некоторая степень нелинейности, которая может быть линеаризована при помощи замен координат. Кроме метода линеаризации может быть предложен метод локальной аппроксимации, когда нелинейная зависимость разбивается на некоторое количество линейных или линеаризованных участков [4].

В работе [5] показан общий вид зависимости свойств бурового раствора от входных параметров:

$$\left\{ \begin{array}{l} y_1 = f_1(x_1, \dots, x_k) \\ \dots\dots\dots \\ y_i = f_i(x_1, \dots, x_k) \\ \dots\dots\dots \\ y_n = f_n(x_1, \dots, x_k) \end{array} \right. \quad (1)$$

где y_i - свойство, x_i - фактор, f_i – функциональная зависимость между ними. В работе данной работе также обсуждается данный вопрос в предположении линейности свойств.

В работе [6] обсуждается вопрос применения современных нейросетевых технологий в различных контекстах оценки влияния параметров бурового раствора на технологические параметры бурения скважин. В статье [7] представлен обзор мирового опыта практики применения методов предиктивной аналитики в нефтегазовой сфере. В исследовании [8] приведён достаточно исчерпывающий пример применения нейросетевого моделирования для прогнозирования реологических параметров бурового раствора. Анализ исследований показал, что для успешного прогнозирования необходимо соблюдение следующих этапов моделирования: сбор данных; предобработка данных; выбор архитектуры нейронной сети; построение сети; анализ результатов; применение обученной модели.

Не смотря на универсальность применения методов машинного обучения одним из недостатков является отсутствие аналитического вывода уравнений. Нейросети работают по принципу «чёрного ящика». Это означает, что они принимают входные данные и выдают результаты, но конечному пользователю не являющемуся разработчиком нейросети сложно понять, каким образом был достигнут конечный результат. В традиционных математических моделях можно вывести формулы и уравнения, которые точно описывают взаимосвязи между переменными. То есть в регрессионных методах определён вид уравнений (1). В случае нейросетей такой устойчивой зависимости выявить невозможно. Это ограничение имеет несколько последствий. Если неясно, как модель принимает решения, это может затруднить аналитическую работу. С практической точки поделиться инженерным решением и использовать его в ввиду отсутствия аналитических уравнений является затруднительным.

Проведённый анализ показал, что не смотря на универсальность применения нейросетевых технологий, невозможно вывести их аналитический вид. Но при этом известно о возможности применения линейного регрессионного анализа для описания частных случаев (о чем свидетельствуют классические исследования). Исходя из этого предлагается следующая схема моделирования. Методы машинного обучения и нейросети предлагается использовать в качестве инструмента нахождения зависимостей линейного или другого установленного вида, например полиномиального. То есть, с их помощью можно определить участки, на которых возможно описание методами моделирования с получением аналитических выражений. Далее нейросеть или методы кластерного анализа помогут разделить все данные на локальные участки, на которых можно построить линейную модель вида:

$$y_i = a_0 + \sum a_i x_i . \quad (2)$$

Тогда, применяя данную схему моделирования можно построить некоторое количество функций с ограниченными участками $x_{i,min} < x_i < x_{i,max}$, того чтобы с ними работать методами функции желательности, как указано в примерах из источника [3]. При наличии ограниченного количества исходных точек точечных замеров существует возможность сгенерировать промежуточные точки с помощью нейросетевых алгоритмов. Используя методы интерполяции и генерации данных, нейросеть может заполнять пробелы между замерами, создавая более полное представление о зависимости. Затем на основе сгенерированных промежуточных точек можно провести аппроксимацию, что позволит получить более точные и надежные результаты анализа. Таким образом, предлагается использовать методы машинного обучения в задачах моделирования свойств буровых растворов для определения участков линейной многофакторной зависимости, для того, чтобы строить на них известными методами линейной многофакторной регрессии аналитические зависимости подлежащие дальнейшему анализу. Для определения линейных участков при помощи нейросетевого моделирования могут быть применены алгоритмы языка Python или Wolfram Language или аналогичные. При этом данная задача может решаться в автоматическом режиме, например, разбивая исходную таблицу Excel на несколько подтаблиц. Само же построение модели линейной регрессии на определённых участках может быть выполнено средствами электронных таблиц Excel с использованием встроенного пакета "Анализ данных". При помощи данного пакета кроме построения зависимостей вида (2), входящих в полную модель (1) возможно оценить значимость каждого фактора по критерию Фишера, а также рассчитать квадратичное отклонение каждого из параметров.

В статье высказывается идея о выделении участков линейных зависимостей при моделировании свойств бурового раствора. Актуальность обуславливается тем, что именно линейные зависимости являются наиболее успешно обрабатываемыми классическими регрессионными методами позволяющими получить аналитический вид зависимостей. Методика определения линейных закономерностей в задаче моделирования свойств буровых растворов представляет собой совокупность методов машинного обучения с классическим регрессионным анализом. Применение данной методики позволяет не только более точно прогнозировать свойства буровых растворов, но и работать с их аналитическими выражениями, что подвергает их более детальному анализу и дает возможность передачи результатов более широкому кругу специалистов. Благодаря этому подходу, можно более эффективно прогнозировать свойства бурового раствора и разрабатывать методы их управления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Влияние диспергирование лигнита на устойчивость искусственно созданных образцов из обвальнoй породы / Е. О. Игнатъева, В. А. Капитонов, И. Ю. Аверин, В. А. Гончаров // Ашировские чтения. – 2023. – Т. 1, № 1(15). – С. 72-77.
2. Никитин, В. И. Оценка проницаемости фильтрационных корок буровых промывочных жидкостей на водной основе / В. И. Никитин, О. А. Нечаева // Бурение и нефть. – 2023. – № S2. – С. 34-37.
3. Рябченко, В.И. Управление свойствами буровых растворов / В. И. Рябченко. - Москва: Недра, 1990. - 230 с.

4. Никитин, В. И. Динамика проникновения фильтрата буровых промывочных систем на водной основе в пласт / В. И. Никитин, В. В. Живаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 11. – С. 40-42.
5. Никитин, В.И. Применение методов математического моделирования для управления свойствами буровых растворов/ В.И.Никитин, В.В. Живаева // Ашировские чтения. 2015. С. 81.
6. Поляков, А. В. Моделирование при помощи нейронных сетей для прогнозирования рисков, связанных с дифференциальными прихватами / А. В. Поляков, А. В. Попов // Проблемы информатики в образовании, управлении, экономике и технике : Сборник статей XVIII Международной научно-технической конференции, посвященной 75-летию Пензенского государственного университета., Пенза, 25–26 октября 2018 года. – Пенза: Автономная некоммерческая научно-образовательная организация «Приволжский Дом знаний», 2018. – С. 67-71.
7. Никитин, В. И. Обзор успешных практик применения методов предиктивной аналитики для моделирования процесса бурения / В. И. Никитин, М. В. Леонтьев // Ашировские чтения. – 2022. – Т. 2, № 1(14). – С. 90-94.
8. Нейросетевое прогнозирование реологических параметров бурового раствора / А. Я. Третьяк, А. В. Кузнецова, К. А. Борисов, Е. В. Карельская // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 8. – С. 163-173. – DOI 10.18799/24131830/2022/8/3809.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРИАЛА ДЛЯ ГЕРМЕТИЗАЦИИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ В ЗОНЕ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ НЕФТЕ-ВОДОПЕРЕТОКОВ

Д.П. Жуков, В.А.Капитонов

*СамГТУ, г. Самара, Россия
e-mail: dpzhukov01@mail.ru*

Аннотация. В статье рассматривается выбор оптимального тампонажного материала для герметизации ствола скважины в зонах потенциальных нефте-водоперетоков. Основное внимание уделяется трём ключевым видам материалов: цементам, полимерным и гидроизоляционным материалам. Обсуждаются их характеристики, преимущества и недостатки в контексте геологических условий, температуры, давления и химической устойчивости. Особая акцент сделан на важности правильного выбора материала для обеспечения долговечной и эффективной герметизации, что способствует снижению экологических рисков и повышению эксплуатационной надежности скважин. Статья предоставляет информацию для специалистов в области нефтегазовой отрасли, желающих оптимизировать процессы герметизации и предотвратить неблагоприятные последствия.

Ключевые слова: тампонажный материал, герметизация, ствол скважины, нефте-водоперетоки, цемент, полимерные материалы, гидроизоляционные материалы, химическая стойкость, эксплуатационные характеристики, экологические риски.

В современных условиях нефтегазовой отрасли вопросы герметизации ствола скважины становятся все более актуальными, особенно в зонах с высоким риском нефте-водоперетоков. Неправильный выбор тампонажного материала может привести к серьезным экологическим проблемам, финансовым потерям и ухудшению эксплуатационных характеристик. В этой статье рассматриваются ключевые аспекты, влияющие на выбор оптимального тампонажного материала, и анализируются разные виды материалов, используемых для герметизации.

Нефте-водоперетоки представляют собой перемещение нефти и воды между различными геологическими слоями, что может быть вызвано как естественными условиями, так и человеческой деятельностью, такой как бурение и эксплуатация скважин. Неправильная герметизация может привести к миграции флюидов и загрязнению подземных вод [1]. Поэтому выбор подходящего тампонажного материала является критически важным для предотвращения таких ситуаций.

Основные факторы, влияющие на выбор тампонажного материала

1. Геологические условия

Геологическая структура месторождения оказывает значительное влияние на выбор тампонажного материала. Для каждого случая важно учитывать тип пород, их проницаемость, наличие трещин и уровень давления флюидов. Например, в условиях высококонтрастных сред, где находятся как водоносные горизонты, так и нефтеносные пласты, потребуется материал с высокой устойчивостью к миграции [2].

2. Температура и давление

Температурные и давленые условия в скважине также играют важную роль. Для глубоких скважин, где температуры и давления значительно выше, требуется использование специальных тампонажных материалов, которые сохраняют свои свойства в экстремальных условиях. Обычные цементы могут не справляться с задачей герметизации в таких условиях [3].

3. Химическая устойчивость

Химическая стойкость материалов к воздействию флюидов, находящихся в скважине, также является важным критерием. Некоторые флюиды, такие как сероводород или высокосолёные жидкости, могут значительно снизить прочность традиционных тампонажных материалов. Поэтому выбрать материалы, которые будут устойчивыми к таким воздействиям, жизненно необходимо [4].

Виды тампонажных материалов:

1. Цементы

Цементные растворы являются наиболее используемыми тампонажными материалами в нефтегазовой отрасли. Они могут быть адаптированы для работы в различных условиях, включая добавление различных модификаторов для улучшения их характеристик. Например, специальные составы, разработанные для работы в условиях высокого давления и температуры, могут повысить прочность цементного слоя и его устойчивость к миграции флюидов [5].

Цементы являются основным и наиболее широко распространённым материалом для тампонажа скважин. Их использование объясняется высокой прочностью, долговечностью и способностью к адгезии к горным породам. Цементные растворы могут быть адаптированы для различных условий эксплуатации. Основные аспекты цемента:

Типы цемента: Существует несколько видов цемента, которые могут быть использованы в зависимости от условий скважины. Например:

Обычные портландцементы: Используются в большинстве случаев, когда условия не требуют специальных характеристик.

Специальные цементы (например, с добавками): Эти составы улучшают устойчивость к высоким температурам и давлениям, а также повышают химическую стойкость. К таким цементам относятся сульфатостойчивые и термостойкие цементы.

Добавки: Для улучшения характеристик цемента могут добавляться различные модификаторы, такие как суперпластификаторы, которые увеличивают текучесть, и усиливающие добавки, снижающие проницаемость. Это позволяет улучшить свойства цемента в условиях эксплуатации.

Процесс цементирования: Цементация включает в себя несколько этапов: подготовку цементной смеси, её подачу в ствол скважины и контроль за застыванием. При правильной технологии можно достигнуть высокой межпородной адгезии и устойчивости к флюидным воздействиям.

Недостатки: Несмотря на множество преимуществ, цементы могут быть подвержены трещинообразованию и потере прочности в условиях агрессивных сред. Трещины могут образовываться вследствие изменения температуры или давления, что снижает эффективность герметизации.

2. Полимерные материалы

Полимерные и композитные материалы становятся все более популярными благодаря своей высокой механической прочности и устойчивости к агрессивным химическим средам. В частности, эластомеры, такие как полиуретаны, обладают отличными уплотняющими свойствами и способны адаптироваться к изменениям давления и температуры. Они также обеспечивают высокую степень герметичности, что делает их идеальными для зон с высоким риском нефте-водопротоков [6].

Полимерные материалы в последние годы получают всё большее распространение в нефтегазовой отрасли благодаря их уникальным механическим и химическим свойствам. Основные характеристики полимеров:

Разнообразие полимерных составов: Существует множество типов полимеров, используемых для герметизации, включая:

Эластомеры: Например, полиуретаны и неопрен, которые обеспечивают отличные уплотняющие свойства.

Пластики: Они могут использоваться в качестве компонентов для создания композитных цементов или в виде самостоятельных герметизирующих слоев.

Высокая химическая устойчивость: Полимерные материалы обладают превосходной стойкостью к различным химическим веществам, включая агрессивные флюидные среды, такие как сероводород. Это позволяет использовать их в сложных условиях, где цементы могут терять свою эффективность.

Способность к самовосстановлению: Некоторые инновационные полимерные составы имеют возможность самовосстановления при возникновении микротрещин, что значительно увеличивает срок службы герметизирующих слоев.

Технология применения: Полимерные материалы можно легко наносить в жидком состоянии, что позволяет заполнять трещины и поры, обеспечивая равномерное распределение и подходящую толщину слоя.

Недостатки: Однако полимеры могут быть более дорогими по сравнению с традиционными цементами, а их долговечность может варьироваться в зависимости от условий эксплуатации.

3. Гидроизоляционные материалы

Гидроизоляционные материалы, такие как специализированные эмульсии и суспензии, также могут использоваться для тампонажа. Эти материалы эффективно заполняют трещины и поры, создавая непроницаемый барьер для миграции нефти и воды. Их использование может значительно улучшить герметизацию в сложных геологических условиях и повысить долговечность скважины [7].

Гидроизоляционные материалы, используемые для герметизации скважин, представляют собой особый класс материалов, направленный на предотвращение миграции флюидов. Характерные особенности гидроизоляционных материалов:

Типы гидроизоляционных материалов: Существует несколько видов гидроизоляционных составов, среди которых:

Эмульсии: Для лучшего заполнения пространств могут использоваться водные и синтетические эмульсии, которые заполняют трещины и поры в горных породах.

Суспензии: Весовые суспензии, содержащие высокодисперсные частицы, эффективно используют для создания гидроизоляционных барьеров.

Процесс нанесения: Гидроизоляционные материалы могут быть инъецированы в трещины и поры стенок скважины, что позволяет эффективно заполнять любые пустоты. Они хорошо проникают даже в самые мелкие трещины, создавая надежный барьер для миграции флюидов.

Устойчивость к химическим веществам: Гидроизоляционные материалы часто формулируются так, чтобы противостоять действию различных агрессивных компонентов, таких как соли и кислоты, что делает их идеальными для применения в сложных условиях.

Долговечность и эффективность: Благодаря своей способности образовывать плотные и прочные слои, гидроизоляционные материалы обеспечивают долгосрочную герметизацию и минимизируют риск образования перетоков в будущем.

Недостатки: Основные недостатки этих материалов связаны с их более высокой стоимостью и потребностью в точном соблюдении технологий нанесения для достижения максимальной эффективности.

Заключение

Выбор оптимального тампонажного материала для герметизации ствола скважины в зоне потенциальных нефте-водоперетоков требует комплексного анализа множества факторов, включая геологические условия, температурные и давленые режимы, а также химическую устойчивость. Цементы, полимерные материалы, гидроизоляционные и инъекционные материалы все имеют свои преимущества и ограничения. Однако правильное применение может значительно

повысить эффективность эксплуатации скважины и снизить риски, связанные с экологическими последствиями.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Соловьев, И. Е. Нефте-водоперетоки и управление ими. Журнал геологии и геофизики, 1, 12–16., 2010
2. Ковалев, В. И. Геологические аспекты герметизации скважин. Нефтегазовая геология, 3, 25–30., 2012
3. Громов, А. Н. Воздействие температуры и давления на цементные конструкции. Научный журнал о технологии бурения, 2, 45–50., 2015
4. Петров, Р. Л. Химическая стойкость тампонажных материалов. Управление проектами в нефтяной и газовой отрасли, 4, 33–37., 2017
5. Федоров, А. В. Современные методы цементирования скважин. Технологии нефтегазового производства, 6, 11–15., 2018
6. Чернов, В. С. Полимерные материалы в нефтяных скважинах: применение и перспективы. Научный вестник нефтегазовой отрасли, 5, 22–26., 2019
7. Мальцев, Д. И. Гидроизоляционные технологии в бурении. Бурение и нефть, 3, 19–23., 2020
8. Кузнецов, Н. А. Инъекционные технологии для герметизации скважин. Журнал инженерных исследований, 4, 14–18., 2021

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ЦИКЛИЧЕСКИХ ЗНАКОПЕРЕМЕННЫХ ТЕМПЕРАТУР НА КРЕПЬ СКВАЖИН В ИНТЕРВАЛАХ ЗАЛЕГАНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

А.И. Коптева, Д.А. Громов, В.И. Никитин

*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
г. Санкт-Петербург, Россия,*

199106, Васильевский остров, 21 линия, д.2

e-mail: Kopteva_AI@pers.spmi.ru, Nikitin_vi@pers.spmi.ru

Аннотация. Изменение вектора проведения геологоразведочных работ на нефть и газ и введение в эксплуатацию новых объектов, расположенных в районах крайнего севера, обуславливают необходимость изучения особенностей процессов цементирования скважин в условиях многолетней мерзлоты. Поочередное растепление и промораживание интервалов многолетнемерзлых пород, вызванное технологическими мероприятиями по сооружению скважин, приводит к снижению качества крепления. В работе рассмотрено влияние циклически возникающих знакопеременных температур на цементный камень и предложена методика оценки физико-механических свойств.

Ключевые слова: цементирование скважин, многолетнемерзлые породы, цементный камень, тампонажные растворы, знакопеременные температуры.

Районы Крайнего Севера характеризуются суровыми климатическими условиями и, как следствие, сложным геологическим строением, приводящим к

возникновению осложнений при проходке скважины и первичном ее креплении. Отличительными особенностями геологического строения месторождений крайнего севера, приводящим к осложнениям при строительстве скважин, безусловно, является наличие обширных областей локализации мощных интервалов многолетнемерзлых пород (ММП).

ММП представляют из себя мерзлые породы со средней мощностью для Обской и Тазовской губы, а также Бованенковского, Уренгойского, Заполярного нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) от 150 до 550 метров. Температура таких пород варьирует в пределах от 0°C до -10°C. Многолетнемерзлые породы представлены в разрезе суглинками с льдистостью 65-70%, песками и супесями с льдистостью 30-40% [1].

При строительстве и эксплуатации скважин в условиях Крайнего Севера наблюдается возникновение циклических знакопеременных температур вследствие поочередно возникающих процессов, приводящих к растеплению интервалов ММП и их повторному промерзанию [2,3]. Подобное явление приводит к многочисленным осложнениям (недостаточная герметичность заколонного пространства, возникновение перетоков флюида, грифонов, газонефтеводопроявлений, недоподъем цементного раствора до устьевого отметки скважины, гидравлические разрывы пластов подмерзлых пород и т.д.), возникновению аварийно опасных ситуаций в процессе строительства скважины и при дальнейшей ее эксплуатации (таблица 1) [4]. Перечень возникающих осложнений обуславливает необходимость изучения поведения цементного камня при воздействии на него знакопеременных температур, а также реологических свойств тампонажных растворов, использующихся при цементации верхних интервалов, включающих комплекс мерзлых и подмерзлых горных пород [5,6].

Таблица 1. Процессы, приводящие к возникновению циклических знакопеременных температур [1-3]

Процессы, возникающие при строительстве скважин в районах КС	
Приводящие к растеплению	Приводящие к промораживанию
Бурение	Длительные остановки в процессе бурения
Несоответствие используемых растворов температурным режимам скважины	
Цементирование	Консервация скважины
Ремонтные работы	

В данной работе рассматривается влияние циклически возникающих знакопеременных температур на цементный камень в условиях ММП. С целью оценки влияния возникающих в верхних интервалах знакопеременных температур был проведен эксперимент, включающий в себя поэтапное замораживание и нагрев испытуемых образцов. Для приготовления образцов использован портландцемент ПЦТ-I-50 с различным водоцементным отношением, в качестве жидкости затворения выступает техническая вода с нормальным рН. Исследования по циклическому влиянию знакопеременных температур осуществлялись в климатической камере [7].

Для установления возникающих давлений в цементном камне при циклическом воздействии на него знакопеременных температур использованы криокамера и тензометрические датчики, крепящиеся к стенкам испытуемого

образца при помощи жесткой конструкции. Криокамера оборудована блоком контроля и управления для отслеживания температуры в камере. Контроль температуры в испытуемом образце осуществлялся при помощи датчика температуры, установленного внутри цементного камня (рисунок 1).

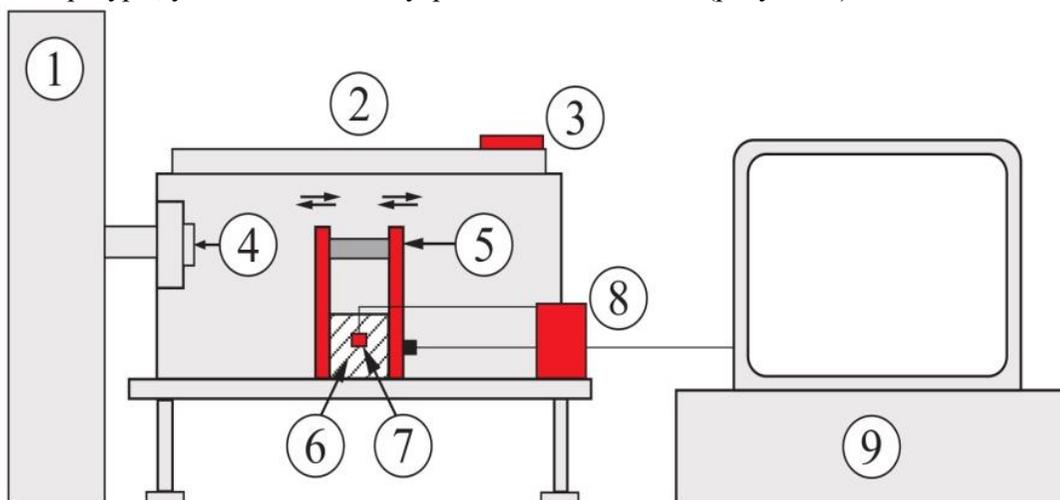


Рисунок 1 – Схема лабораторной установки по определению деформационных напряжений в образцах цементного камня (1 – емкость с хладагентом (чиллер), 2 – климатическая камера, 3 – блок контроля и управления, 4 – устройство подачи воздуха, 5 – тензометрический датчик, 6 – испытуемый образец, 7 – датчик температуры, 8 – блок регистрации данных, 9 – блок вывода данных) [составлено авторами]

В результате натурного моделирования условий среды с возникающими знакопеременными температурами образец испытывал внутренние деформирующие нагрузки (в частности растягивающие при замерзании оставшейся жидкости затворения во внутрипоровом пространстве), численно отображаемые тензометрическими датчиками, прикрепленными к испытуемому образцу. В результате эксперимента удалось определить деформирующие нагрузки, возникающие в образце с различным содержанием не прогидратировавшей жидкости затворения во внутрипоровом пространстве цементного камня. Это, в свою очередь, позволило оценить влияние количества жидкости затворения на деформационные напряжения, возникающие в образцах, и влияние на физико-механические свойства цементного камня.

Разработка методики оценки влияния циклических знакопеременных температур на цементный камень в интервалах развития ММП является актуальной задачей, решение которой позволит наиболее точно прогнозировать изменение физико-механических свойств цементного камня, установить закономерности этих изменений и предложить рациональную методику с целью прогнозирования напряженно-деформированного состояния структуры цементного камня, отвечающего требованиям, предъявляемых к качеству крепи скважин в условиях Крайнего Севера.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Строительство и эксплуатация скважин в низкотемпературных породах с учетом особенностей газопроявлений из них на северных месторождениях / К. А. Полозков, П. И. Гафтуняк, Б. А. Ерехинский [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 10. – С. 10-17. – EDN ZIGPFP.

2. Некоторые особенности бурения и выбора конструкций скважин в районах вечной мерзлоты / В.В. Баулин [и др.] // Тр. ГИПРОТюменнефтегаза. – 1969. – Вып. 18. – С. 70–89
3. Основные направления работ по созданию надежных конструкций газовых скважин в криолитозоне / А.И. Гриценко [и др.] // Экспериментальные и теоретические взаимодействия скважин с многолетнемерзлыми породами: сб. науч. тр. ВНИИгаза. – 1979. – С. 7–13
4. Актуальные проблемы технологии бурения скважин на месторождениях ОАО "Газром". Часть 2 / А. И. Гриценко, А. В. Кулигин, Р. А. Ивакин, В. Г. Григулецкий // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 4. – С. 7-18. – EDN SAJLRJ
5. Dvoynikov, M. V. Analysis of Methodology for Selecting Rheological Model of Cement Slurry for Determining Technological Parameters of Well Casing / M. V. Dvoynikov, V. I. Nikitin, A. I. Kopteva // International Journal of Engineering, Transactions A: Basics. – 2024. – Vol. 37, No. 10. – P. 2042-2050. – DOI 10.5829/ije.2024.37.10a.15. – EDN QSWFYD.
6. Двойников, М. В. Обоснование выбора методики расчета реологических параметров тампонажного раствора для крепления скважин / М. В. Двойников, В. И. Никитин, А. И. Коптева // Инженер-нефтяник. – 2024. – № S5. – С. 54-61. – EDN QBQRFH.
7. Патент № 2828105 С1 Российская Федерация, МПК F25D 17/00, G01N 33/38. Климатическая камера для исследования процесса термоотверждения образцов цементного раствора при отрицательных температурах: № 2024117228: заявл. 21.06.2024; опубл. 07.10.2024 / С. Л. Юртаев, Д. А. Громов, А. Ю. Ожигин, А. И. Коптева; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II". – EDN PDHAOV.

СНИЖЕНИЕ РИСКА ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ ПРИХВАТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

С.В. Сурков, В.А. Капитонов

*Самарский государственный технический университет г. Самара, Россия
e-mail: surkoff.ser2012@yandex.ru*

Аннотация. В статье рассматривается проблема дифференциального прихвата при бурении скважин, вызванного перепадом давления и образованием глинистой корки. Анализируются основные факторы, способствующие возникновению прихвата, такие как перепад давления, репрессия и свойства фильтрационной корки. Особое внимание уделяется методам предотвращения прихвата, включая изоляцию проницаемых пластов, снижение репрессии и контроль за качеством фильтрационной корки. Публикация выполнена в рамках работы над магистерской диссертацией под руководством доцента кафедры бурения Самарского государственного технического университета Капитонова Владимира Алексеевича.

Ключевые слова: бурение скважин, дифференциальный прихват, перепад давления, глинистая корка, фильтрационная корка, репрессия, буровой раствор, затяжки бурильной колонны, химические реагенты, очистка скважины.

REDUCING THE RISK OF DIFFERENTIAL STICKING WHEN DRILLING WELLS

S.V. Surkov, V.A. Kapitonov

Samara State Technical University, Samara, Russia,
e-mail: surkoff.ser2012@yandex.ru

Annotation. The article deals with the problem of differential sticking during well drilling caused by differential pressure and formation of a mud cake. The main factors contributing to the occurrence of sticking, such as differential pressure, repression and properties of the filter cake, are analyzed. Particular attention is paid to methods for preventing sticking, including isolation of permeable formations, reduction of repression and control over the quality of the filter cake.

Key words: well drilling, differential sticking, pressure drop, mud cake, filter cake, repression, drilling mud, drill string tightening, chemical reagents, well cleaning.

Бурение скважин и сооружение горной выработки – это технологический процесс, проводимый с помощью специальных инструментов. Чем глубже пробуривается скважина, тем выше поднимается температура и давление в проницаемом пласте, что приводит к возрастанию риска на возникновение дифференциальных прихватов. Аварийная ситуация, связанная с перепадами давления, приводит к значительной опасности в местах бурения, где потребуется использование утяжеленных буровых растворов.

Как доказывает наука, в результате увеличения давления от 10 МПа на коэффициент прихвата, параллельно с перепадами, начнет влиять значение депрессии, отмеченное в участке, где контактируются бурильное оборудование и глинистые корки. Сжатая глина становится непроницаемой. Поэтому происходит прижатие инструмента к почве с силой, по мощности сравнимой с показателем возникновения перепадов давления в контактируемой зоне.

Проницаемость глинистой корки изменяется под воздействием бурового раствора. При этом качество обработки зависит от степени утяжеления состава, структуры пористости, твердости грязевой корки и выбранного химического метода. При коэффициенте перепада давления 16 МПа интенсивное формирование корки происходит на протяжении 20-30 минут при максимальной фильтрации [1, 2]. Это доказывает актуальность и необходимость разработки решений, используемых для прогноза возникновения аварийных ситуаций, связанных с дифференциальным прихватом.

Для предупреждения возникновения опасного прихвата, своевременно следует минимизировать основных факторов, провоцирующих его появление. Устранять или ликвидировать все указанные семь причин полностью не получится. Поэтому важно обратить внимание на контролируемые факторы.

Пласты проницаемые. Это один из не устранимых факторов, которые подлежат к изоляции с помощью обсадных колонн. Ограничивать репрессию на пласты допускается путем сокращения длины открытых зон ствола [3].

Репрессия. При наличии существенного значения репрессии в разработанном проекте бурения скважины, потребуется решать этот вопрос. На месторождениях, расположенных в морской зоне, предел плотности структуры РУО не должно снижаться до уровня появления обвалов и осыпей глинистых стен скважины. При этом для предотвращения возникновения дифференциального прихвата потребуется снижение гидростатического и дифференциального давления в скважине. Для этой цели, в системе циркуляции сопротивлений гидравлического происхождения создается низкая вязкость и выполняется высококачественная очистка рабочей области от шлама [4].

Также для снижения репрессии до определенного уровня меняется плотность РУО. Дополнительно перед началом исследования или процедуры продолжительного наращивания осуществляется вымывание шлама из вертикальной части ствола. В качестве параллельных мер, производится проверка концентрации в буровом растворе твердых фаз. В целях сокращения избыточной репрессии применяется РУО с минимальным показателем плотности. По необходимости допускается изменять глубину спуска обсадных колонн [3].

Фильтрационная осадка (корка). Еще один фактор, способный спровоцировать появление опасного прихвата. При этом он самый поддающийся к влиянию в технологическом процессе. Тут достаточно соблюдать установленных параметров плотности, тонкости (толщины) и непроницаемости.

Корка не будет рыхлой, если соблюдать нормативы добавления ингредиентов и расчета характеристик обработки буровым раствором [5, 6]. На месторождении, рассматриваемой в качестве примера в исследовании, скважины на горизонтальных зонах промываются РУО. В них ограниченную водоотдачу сопровождают максимальные показатели ингибирования процесса. Но это не препятствует появлению некачественной липкой грязевой корки, что приводит к дифференциальному прихвату.

Толщина глинистой корки уменьшается при минимизации концентрации шлама в РУО и сокращении коэффициента трения, создаваемого бурильной колонной. Подавление возможной флокуляции происходит на основе химических реагентов. Буровой раствор содержит деформируемых коллоидных микрочастиц, способных разжижать составы. С их помощью соблюдается нужный уровень тонкости корки и ограничивается показатель механического трения.

Коллоидные частицы предупреждают прихват предотвращением утечки фильтрата и обволакиванием микрочастиц твердых фракций, содержащихся в рабочем растворе и грязевой корке. Параллельно происходит увлажнение поверхностной части металлических деталей для уменьшения трения. Смазывающие компоненты должны содержаться в фильтрационной корке до наступления прихвата.

В поверхности недавно вскрытого пласта появляется грязевая корка со значительной толщиной. В ней в большом количестве содержатся частицы твердых фракций. Поэтому для достижения наилучшего эффекта нужно предварительно проработать и очищать ствол. Если не выполняется циркуляция, то происходит отложение слоя статической фильтрации на динамический слой. Неподвижность бурильной колонны приводит к увеличению толщины корки. Периодическое вращение колонн способствует удалению ее механическим путем. Поверхность пласта очищается и устраняется риск на возникновение прихвата.

Колонны контактируют со стенами скважины. При увеличении диаметра скважины относительно к их диаметру, уменьшается площадь соприкосновения. С

противоположной точки зрения, несложно понять, что использование бурильной колонны с большим диаметром, близким к величине скважины, приводит к увеличению размера площади соприкосновения и углов контакта.

Утяжеленная труба для бурения, оснащенная центраторами, спиральными канавками и усиленными компоновками, позволяет уменьшать контактируемую площадь со стенками скважины и конечной части колонн. Центраторы тоже приводят к сокращению соприкасающейся площади стен и бурильного инструмента.

Площадь контакта увеличивается при наличии скопленного шлама, появлении желобов и уступов. Проработка, позволяющая удалять их в промежутке проницаемых пород, приводит к положительному результату. Также проект сооружения скважин тоже нужно разработать с учетом всех параметров, связанных с размером площади контакта стенок и колонн для бурения.

При номинальной величине стенок скважины, для плотного прилегания к ним используют утяжеленных труб для бурения и замков с сальниками. Если в рабочей области между собой чередуют песчаник и глинистые породы, то достигается соответствие диаметра к интервалу песчаника. Перед тем, как наращивать обсадную колонну, выполняется шастанье инструмента до исчезновения значимого сопротивления, наблюдаемого в процессе перемещения по продольной траектории.

Неподвижность колонн. Дифференциальный прихват может возникать при длительном неподвижном состоянии бурильной колонны. Т.к., это приводит к оттоку смазывающего материала в корку. Необходимость периодичного проведения исследований в скважине и наращивания колонн делает неизбежным неподвижность рабочего инструмента. Поэтому нужно соблюдать условия техпроцесса и сократить время нахождения в неподвижном состоянии бурильного оборудования до минимальности. Соответственно создается и точный план проведения исследований.

Значительный риск на наступление прихвата ликвидируется в случае регулярного избегания неподвижного состояния инструмента. Внеплановые ремонтные работы, в процессе которых обсадная колонна остается неподвижной на протяжении длительного срока, выполняются после промывки до равномерной концентрации раствора. К тому же, нужно минимизировать площадь соприкосновения со стенками скважины при расположении колонн в процессе ремонта. Бурильный агрегат освобождается после сдвижения вниз, поэтому следует учитывать и этот момент.

Время. После достижения определенного уровня перепада давления сформируется прижимающая сила. Но для этой процедуры потребуется некоторое время. В предварительном этапе происходит протекание смазывающей жидкости в фильтрационную корку. В зоне соприкосновения корки с колонной образуются уплотнения. Затем отфильтрованный фильтрат с корки попадает в пласт. В результате создается перепад давления. Исходя из уровня утечки, снижается сила и давление в корке. Постепенно наблюдается уменьшение скорости протекания фильтрата. Квадратный корень времени непосредственно и пропорционально влияет на скорость утечки и на темп увеличения перепада давления.

В начальном цикле наблюдается интенсивное наступление дифференциального прихвата. Постепенное замедление процесса происходит после полной утечки фильтрата. Последовательно стабилизируется уровень прижимающей силы. Если утолщенный слой корки препятствует осуществлению циркуляции, то это приводит к усилению прихвата. Стационарная фильтрация станет причиной утолщения корки.

Возобновление движения обсадных колонн за короткий срок способствует устранению вероятности возникновения опасного прихвата. Чем больше инструмент остается в неподвижном состоянии, тем велик и риск на развитие аварийных ситуаций.

Поперечные нагрузки. Процесс прохождения проницаемых песчаников требует исключать искривлений технологических частей ствола, особенно открытой верхней зоны. При обработке сильнонаклонных скважин с обсадными колоннами, оснащенными длинными и утяжеленными компоновками, в конечности ствола усиливается сопротивление, препятствующее продольному перемещению бурильного инструмента. Параллельно в поперечном направлении возникает значительная энергоемкая нагрузка. Поэтому рекомендуется разгрузить колонну перед установкой на клинья. Затем можно приступить к процессу СПО. Таким образом, уменьшаются поперечные нагрузки, требующие избыточного напряжения.

Заключение

Учитывая результаты проведенных исследований и анализа литературных источников, можно прийти к следующим выводам.

Предотвратить дифференциальный прихват или уменьшать риск на возникновение получится при минимизации воздействия факторов, способных его спровоцировать. Для этого потребуются разработать и внедрять в технологический процесс наиболее эффективных способов очищения скважин. Дополнительно нужно установить контроль над основными факторами, вызывающими опасный прихват. Это должно стать важнейшей задачей для безопасного и перспективного выполнения буровых работ в разных месторождениях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сердобинцев Ю. П., Шмелев В. А., Антошкин П. Н., Сухарьков А. И. Интенсификация притока нефти при разработке месторождений горизонтальными скважинами // Деловой журнал Neftegaz.RU, № 6 (42), 2015. С. 20-23.
2. Бабаян Э. В. Заключительные работы при строительстве продуктивной скважины: учебное пособие. Москва ; Вологда: Инфра-Инженерия, 2022. 352 с.
3. Шаманов С. А. Бурение и заканчивание горизонтальных скважин. — М. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. 190 с.
4. Балуев А. А., Семененко А. Ф. Вскрытие продуктивных пластов: учебное пособие. Тюмень: ТИУ, 2016. 80 с.
5. Казаков Д. А., Боровкова И. С., Некрасова И. Л., Хвоцин П. А., Гаршина О. В., Окроелидзе Г. В., Саетгараев А. Д., Полетаев А. Н., Останкова Ю. Г., Бураков С. А., Якупов И. Р. Буровой раствор на углеводородной основе Патент на изобретение RU 2753340 C2, 13.08.2021. Заявка № 2019136273 от 11.11.2019. С. 9.
6. Нуцкова М. В., Сидоров Д. А., Тсикплону Д. Э., Сергеев Г. М., Васильев Н. И. Исследования буровых растворов на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело, Т. 19, № 2, 2019. С. 138-149.

МЕТОДЫ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ РЕСУРСА БУРИЛЬНЫХ
И НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

А.В. Анисимов¹, А.А. Подъячев²

*1 - магистрант кафедры БНГС, 2 – к.т.н., доцент кафедры БНГС
Самарский государственный технический университет г. Самара, Россия
e-mail: Sng_anisimovav@mail.ru ; smtu@bizfix.ru*

Аннотация. В статье рассматриваются методы и мероприятия по увеличению ресурса бурильных и насосно-компрессорных труб.

Ключевые слова: износостойкость, насосно-компрессорные трубы, бурильные трубы, упрочнение, защитные покрытия, смазочные материалы, наплавка, коррозионная стойкость, армирующие пояски, долговечность.

**METHODS AND MEASURES TO INCREASE THE LIFETIME OF
DRILLING AND PUMP-COMPRESSOR PIPES**

1 – A.V. Anisimov, 2 – A.A. Podyachev

1 - master's student of the BNGS department, 2 - candidate of technical sciences, associate professor of the BNGS department, Samara State Technical University, Samara, Russia

e-mail: Sng_anisimovav@mail.ru ; smtu@bizfix.ru

Annotation. The article discusses methods and measures to increase the service life of drill and pump pipes.

Key words: wear resistance, tubing, drill pipes, hardening, protective coatings, lubricants, surfacing, corrosion resistance, reinforcing belts, durability.

В процессе эксплуатации скважины наблюдается протекание пластовых флюидов. Их извлекают на поверхность почвы с помощью насосно-компрессорных труб. Также для нагнетания воды и сжатых воздушных потоков (газа) в пласты тоже используют НКТ. Это основной конструктивный элемент трубопровода под давлением, широко применяемый в капитальном ремонте скважин. Дополнительно насосно-компрессорные трубы позволяют в обсаженных стволах испытать шахты и горные выработки с помощью испытателей пластов [1].

В целях определения основной причины отказа НКТ были проведены исследования, направленные анализировать статистические данные о зафиксированных неисправностях в течение многих лет. В результате удалось выяснить, что насосно-компрессорные трубы приходят в нерабочее состояние из-за износа и разрушения резьбовых соединяющих узлов, тип которых зависит от вида муфты и ниппелей, и многократного проведения в менее прочных локальных участках спускоподъемных операций. Если учитывать долю такого типа неисправностей, составляющую не менее половины всех аварийных отказов НКТ, то можно понять, что работоспособность резьбовых соединений служит основным фактором для увеличения эксплуатационной надежности НКТ [2].

А.М. Ломпас, А.В. Садовников, С.К. Федоров, О.И. Фомин, и Л.В. Федорова предложили применять технологию хардбендинга, в качестве высокоэффективного

способа увеличения ресурса труб, используемых в процессе бурения. Хардбендинг – это нанесение защитного металлического покрытия на наружную поверхностную часть замка бурильных трубопроводов [3]. Таким способом можно увеличивать его ресурс и предотвращать износ обсадных колонн.

По мнению П.В. Копысова, Т.А. Финка и М.С. Ахмедьянова, смазывающая смесь «Биолуб Green» позволяет эффективно решить проблему [4].

В свою очередь, Литвиновым А. А. было предложено применение метода наплавки, которая способствует упрочнению замков обсадных труб. В процессе используется специальная проволока марки OTW-12 [5].

В целях защиты обсадных колонн и бурильных труб Дафф К. предложил внедрять технологию, направленную на установку армирующих поясков [6].

Зубарев В.И., Нуритдинов И.Н., Гилязов З.З. рекомендуют эксплуатировать бурильных труб, оснащенных износостойкими элементами. В том числе, усилены защитные свойства направляющих и центрирующих узлов, и наружных зон труб методом установки армированных поясков и вкраплений, устойчивых к износу [7].

Рекомендации Шистерова А.Ф. и Ломоносова Н.А. направлены упрочнять резьбовые соединения НКТ несколькими способами. А именно, следует применять метод химико-термического и плазменного упрочнения. Также выполняется ультразвуковая прокатка и обкатка с помощью профильного ролика. Таким образом, создается поверхностное пластическое деформирование [8].

По предложенному решению Чехлова А.Н, коррозионное разрушение узлов бурильных труб нужно предотвратить, обрабатывая поверхности некорродирующими материалами: различными видами пластмассы, стеклопластиком и т.п. [9].

Дедков Д.Ю., Протасов В.Н., Штырев О.О., утверждают, что предотвратить коррозионно-сорбционный механический износ, коррозионное растрескивание трубной стали и обеспечить защиту от электрохимического разрушения в агрессивной среде, получится только после правильного выбора материалов и полимерных покрытий для изоляции поверхности НКТ, с учетом конструктивных особенностей, и муфт (ниппелей) к ним. Также, таким образом, можно избежать появления твердых отложений солей минерального происхождения и асфальтосмолистых парафинов на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб [10].

По мнению Шиловского А.В. снижать эксплуатационные затраты до значительного уровня удается, если выполнить повторную наплавку труб, не удалив старое покрытие. При этом, важно отметить, что устаревших и изношенных наплавленных покрытий, склонных к образованию трещин, предусмотрено удалять перед тем, как сделать новую наплавку [11].

Галикеев Д.Р, Ягудин М.А, Фатхутдинов Т.З, в написанной статье, посвященной производству резьбовых смазок для обсадных труб, рассматривают методику разработки смазочного агента, способного улучшать работоспособность и увеличивать срок эксплуатации резьбовых соединений труб для бурения. Проведенные экспериментальные исследования помогли прийти к такому выводу: медный порошок оказывает положительное воздействие на эксплуатационные характеристики смазочных материалов, параллельно улучшается герметичность и повышается долговечность резьбовых соединений. Таким образом, увеличивается эксплуатационный срок бурильных труб. По сравнению с аналогичными средствами для бурильных труб, более превосходящие качества отмечены в резьбовой смазке

РСБ-1. Рабочие характеристики резьбовой смазки улучшены в результате добавления медного нанопорошка, получаемого методом гальваники или электрохимического осаждения [12].

На поверхность резьбы защитное покрытие создается несколькими способами. Одним из них является технология нанесения минерального слоя комбинированным составом. Реализацией продукта занимается ООО НПЦ «Технологии минеральных покрытий» [13].

Черепашкин С.Е. и Тюсенков А.С. рекомендуют защитить насосно-компрессорные трубы с помощью ингибиторов. Таким способом можно достичь снижения скорости коррозии инструмента, что приводит к увеличению ресурса НКТ для безаварийной эксплуатации. Процесс требует изучения внутренних и внешних факторов, способных влиять на рабочие характеристики оборудования. Правильное определение дозировки ингибиторов и метод ввода тоже относится к числу важных критериев. В целях снижения риска на возникновение аварийных случаев в рабочем процессе необходимо следить за коррозионной обстановкой в эксплуатируемом оборудовании. Для этого проводится техническая диагностика, позволяющая обнаруживать коррозии. Таким образом, можно значительно сокращать затраты на восстановление и ремонт НКТ, и избегать последствия возможных аварийных ситуаций [14].

Заключение

Для увеличения ресурса работы бурильных и насосно-компрессорных труб применяются различные методы и мероприятия, направленные на повышение их износостойкости и долговечности. Основные направления включают:

- хардбендинг;
- использование смазок;
- упрочняющая наплавка;
- защитные армирующие пояски;
- износостойкие узлы;
- методы упрочнения;
- использование некорродирующих материалов;
- повторная наплавка.

Эти методы и мероприятия позволяют значительно увеличить ресурс работы бурильных и насосно-компрессорных труб, обеспечивая их долговечность и надежность в условиях эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рязанцев Н. Ф., Денисов В. И., Разумов И. А., Сергеев О. Н.. Бурение скважин. Геолого-технологические исследования. Москва: Инфра-Инженерия, 2022. 316 с.
2. Юшин Е. С. Рассохинские чтения : Материалы международной конференции. // Анализ нормативной базы, определяющей требования к эксплуатационной надежности резьбовых соединений НКТ. Ухта. 2019. С. 279-282.
3. Садовников А. А., С.К. Федоров, Л.В. Федорова. Хардбендинг как эффективный метод увеличения ресурса бурильных труб и защиты обсадной колонны. Результаты трибологических испытаний износостойких наплавки для бурильных замков // Бурение и нефть, № 6, 2017. С. 30-35.

4. Копысов П. В., Ахмедьянов М. С., Финк Т. А.. Смазочная добавка "Биолуб Green" производства ГК "Миррико". Эффективно и экологично // Бурение и нефть, № 5, 2018. С. 40-41.
5. Литвинов А. А. Современные материалы для упрочнения бурового инструмента: наплавка замков бурильных труб // Территория Нефтегаз, № 3, 2013. С. 16-17.
6. Дафф К. Duraband NC уже более 7 лет успешно защищает используемые в России бурильные трубы // Бурение и нефть, № 12, 2015. С. 38-40.
7. Нуртдинов И. Н., Гилязов З. З., Зубарев В. И. Бурильная труба с износостойкими узлами И. Н. Нуртдинов, З. З. Гилязов, В. И. Зубарев. Патент на полезную модель № 83535 U1 Российская Федерация, МПК E21B 17/10, E21B 17/02-е изд. 2009.
8. Ломоносов Н. А. , Шистеров А. Ф. Пути повышения долговечности резьбы бурильных труб технологическими методами обработки // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых., Т. 1, 2019. С. 398-400.
9. Чехлов А.Н. Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения академика В. А. Обручева и 130-летию академика М. А. Усова // Повышение коррозионной стойкости обсадных и насосно-компрессорных труб. Томск. 2013. Т. 2. С. 390-392.
10. Протасов В. Н., Штырев О. О., Дедков Д. Ю. Стальные НКТ с защитным покрытием - перспективное направление повышения надежности и эффективности колонн насосно-компрессорных труб на нефтяных месторождениях // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, № 4, 2018. С. 36-39.
11. Шиловский А. В.. Под защитой хардбандинга // Бурение и нефть, № 4, 2019. С. 49-51.
12. Ягудин М. А., Фатхутдинов Т. З., Галикеев Д. Р. Булатовские чтения // Анализ и разработка резьбовых смазок для бурильных труб. Краснодар. 2017. Т. 3. С. 293-300.
13. Кислов С. В., Кислов В. Г. , Шаповалов А. И. , Скрипцов Д. Р.. Современные проблемы горно-металлургического комплекса. Наука и производство : МАТЕРИАЛЫ XX ВСЕРОССИЙСКОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ // Влияние технологии нанесения минеральных покрытий на прочностные характеристики патрубков насосно-компрессорных труб. Старый Оскол. 2023. С. 278-283.
14. Тюсенков А.С. Ч.С.Е. Причины коррозии насосно-компрессорных труб нефтепромыслов и технологическое повышение их долговечности // Научные технологии в машиностроении, № 6, 2016. С. 11-16.

ПРОБЛЕМА ОЧИСТКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ОТ ЧАСТИЦ
ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ

В.Г. Невзоров¹, Б.В. Каргин²

*1 - магистрант кафедры БНГС, 2 – к.т.н., доцент кафедры БНГС
Самарский государственный технический университет г. Самара, Россия
e-mail: nev2oroff.v@yandex.ru ; kargin163@gmail.com*

Аннотация. В статье рассматривается проблема эффективной очистки ствола скважины при бурении.

Ключевые слова: очистка скважины; скопление шлама, закупоривание кольцевого пространства, прихват бурильной колонны, затяжки бурильной колонны.

THE PROBLEM OF CLEANING THE WELL BORE FROM CUT OUT
ROCK PARTICLES

1 - V.G. Nevzorov, 2 – B.V. Kargin

1 - master's student of the BNGS department, 2 - candidate of technical sciences,
associate professor of the BNGS department, Samara State Technical University
Samara, Russia

e-mail: nev2oroff.v@yandex.ru ; kargin163@gmail.com

Annotation. The article examines the problem of effective wellbore cleaning during drilling.

Key words: Well cleaning; cuttings accumulation, annular space plugging, drill string sticking, drill string drags.

В число важнейших задач, которые необходимо решать в процессе разработки скважин, входит качественная очистка ее ствола от твердых остатков породы. При неполной очистке от выбуренных частиц снижается скорость бурения, что приводит к невыполнению плановых показателей по срокам строительства и введения в эксплуатацию скважины.

По утверждению авторов Матыцына В. И., Шмарина И. С, Рябченко В. И. недостижение требуемой эффективности очистки ствола приводит к прихвату шламом, который оседает в скважине. Кроме того, повышаются гидродинамические сопротивления, а это в свою очередь ведет к росту риска возникновения поглощения буровой жидкости [1].

В соответствии с утверждением автора Босикова И.И. в процессе строительства прежде всего горизонтальных и наклонных скважин имеет огромное значение поддержание требуемых несущих и взвешивающих характеристик буровой жидкости. При несоответствии раствора необходимым параметрам в результате наличия в скважине твердых остатков происходит возрастание трения и, соответственно, снижение нагрузки, которую можно передать на долото. В своей работе он отмечает, что данные факторы являются причиной уменьшения скорости разработки скважины [2].

По утверждению авторов Дильмиева М. Р. и Горпинченко В. А. в случае некачественного выноса образующихся выбуренных частиц при строительстве скважин, имеющих большой зенитный угол, появляются «шламовые подушки». В статье говорится о том, что в результате этого в процессе подъема колонны происходит их перемещение совместно с широкой составляющей компоновки низа бурильной колонны КНБК. Вследствие данного явления закупоривается кольцевое пространство, что приводит к затяжкам колонны с возможностью дальнейшего прекращения циркуляции и возникновения прихвата [3].

Авторы Цукренко М. С., Райхерт Р. С., Оганов А. С. в своей статье приводят следующее утверждение: «шламовые подушки», которые образуются при неэффективном отводе остатков породы, становятся причиной посадок в процессе спуска колонны при разработке как основных, так и боковых стволов. Скопление твердых частиц в скважине является причиной существенного усложнения процесса картонажа приборов при небольших размерах стволов. Вследствие этого скважине часто требуется дополнительная проработка, кроме того, в процессе спуска обсадных колонн возникают различные осложнения [4].

В итоге низкая эффективность выноса шлама и его накопление в стволе является причиной следующих проблем:

- закупоривается кольцевое пространство, происходят затяжки обсадной колонны, вследствие чего возможны прекращения циркуляции и прихваты;
- появляется необходимость дополнительного выполнения спусков бурильных колонн с целью дополнительной проработки скважины;
- усложняется процесс картонажа приборов при относительно небольших размерах ствола;
- возникают осложнения в процессе спуска обсадных колонн;
- поглощается буровая жидкость из-за увеличения параметров гидродинамических давлений;
- появляется риск прихвата оседающими частицами породы бурильной колонны;
- растет трение и снижается способность подачи нагрузки на буровой инструмент;
- замедляется скорость строительства скважины, не выполняются сроки сдачи в эксплуатацию.

В результате того, что кольцевое пространство закупоривается, возникают следующие проблемы:

- появляются излишние сопротивления подачи бурильной колонны и сложности при передаче осевой нагрузки на буровой инструмент;
- повышается уровень давления в процессе восстановления циркуляции промывочной жидкости по причине появления баритовых и шламовых «дюн», пробок;
- растет риск возникновения прихвата колонны;
- возникают посадки и затяжки при спусках и подъемах колонн из-за скреперования скважины посредством оседания твердых частиц породы;
- происходит диспергирование твердых частиц породы и насыщение бурового раствора шламом, что сказывается негативным образом на показателях проницаемости продуктивного пласта, в связи с чем требуется улучшение эффективности очистки и возникает необходимость обработки бурового раствора

химическими реагентами, что в итоге приводит к осязаемому росту затрат на разработку скважины.

Согласно выводам из работ [5], [6, 7] следует, что низкая эффективность данного режима разработки скважины приводит к падению технико-экономических показателей бурения.

Заключение

На основании анализа ряда работ и результатов исследований, которые касаются проблематики разработки скважин, можно прийти к определенным выводам.

При низкой эффективности очистки скважины от шлама повышается риск возникновения осложнений и аварийных ситуаций, в том числе поглощение промывочной жидкости, прихваты колонн, рост трения, падение нагрузки на долото и соответственно уменьшение скорости разработки скважины.

Твердые частицы породы при скоплении в стволе скважины образуют «шламовые подушки». Они в свою очередь в процессе подъема колонны поднимаются совместно с широкой частью КНБК, что приводит к прихватам и затыкам вследствие закупоривания кольцевого пространства. Что также является причиной дополнительного роста сопротивления перемещению колонны, затруднению передачи нагрузки на буровой инструмент, росту вероятности возникновения прихвата. В итоге падает скорость бурения, растут финансовые вложения в разработку скважин в подобных условиях.

Чтобы поднять качество очистки скважины требуется системный комплексный подход в разработке рецептуры промывочной жидкости, необходимо применять гидравлические и механические агрегаты, в том числе циркуляционные переводники, вращающиеся турбулизаторы и пр.

При низкой эффективности очистки ствола растут расходы на производство дополнительных проработок, спусков, на применение для обработки бурового раствора дорогостоящих реагентов.

В итоге получаем следующий вывод: высокая эффективность очистки имеет решающее значение для роста технико-экономических показателей разработки скважин, в том числе безопасности и продуктивности при их бурении, значительного снижения вероятности осложнений, а также сокращения финансовых вложений на реализацию проекта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Матыцын В. И., Рябченко В. И., Шмарин И. С.. Особенности процесса выноса шлама из горизонтальных и наклонных участков стволов скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, № 3, 2002. С. 10-12.
2. Босиков И. И. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин: Учебное пособие. Владикавказ: Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет): - ИПЦ ИП Цопановой А. Ю., 2020. 212 с.
3. Горпинченко В. А., Дильмиев М. Р. Применение синтетического полимерного волокна для увеличения эффективности выноса шлама при бурении долотами PDC // Бурение & Нефть, № 6, 2010.

4. Райхерт Р. С., Цукренко М. С., Оганов А. С. Техничко-технологические решения по очистке наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама // Нефть. Газ. Новации, № 3, 2016. С. 28-35.
5. Осипов П. Ф. Гидроаэромеханика бурения и крепления скважин. Ухта: УГТУ, 2003. 532 с.
6. Шищенко Р. И., Есьман Б. И. Практическая гидравлика в бурении. Недра, 1966. 320 с.
7. Гусман А. М. Управление процессом очистки забоя бурящейся скважины: Автореф. дис. д-ра техн. наук. 2000.

УДК 622.24

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОЛОГО-ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Д.А. Зюзина^{1,2}, К.А. Шиповский^{1,2}

*¹ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия
²ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия*

Аннотация. В данной статье рассмотрена задача использования геолого-геомеханического моделирования с целью прогнозирования, предупреждения и ликвидации поглощений бурового раствора. Сформулированы основные этапы решения данной задачи.

Ключевые слова: геолого-геомеханическое моделирование, одномерная геомеханическая модель, одномерная геологическая модель, поглощение бурового раствора, прогнозирование, предупреждение, ликвидация поглощений, программный комплекс.

Введение. Как показывает опыт бурения скважин, на территории Урало-Поволжья постоянно присутствует проблема поглощений бурового раствора, следствием которой, зачастую, является целый ряд осложнений. Для решения этой проблемы на данной территории применяются различные методы борьбы с поглощениями, однако многие из них не приносят должного результата, а иногда и вовсе усложняют ситуацию [2]. В этом случае следует использовать альтернативные методы борьбы с поглощениями и применять комплексный подход к решению данной проблемы, чтобы иметь возможность прогнозировать и предотвращать их на ранних стадиях. Одним из предложенных методов, который может помочь при борьбе с поглощениями, является использование геолого-геомеханического моделирования. Применение геолого-геомеханического моделирования для оптимизации процессов бурения, в частности для прогнозирования, предупреждения и ликвидации поглощений бурового раствора на всех этапах освоения месторождения, позволяет решать широкий спектр задач. Построение одномерных (1D) геологических и геомеханических моделей позволяет прогнозировать зоны нестабильности, потенциальных осложнений при бурении, а также зоны аномально высоких и аномально низких пластовых давлений [4].

Качество геолого-геомеханического моделирования зависит от детально проработанной геолого-геомеханической модели [4]. В связи с этим, ведущей задачей прогнозирования, предупреждения и ликвидации поглощений бурового раствора, с использованием геолого-геомеханического моделирования, является успешная проработка геолого-геомеханической модели. Для решения данной задачи предусматривается использование разработанных программных комплексов (ПК) для моделирования процессов бурения. Такими ПК являются «РН-Буровые расчеты» и «РН-СИГМА». Данные ПК позволяют производить построение одномерных (1D) геологических и геомеханических моделей, а также включать в расчет изменения свойств во времени, что позволяет выполнять расчеты устойчивости ствола скважины в зависимости от изменяющихся в процессе бурения условий в прискважинной зоне. На основании моделирования определяется безопасный диапазон плотности бурового раствора, а также выполняется прогноз осложнений при бурении для последующей оптимизации траектории и конструкции скважины [1,3].

Для решения поставленной задачи, обозначим основные этапы работы:

1. На первом этапе планируется построение геолого-геомеханических моделей движения буровых промывочных жидкостей в пласт на основе ПК «РН-СИГМА» и «РН-Буровые расчеты». Данные модели позволят оценить динамику (интенсивность) поглощений, а также позволят произвести оценку их возникновения для дальнейшего прогнозирования в подобных случаях.

2. Вторым этапом данного исследования предполагается проведение сравнительного анализа геолого-геомеханических моделей, построенных на различных ПК. Данный анализ позволит оценить достоверность полученных результатов построения геолого-геомеханических моделей, а также покажет возможности рассматриваемых ПК.

Выводы. В результате работы сформулированы основные этапы применения геолого-геомеханического моделирования для прогнозирования, предупреждения и ликвидации поглощений бурового раствора. На основе данных исследований планируется апробация данной задачи.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Геомеханический симулятор «РН-СИГМА»: руководство пользователя / ПАО «НК «Роснефть».: М. 2023. – с 435.
2. Липатов А.В. Моделирование процесса ликвидации поглощений в скважинах вязкоупругими составами : дис. канд. тех. наук : 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин / Липатов Александр Владимирович – Самара, 2016. – 100 с.
3. ПАО «НК «Роснефть» Руководство пользователя программный комплекс «РН Буровые расчеты 2021» Москва 2022 г., 119 с.
4. Юсупов Я.И., Заглядин Я.А., Солдатова А.И., Калмыков Г.А. Применение геомеханического моделирования для оптимизации траектории скважин при разработке Тутлеймско-абалакского комплекса Красноленинского свода / МГУ им. М.В. Ломоносова / Россия, Москва. 2024 г., 8 стр.

ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В
ЗОНАХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД*Е.А. Бежин, Р.А. Хасаев**Самарский государственный технический университет**г. Самара, Россия**e-mail: bezhine@bk.ru, rakhasaev@mail.ru*

На текущем этапе развития отечественная нефтегазодобывающая отрасль все чаще сталкивается с необходимостью разработки запасов, сопряженных с неблагоприятными инженерно-геологическими или климатическими условиями. В частности, значительная часть разрабатываемых и вновь вовлекаемых в разработку запасов углеводородов находится в зонах распространения многолетнемерзлых пород, что накладывает определенные особенности на технологию бурения скважин для их эксплуатации. Настоящая статья посвящена обзору некоторых перспективных технологических решений в области промывки ствола скважины в процессе бурения в многолетнемерзлых породах.

Ключевые слова: многолетнемерзлые породы, бурение, технология, промывка, скважина.

Специфика многолетнемерзлых пород состоит в присутствии в их структуре замерзшей жидкости в виде льда. В зависимости от физико-химических особенностей породы, степени естественной связанности её частиц и ряда других факторов, такой лед может формировать достаточно значимую часть структурной прочности породы, как следствие – оказывает непосредственное влияние на её устойчивость к воздействию механических нагрузок. К тому же, базовым условием существования подобного «структурного» льда в многолетнемерзлых породах является их длительное пребывание в зоне отрицательных температур осадочной толщи. Таким образом, среди основных факторов, осложняющих бурение подобных пород можно выделить воздействие отрицательных температур и дестабилизация ствола скважины при их чрезмерном растеплении. Причем, мощность подобных пород может составлять от нескольких до более чем полутора тысяч метров, что может создавать ограничения на процесс бурения в достаточно широком диапазоне варьирования интервалов [1, 2].

Обращение к литературным источникам, посвященным особенностям технологии бурения многолетнемерзлых пород, позволяет выделить несколько направлений разработок в области её совершенствования: температурно-химическая модификация буровых промывочных жидкостей, применение продувки забоя охлажденным воздухом и использование газожидкостных систем. Сущность температурно-химической модификации буровой промывочной жидкости заключается в обеспечении возможности применения для промывки скважины жидкого агента, охлажденного до температуры, обеспечивающей стабильность

многолетнемерзлых пород. Как правило, температурный режим промывочной жидкости выбирают таким образом, чтобы она на $2,0 \div 3,0$ °С была менее температуры залегания многолетнемерзлых пород. Применение «классических» глинистых буровых растворов в таких условиях, как показывает практика бурения скважин в Тюменской области, сопряжено с чрезмерным повышением вязкости раствора даже при незначительных пониженных температурах. В качестве наиболее широкого распространенного решения проблемы повышения вязкости бурового раствора при охлаждении выступает введение в его состав солей, таких как, например *NaCl*, *KCl*, *Na₂CO₃* и др., смачивателей типа ОП-7, некоторых спиртов, глицерина, ПАВ и т.д. [3-5].

Не менее значимой является проблема обеспечения необходимого температурного режима буровой промывочной жидкости. Для этого, в среде научного сообщества широкое распространение получило несколько подходов. Известно, что зоны распространения многолетнемерзлых пород имеют выраженную привязку к климатической зоне и преимущественно распространены в субарктическом и арктическом поясах, характеризующихся низкими значениями среднегодовой температуры. В таких условиях, очевидным решением является использование для охлаждения бурового раствора отрицательных температур атмосферного воздуха в зимний период. Подобный подход отличается экономичностью, однако полностью не исключает необходимость применения средств регулирования температуры раствора и его равномерного охлаждения. При этом, он достаточно жестко ограничивается временными промежутками эффективного применения [3-5].

В периоды, когда температура атмосферного воздуха не обеспечивает достижения требуемого температурного режима охлаждения раствора, могут дополнительно применяться твердые хладагенты – вещества или приспособления с высокой теплоемкостью, предварительно охлажденные до требуемой температуры охлаждения раствора. Такие хладагенты должны обладать химической инертностью к компонентам раствора, а также легко сепарироваться и восстанавливать свои эксплуатационные свойства. При необходимости могут применяться методы принудительного охлаждения, как правило – основанные на реализации обратного цикла Карно с использованием криокомпрессора, при котором охлаждение раствора происходит при контактном теплообмене от хладагента, циркулирующего в охлаждающем контуре (рис. 1). На отечественном рынке присутствуют установки для охлаждения бурового раствора типа MC240.1/ MCL150.3 XBSY (морская/наземная эксплуатация), установка охлаждения бурового раствора производства компании Brightway, установка серии HNL-50 Zhengzhou и др. [3-5]. Основные технические характеристики перечисленных установок для охлаждения бурового раствора сводим в таблицу 1.

Еще одним решением, направленным на поддержание требуемого температурного режима сохранения устойчивости многолетнемерзлых пород, выступает использование для очистки призабойной зоны охлажденного сжатого воздуха. В целом, сущность применения охлажденного воздуха не отличается от промывки скважин охлажденным буровым раствором, однако, в данном случае полностью отсутствует вероятность сгущения агента, а его охлаждение возможно достичь гораздо более широким спектром средств. Прежде всего, в холодное время

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

года, для нужд очистки призабойной зоны скважины может быть использован непосредственно атмосферный воздух, что существенно облегчает процесс подготовки очистного агента. Помимо этого, для охлаждения воздуха могут быть использованы физические эффекты, характерные для газов, такие как: адиабатическое расширение, дросселирование или вихревой эффект. Также, более широким является спектр средств охлаждения воздуха посредством хладагента, здесь могут быть использованы методы барботажа воздуха через слой хладагента, охлаждение с использованием адсорбционных, эжекторных, компрессионных машин и других экономичных способов охлаждения [4-6].

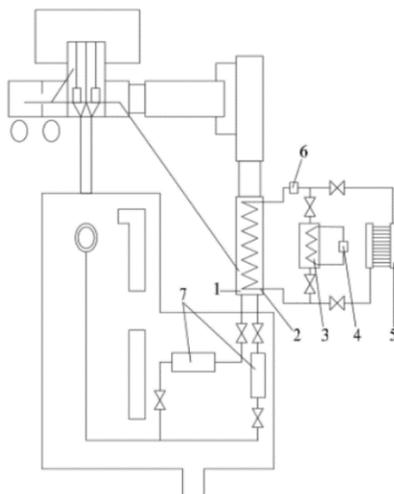


Рисунок 1. Принципиальная схема установки для охлаждения бурового раствора [4]:

- 1 – кожух теплообменника (емкость циркуляции бурового раствора),
 2 – трубчатый теплообменник, 3 – компрессорный узел, 4 – компрессорный агрегат, 5 – радиатор охлаждения, 6 – циркуляционный насос, 7 – буровой насос

Таблица 1

Сравнение характеристик установок для охлаждения буровых промывочных жидкостей [7]

Параметр	Значение		
Модель, производитель установки	MC240.1 XBSY	Brightway	HNL-50 Zhengzhou
Производительность установки, м ³ /ч	240,0	160,0	230,0
Перепад температур при номинальном расходе, °С	20,0	40,0	15,0
Давление расчетное, МПа	1,6	1,6	1,0

Третьим направлением разработок, выступает использование газожидкостных систем, т.е. пен, в качестве промывочного агента. В таких системах, доминирующую часть объема, порядка 95,0÷99,0% составляет воздух, заключенный в пузыри жидкой фазы раствора. Технический результат от применения пенных систем состоит в том, что они позволяют достаточно сильно снизить энергоемкость процесса подготовки

очистного агента, так как отсутствует необходимость охлаждения жидкой фазы до столь низких температур. Это достигается за счет низкой теплопроводности и удельной теплоемкости пены, что позволяет эффективно их применять в интервалах, сложенных сильноцементированными многолетнемерзлыми породами. К тому же, пены гораздо менее чувствительны к замерзанию, а точнее их замерзание, например, при длительной остановке бурения, не приводит к негативным последствиям, так как образующийся от стабильных пен лед обладает низкой структурной прочностью и легко разрушается [3-6].

Очевидно, что перечисленные выше решения не являются универсальными и каждое из них обладает своим набором преимуществ и недостатков. Так, охлаждаемые буровые жидкости, среди прочих описанных очистных агентов обладают наибольшей выносящей способностью, технологичностью (в том числе в плане регулирования функциональных свойств) и удобством регулирования давления. В ту же очередь, высокая теплоемкость жидких растворов определяет энергоемкость процессов их принудительного охлаждения, а их склонность к замерзанию, способствует усложнению и удорожанию компонентного состава раствора. Воздух же, наоборот, обладает низкой теплоемкостью, в связи с чем гораздо проще охлаждается (в том числе, спектр средств его охлаждения более широк), а также не способен замерзнуть. Однако он обладает крайне низкой выносящей и удерживающей способностью, что негативно сказывается на условиях очистки скважины. Пены же обладают более выраженными, по сравнению с воздухом, выносящими и функциональными свойствами и в ряде случаев могут применяться практически без дополнительного охлаждения. В то же время, они обладают достаточно сложным составом, подвержены быстрому замерзанию даже при относительно малых отрицательных температурах, а их использование требует применения специального оборудования.

Немаловажную проблему составляет растепление многолетнемерзлых пород после закрепления и изоляции интервала их присутствия. В таком случае, важный вклад в нарушение многолетней мерзлоты вносит теплопередача в системе «буровой раствор – обсадная колонна – цементный камень – порода». Актуальность данной проблематики состоит в том, что глубина залегания многолетнемерзлых пород может иметь очень малое значение, а использование описанных выше решений для сохранения необходимого температурного режима её сохранения на протяжении всего интервала бурения не представляется целесообразным. Решением данной проблемы служит использование теплоизолированных обсадных труб (рис. 2). Технический результат от применения указанного решения состоит в снижении тепловой нагрузки на многолетнемерзлые породы со стороны бурового раствора при углублении скважины ниже интервала установки обсадной колонны, что позволяет сократить ресурсо- и энергозатраты на охлаждение бурового раствора при малых перепадах температуры между раствором и мерзлотой [4].

По итогам выполненного обзора, был проведен сравнительный анализ описанных методов обеспечения безаварийного бурения в интервалах залегания многолетнемерзлых пород, результаты которого сводим в таблицу 2.

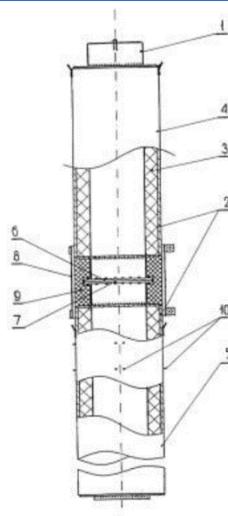


Рисунок 2. Конструктивная схема теплоизолированной обсадной колонны [4]:
 1, 2 – внутренняя обсадная труба, 3, 9 – пенополиуретановые прокладки,
 4 – верхняя часть, 5 – нижняя часть, 6, 7 – фланцы, 8 – обечайка,
 9 – термоизолирующая прокладка, 10 – крепеж

Таблица 2

Сравнение методов и средств обеспечения бурения скважин в интервалах залегания многолетнемерзлых горных пород

Метод 1	Достоинства 2	Недостатки 3
Охлаждение бурового раствора/продувочного газа атмосферным воздухом	<ul style="list-style-type: none"> - отсутствует необходимость повторного охлаждения; - отсутствуют затраты на оборудование и энергоресурсы для охлаждения; 	<ul style="list-style-type: none"> - длительный период достижения целевой температуры; - сложность регулирования температурного режима раствора; - высокий расход противоморозных добавок и реагентов; - применимость только в холодное время года;
Охлаждение бурового раствора с использованием охлаждающей установки	<ul style="list-style-type: none"> - применимость в широком диапазоне температур окружающего воздуха; - простота регулирования температуры раствора; 	<ul style="list-style-type: none"> - высокие затраты на оборудование и расходные материалы; - высокая энергоемкость процесса охлаждения; - ограниченная производительность; - необходимость применения противоморозных добавок и реагентов;

1	2	3
Охлаждение бурового раствора твердотельным теплоносителем	<ul style="list-style-type: none"> - применимость в широком диапазоне температур окружающего воздуха; - простота регулирования температуры раствора; 	<ul style="list-style-type: none"> - низкая эффективность теплопередачи, высокие энергетические потери; - необходимость регенерации с использованием холодильных установок; - высокие затраты на оборудование и материалы; - высокая энергоемкость; - ограниченная производительность; - необходимость применения противоморозных добавок и реагентов;
Продувка забоя воздухом, использование газожидкостных систем	<ul style="list-style-type: none"> - отсутствие необходимости применения или низкий расход противоморозных добавок и реагентов; - применимость в широком диапазоне температур окружающего воздуха; 	<ul style="list-style-type: none"> - низкая выносящая способность; - низкая структурная стабильность; - ограниченный диапазон инженерно-геологических условий применения; - высокие затраты на оборудование;
Использование термоизолированных обсадных колонн	<ul style="list-style-type: none"> - снижение теплового влияния бурового раствора на стенки скважины; 	<ul style="list-style-type: none"> - применимость только в отношении уже пробуренных интервалов; - более высокая стоимость конструктивных элементов обсадной колонны; - необходимость увеличения диаметра ствола скважины;

Таким образом, выбор того или иного способа должен производиться с учетом конкретных условий бурения скважин, при относительно малых мощностях многолетнемерзлых пород и малой глубине их залегания, использование специальных технологических решений вообще может являться экономически нецелесообразным. Серьезное влияние оказывает и сезонность производства бурильных работ, так как принудительное охлаждение жидких агентов, например, представляет собой энергоемкий емкий процесс, реализуемый только с использованием дорогостоящего оборудования, а использование продувки при значительной разнице между температурой воздуха и температурой сохранности многолетней мерзлоты вовсе не представляется целесообразным.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Седов В. Т. Теплообмен при бурении мерзлых пород. – Ленинград: Недра, 1990. – 127 с.
2. Попов А. Н. Разрушение горных пород: учебное пособие. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. – 184 с.
3. Ермолаева Л. В. Промывочные растворы в бурении: учебное пособие. – Самара: Самарский государственный технический университет (СамГТУ), 2020. – 51 с.
4. Быков И. Ю., Бобылёва Т. В. Термозащита конструкций скважин в мерзлых породах. – Ухта: УГТУ, 2007. – 131 с.
5. Каменских С. В. Предупреждение и ликвидация осложнений и аварий при бурении и креплении нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2024. – 272 с.
6. Яковлев А. А., Турицына М. В., Могильников Е. В. Анализ и обоснование выбора очистных агентов и технология их применения при бурении скважин в условиях многолетнемерзлых пород // Недропользование. – 2014. – № 12. – С. 22-32.
7. Мовламов Д., Сапаров Б., Данатаров С. Современная техника и технологии бурения нефтяных и газовых скважин // Всемирный ученый. – 2024. – № 26. – С. 11-18.

УДК 622.245.4

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ПОДХОДОВ К СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ РЕЦЕПТУРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН В ИНТЕРВАЛЕ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

В.П. Ничипурук, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

email: parfenova.samgtu@yandex.ru, kparfenov@mail.ru

В статье рассматриваются современные методы бурения скважин в условиях многолетнемерзлых пород (ММП), сопровождающихся рядом осложнений, таких как образование каверн и деформация обсадных колонн. Особое внимание уделяется использованию буровых растворов со специальными добавками, снижающими температуру замерзания и повышающими устойчивость пород. Анализ научно-технической литературы показал, что такие растворы обладают высокими защитными свойствами, но также имеют определённые ограничения, связанные с коррозионной активностью. В статье предложены направления для дальнейших исследований, направленных на улучшение состава буровых растворов и технологий для работы в условиях ММП.

Ключевые слова: многолетнемерзлые породы, бурение, кавернообразование, буровой раствор, снижение температуры замерзания, коррозионная активность, устойчивость скважины.

Бурение скважин в многолетнемёрзлых породах (ММП) является одной из наиболее сложных задач в нефтегазовой отрасли. Эти породы, широко распространённые на значительной части территории России, характеризуются постоянными отрицательными температурами и наличием льда, заполняющего поры [1–6]. Такие условия создают множество проблем при бурении, включая формирование каверн, деформацию обсадных колонн и примерзание бурового оборудования. Для эффективного выполнения буровых операций в таких условиях требуется применение специализированных буровых растворов, которые могут предотвращать таяние мерзлых пород и стабилизировать стенки скважин. В последние годы значительное внимание уделяется разработке буровых растворов с добавками, снижающими температуру замерзания и повышающими устойчивость пород. В данной статье представлен анализ актуальных методов создания и использования таких растворов, а также их преимущества и ограничения в условиях ММП.

При бурении в условиях ММП часто возникают следующие проблемы [7]: активное образование каверн в местах залегания мерзлотных и талых пород, что может привести к поломке бурового инструмента, размыванию грунта и смещению фундамента буровой установки вследствие таяния поверхностных слоев мерзлых пород. Другие осложнения включают трудности с опусканием обсадных колонн на нужную глубину, подъём цементного раствора, нарушение герметичности резьбовых соединений, деформацию обсадных колонн, примерзание труб и выбросы воды, газа и бурового раствора.

Исследования показывают, что наиболее эффективным методом бурения ММП является применение буровых растворов, содержащих специальные добавки для снижения температуры замерзания [8–14]. В частности, в работе [15] предложено использовать буровой раствор следующего состава: мраморная крошка в качестве структурообразователя, СаО – 2–5%, ПАЦ – 2–5%, пропиленгликоль – 1–5%, хлорид кальция – 1–4%, морозол-2 – 1–5%, хлорид калия – 1–4% и поверхностно-активное вещество ПАВ-ОП-10 – 2–5%. Такой раствор способствует формированию прочной полимерглинистой корки, обладает хорошей термостойкостью и устойчив к воздействию солей.

В других исследованиях [16–17] рассматриваются перспективы применения криогенного бурения для прохождения скважин через ММП. Особое внимание уделяется проблемам таяния стенок скважин и кавернообразованию, а также деформации обсадных колонн, что часто связано с наличием незаполненных цементным раствором каверн. Примером служит Уренгойская группа месторождений, где диаметр ствола скважины в некоторых интервалах может превышать 800 мм при использовании породоразрушающего инструмента диаметром 295,3 мм [4]. Эти сложности успешно устраняются промывкой с использованием агентов с отрицательной температурой, что позволяет не только сохранять естественную температуру мерзлых пород, но и дополнительно её снижать, повышая устойчивость слабосцементированных песчаных пород [5].

В работах [20–23] рассматриваются альтернативные технологии, такие как продувка охлаждённым воздухом, использование газожидкостных дисперсных систем, промывка солевыми растворами и применение высоковязких полимерглинистых растворов с низкой интенсивностью теплообмена. Однако данные методы не получили широкого применения из-за своих недостатков и ограниченных возможностей в определённых эксплуатационных условиях.

В таблице 1 представлены данные о понижении температуры замерзания различных солевых растворов. Температуры замерзания могут достигать $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$, в зависимости от типа и концентрации солей, что делает эти растворы потенциально пригодными для использования в условиях ММП. Тем не менее, существуют определённые проблемы, связанные с коррозией металлов и другими негативными эффектами, такими как снижение температуры плавления льда.

Таяние мерзлых пород в солевых растворах при низких температурах происходит из-за того, что ионы соли на поверхности породы связываются с молекулами воды. Этот процесс выделяет тепло и понижает температуру, при которой вода превращается в лёд. Чем больше соли в растворе, тем сильнее этот эффект на поверхности породы [24].

Таблица 1 - Температура замерзания растворов различных солей [15].

Концентрация, г/л	Хлорид натрия	Хлорид кальция	Хлорид калия	Хлорид аммония	Тригидрат ацетата натрия	Морская вода
10	0,12	–	–	–	–	–0,52
20	–0,8	–	–0,9	–	–	–1,08
30	–2,59	–	–	–	–	–1,63
40	–3,47	–	–1,9	–	–7,1	–2,19
50	–7,59	–2,6	–	–	–9,0	–2,75
100	–11,32	–5,4	–4,8	–	–	–
150	–14,64	–10,3	–7,6	–	–10,1	–
180	–	–	–9,6	–	–	–
200	–17,57	–19,2	–	–	–	–
230	–	–	–	–5,1	–	–
250	–20,09	–31,0	–	–	–	–
300	–22,22	–55,0	–	–	–	–
350	–23,94	–	–	–	–	–
400	–25,27	–	–	–	–	–
450	–26,19	–	–	–	–	–
500	–26,72	–	–	–	–	–
550	–26,84	–	–	–	–	–
600	–	–	–	–	–	–

Таким образом, бурение ММП представляет собой сложный технологический процесс, сопряжённый с множеством осложнений, таких как образование каверн, деформация обсадных колонн и примерзание бурового инструмента. Использование буровых растворов со специальными добавками, понижающими температуру замерзания, является одним из наиболее эффективных методов борьбы с этими проблемами. Анализ научно-технической литературы и исследование различных технологий показали, что данные растворы способны не только предотвращать таяние мерзлых пород, но и повышать их устойчивость за счёт снижения температуры и образования защитных полимерглинистых корок.

Однако, несмотря на перспективность применения таких решений, остаются определённые недостатки, включая высокую коррозионную активность солевых растворов и ограниченность их использования в специфических условиях эксплуатации. В дальнейшем исследователям предстоит сосредоточиться на разработке усовершенствованных составов буровых растворов и технологий, которые позволят эффективно решать возникающие проблемы и обеспечивать надёжность бурения в условиях многолетнемёрзлых грунтов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Растворы для низкотемпературных условий бурения / А.Б. Тулубаев, И.А. Королева, А.М. Казанцева, Ж.С. Попова // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 6 (85). – С. 68–71. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-68-71.
2. Рушков Д.Р., Злобин И.И., Закиров Н.Н. Температурное влияние буровых растворов на многолетнемерзлые породы // Булатовские чтения. – Краснодар, 2022. – Т. 1. – С. 444–445.
3. Иванов И.С. Исследование и разработка рецептур буровых растворов для снижения скорости процесса растепления многолетнемерзлых пород при строительстве скважин. Нефтяная смена. Энергия будущего!: Материалы VIII Всероссийской научно-практической конференции. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2022. – С. 149–150.
4. Разработка и исследование низкотоксичных базовых жидкостей инвертно-эмульсионных буровых растворов для бурения на шельфе / В.Л. Заворотный, К.А. Стародубцева, А.А. Запорожская, К.И. Запорожский, С.А. Дунвев, Д.Н. Сидоров, А.В. Балеевских // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 4 (257). – С. 22–28.
5. Третьяк А.Я., Кривошеев К.В., Полтораки М.Н. Химические реагенты для буровых растворов на водной основе при низкотемпературных условиях бурения скважин // Актуальные проблемы недропользования-2023: Материалы Международной научно-практической конференции. – Новочеркасск, 27 октября 2023. – Новочеркасск: Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, 2024. – С. 208–214.
6. Нормализация температурного режима скважин при бурении по многолетнемерзлым породам с очисткой забоя воздухом / А.Н. Дмитриев, М.Е. Будовская, И.В. Мильвит, Н.И. Леошко // Бурение и нефть. – 2023. – № S2. – С. 54–57.
7. Савинов, С. О. Обзор технико-технологических подходов предупреждения осложнений при бурении в многолетнемерзлых горных породах и льдах / С. О. Савинов // Творчество юных - шаг в успешное будущее. Арктика и её освоение : материалы IX Всероссийской научной молодежной конференции с международным участием с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина, Томск, 10–14 октября 2016 года / Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2016. – С. 220-223.
8. Petrova L.V., Petrov A.N. The technology of opening and mining sites of complex occurrence of placer deposits in permafrost conditions // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science: International Science and Technology Conference "EarthScience". – Russky Island, 10–12 December 2019. – Vol. 459. – № 4. – Ch. 3.

- Russky Island: Institute of Physics Publishing, 2020. – # 042094. DOI: 10.1088/1755-1315/459/4/042094.
9. Physicochemical properties of potential low-temperature drilling fluids for deep ice core drilling / N. Liu, H. Xu, Y. Yang, L. Wang, P. Talalay, L. Han // *Cold Regions Science and Technology*. – 2016. – Vol. 129. – P. 45–50. DOI: 10.1016/j.coldregions.2016.06.004.
 10. Vaganova N.A. Simulation of thermal stabilization of bases under engineering structures in permafrost zone // *AIP Conference Proceedings: proceedings of the 44th International conference on applications of mathematics in engineering and economics: (AMEE'18)*. – Sozopol, Bulgaria, 08–12 June 2018. Vol. 2048. – Sozopol, Bulgaria: AIP Publishing, 2018. – # 030010. DOI 10.1063/1.5082068.
 11. Prediction of permafrost changes in Northeastern China under a changing climate / Z. Wei, H. J. Jin, J.M. Zhang, S.P. Yu, R.X. He, X.L. Chang, X.J. Han, Y.J. Ji // *Science China Earth Sciences*. – 2011. – Vol. 54. – № 6. – P. 924–935. DOI: 10.1007/s11430-010-4109-6.
 12. Zhang Z.Q., Wu Q.B. Thermal hazards prediction on Qinghai-Tibet Plateau permafrost region // *Jilin Daxue Xuebao (Diqiu Kexue Ban)*. – 2012. – Vol. 42. – № 2. – P. 454–461+484.
 13. Numerical research of heat transfer processes at the drilling wells in permafrost rocks / A.V. Minakov, M.I. Pryazhnikov, E.I. Mikhienkova, A.L. Neverov, A.V. Mateev, A.V. Zhigarev, D.V. Guzei // *Journal of Physics: Conference Series: XXXV Siberian Thermophysical Seminar, STS 2019*. – Novosibirsk, 27–29 August 2019. – Vol. 1382. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012091. DOI: 10.1088/1742-6596/1382/1/012091.
 14. Kamel A.H. A novel mud formulation for drilling operations in the permafrost // *Society of Petroleum Engineers – SPE Western Regional, Pacific Section AAPG Joint Technical Conference 2013: Energy and the Environment Working Together for the Future*. – Monterey, CA, 19–25 April 2013. – P. 252–261.
 15. Третьяк А.Я., Чумаков А.А., Кривошеев К.В. Буровой раствор для бурения многолетнемерзлых горных пород // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. –2024. –Т. 335. –№9. –С. 24–30. DOI: 10.18799/24131830/2024/9/4761
 16. Афанасьев И. В. Предупреждение растепления криолитозоны при бурении скважины // *Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. Материалы VIII междунар. науч.- практ. конф. обучающихся, аспирантов и ученых: в 2 т.* – Тюмень: ТИУ, 2018. – С. 17–23.
 17. Актуальные проблемы технологии бурения скважин на месторождениях ОАО «Газпром». Часть 1 / А. И. Гриценко [и др.] // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. – 2014. – № 3. – С. 4–15.
 18. Напряженно-деформированное состояние крепи скважин в криолитозоне: учеб. пособие / В. Г. Кузнецов [и др.]. – М.: Недра, 2003. – 154 с.

19. Максимов М. С., Панишев С. В., Козлов Д. С. Лабораторные исследования прочности смерзшихся горных пород на сдвиг // Успехи современного естествознания. – 2018. – № 5. – С. 114–119. DOI: 10.17513/use.36764
20. Яковлев А. А., Турицына, Е. В., Могильников М. В. Анализ и обоснование выбора очистных агентов и технология их применения при бурении скважин в условиях многолетнемерзлых пород // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 12. – С. 22–32. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.12.3
21. Shu-qing Hao. A study to optimize drilling fluids to improve borehole stability in natural gas hydrate frozen ground // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2011. – Vol. 76, Issue 3–4. – P. 109–115. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.01.014
22. Хомик М. В., Кашкаров Н. Г., Поршевников Н. Н. Сравнительная оценка промысловых жидкостей для бурения в условиях Крайнего Севера // Бурение скважин на газовых месторождениях Западной Сибири: сб. / Под ред. П. Т. Шмыгля. – Тюмень: ЗапсибНИГНИ, 1976. – С. 79–82.
23. Солевые и тампонажные композиции на основе вторичных материальных ресурсов производства соды / В. П. Овчинников [и др.]. – М.: Недра, 2000. – 214 с.
24. Тулубаев, А. Б. Научно-технологические аспекты и перспективы применения технологии криогенного бурения скважин / А. Б. Тулубаев, Е. В. Паникаровский // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 3(141). – С. 54–62. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-3-54-62.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ПОДБОРА БУРОВОГО РАСТВОРА В ЗАДАННЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

М.О. Федоров, К.А. Шиповский

СамГТУ

город Самара, Россия

e-mail: mickeytheirish@gmail.com, shipovskika@bk.ru

Аннотация. Бурение скважин является ключевым процессом в нефтегазовой и горнодобывающей промышленности. Одним из критически важных аспектов успешного бурения является выбор подходящего бурового раствора, который обеспечивает стабильность ствола скважины, минимизирует трение и улучшает вынос шлама, а также предотвращает нежелательные взаимодействия с горной породой. В данной статье рассматривается разработка алгоритма, который автоматизирует процесс подбора бурового раствора в зависимости от горно-геологических условий.

Ключевые слова: разработка алгоритма, снижение затрат, автоматизация процесса подбора бурового раствора, оптимизация состава бурового раствора.

Выбор бурового раствора традиционно основывается на опыте специалистов и эмпирических данных. Однако такой подход может быть неэффективным в условиях, когда геологические параметры варьируются на больших глубинах или в сложных геологических структурах. Разработка алгоритма, который может учитывать множество факторов и адаптироваться к изменяющимся условиям, позволит повысить эффективность буровых операций и снизить затраты.

Описание алгоритма

Предложенный алгоритм основан на методах машинного обучения и анализа больших данных. Он включает несколько этапов: сбор данных, их предварительная обработка, моделирование и оптимизация. Алгоритм принимает на вход данные о типе породы, давлении, температуре, составе флюидов и других параметрах.

1. Сбор данных: Для разработки алгоритма используются исторические данные о бурении, включая физико-химические свойства пород и ранее использовавшиеся рецепты буровых растворов.

2. Предварительная обработка данных: На этом этапе производится очистка данных от выбросов и заполнение пропусков. Применяются методы нормализации и стандартизации для приведения данных к единому масштабу.

3. Моделирование: Алгоритм использует методы машинного обучения, такие как регрессия и кластеризация, для выявления закономерностей между горно-геологическими условиями и эффективностью различных типов буровых растворов.

4. Оптимизация: На основе полученной модели проводится оптимизация состава бурового раствора с учетом заданных условий бурения.

Для реализации алгоритма использовались языки программирования Python и R, а также библиотеки для машинного обучения, такие как Scikit-learn и TensorFlow. Обработка данных осуществлялась с помощью Pandas и NumPy.

Алгоритм был протестирован на нескольких месторождениях с различными горно-геологическими условиями. В одном из случаев использование алгоритма позволило сократить время бурения на 15% за счет оптимального выбора состава раствора, что также привело к снижению затрат на бурение.

В сравнении с традиционными методами подбора бурового раствора, предложенный алгоритм показал более высокую точность и адаптивность. Он способен учитывать изменения в реальном времени и предлагать корректировки состава раствора без участия человека.

Основные ограничения связаны с качеством исходных данных. Недостаток или низкое качество данных могут привести к снижению точности модели. Кроме того, алгоритм требует регулярного обновления и дообучения на новых данных для поддержания своей актуальности.

Полученные результаты свидетельствуют о высокой эффективности предложенного алгоритма в условиях сложной геологии. Автоматизация процесса подбора бурового раствора позволяет значительно снизить человеческий фактор и повысить безопасность операций.

Основное преимущество заключается в способности алгоритма быстро адаптироваться к изменяющимся условиям бурения и предоставлять рекомендации по оптимизации состава раствора в режиме реального времени.

Дальнейшие исследования могут быть направлены на интеграцию алгоритма с системами управления буровыми установками для автоматического регулирования параметров бурения в зависимости от текущих условий.

Вывод

Разработанный алгоритм подбора бурового раствора демонстрирует значительные преимущества перед традиционными методами, обеспечивая более высокую точность и эффективность. Его применение в промышленности может привести к снижению затрат на бурение и повышению безопасности операций. Внедрение подобных технологий является важным шагом на пути к цифровизации процессов в нефтегазовой отрасли.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Smith, J., Brown, L. (2020). Advanced Drilling Fluid Engineering. Petroleum Journal.
2. Johnson, R., Lee, M. (2019). Machine Learning Applications in Drilling Operations. Journal of Petroleum Technology.
3. Wang, X., Zhang, Y. (2021). Data-Driven Approaches to Drilling Optimization. Energy Exploration Exploitation.

ТРЕБОВАНИЯ К БУРОВОМУ РАСТВОРУ ДЛЯ БУРЕНИЯ ОДНОВРЕМЕННО ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА И СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

С.П. Спири¹, С.Н. Парфёнова²

*1 - магистрант кафедры БНГС, 2 – к.х.н., доцент кафедры БНГС
Самарский государственный технический университет г. Самара, Россия
e-mail: spirin_2001s@mail.ru ; parfenova.samgtu@yandex.ru*

Аннотация. В статье рассматриваются требования к буровому раствору для бурения продуктивного пласта и солевого комплекса на Чаядинском месторождении.

Ключевые слова: бурение скважин, буровой раствор, бурение горизонтальных скважин, бурение соленосных отложений, Плотность бурового раствора, требования к буровым растворам, выбор состава бурового раствор.

REQUIREMENTS TO DRILLING MUD FOR DRILLING PRODUCTIVE FORMATION AND SALT DEPOSITS SIMULTANEOUSLY

1- S.P. Spirin, 2 - S.N. Parfenova

1 - master's student of the BNGS department, 2 - Candidate of Chemical Sciences, associate professor of the BNGS department, Samara State Technical University, Samara, Russia

e-mail: spirin_2001s@mail.ru ; parfenova.samgtu@yandex.ru

Annotation. The article discusses the requirements for drilling mud for drilling the productive formation and salt complex at the Chayadinskoye field.

Key words: drilling wells, drilling mud, drilling horizontal wells, drilling salt deposits, drilling mud density, drilling mud requirements, selection of drilling mud composition.

На основании опыта строительства скважин, приобретенного на Чаяндинском месторождении, можно сделать вывод о существовании зон, которые отличаются несовместимыми условиями разработки. При разработке скважины в интервале со значительным солевым комплексом горных пород чтобы не допустить его размыв, применяемая технологическая промывочная жидкость должна быть соленасыщенной. При разработке высокопроницаемого пласта с малым пластовым давлением требуется буровой раствор, отличающийся минимальной плотностью. При разработке соленосных пластов, а также вскрытии продуктивного пласта необходимо использовать технологическую жидкость, минерализованную, биополимерную, безглинистую, обладающую плотностью на уровне 1180 кг/м^3 . При этом расчетные данные параметра в стандартных условиях должны соответствовать уровню $970 - 1070 \text{ кг/м}^3$. Если значение плотности раствора уменьшить до указанной величины, появляется высокий риск возникновения таких осложнений как обвалы, образования каверн и осыпей пород. Соответственно, чтобы решить задачу сохранения фильтрационно-емкостных характеристик продуктивного пласта, а также устойчивости различных пластов, таких как терригенно-солевые солевые, терригенные, нужно использовать технологическую буровую промывочную жидкость с оптимальными параметрами.

Важнейшим фактором эффективного бурения горизонтальных скважин является высокое качество и увеличенная поверхность вскрытия продуктивного пласта, способствующие росту уровня добычи полезных ископаемых [1]. При этом рецептура и, соответственно, характеристики раствора оказывают огромное влияние непосредственно на продуктивность ГС. Причина значительного роста этой зависимости состоит в том, что в данном случае увеличивается время, необходимое для вскрытия, а также во много раз увеличивается поверхность, которая служит для подачи фильтрата и твердой фракции промывочной жидкости. Также происходит увеличение плотности раствора вследствие присутствия в нем не отделенных частиц породы [2].

Продуктивность ГС в максимальной степени зависит от проницаемости пласта в призабойной зоне в районе стенок ствола. На ее снижение влияют [3]:

- уровень давления, оказываемого раствором на горную породу;
- соотношение в составе используемой в процессе бурения промывочной жидкости различных примесей, воды, глины, химических реагентов;
- используемые методы освоения и подачи флюида из горной породы скважины;
- продолжительность времени, при котором продуктивный пласт находится под противодействием столба промывочной жидкости.

К буровым растворам, используемым при разработке ГС, предъявляется ряд требований, которые заключаются в [4]:

- высокой эффективности очистки ствола от твердых частиц породы с целью недопущения возникновения прихвата бурильной колонны осевшим шламом;
- обеспечении устойчивости стенок ствола;
- поддержание коллекторских характеристик пласта;
- снижение сопротивления перемещению бурильной колонны.

Чтобы качество вскрытия продуктивного пласта находилось на высоком уровне раствор должен соответствовать ряду требований [4]:

- совместимость по минерализации и химическому составу с пластовой водой, которая предупреждает формирование нерастворимых отложений;
- минимальный уровень плотности;
- обеспечение условий для повышения качества осуществляющихся геофизических исследований;
- предотвращение набухания имеющихся в порах породы глинистых отложений;
- обеспечение соблюдения норм экологической безопасности и охраны окружающего пространства.

К требованиям, которые относятся к составу промывочных жидкостей, необходимо добавить отсутствие в нем компонентов, в значительной степени влияющих на нефте и водонасыщенность горных пород пласта. Также в технологических жидкостях не могут присутствовать вещества, которые оказывают существенное влияние на флюидонасыщенность продуктивного пласта. В то же время технологические свойства раствора должны обеспечивать эффективность разработки горизонтальной скважины [5].

Определяя состав промывочной жидкости, исходят из требования сведения к минимуму числа используемых в ней добавок, простоты и скорости подготовки раствора, что в итоге должно привести к снижению временных затрат на непроизводительные технологические операции, и, соответственно, обеспечить экономическую эффективность. Помимо этого, выбирая рецептуру раствора, нужно учитывать, что он должен минимизировать вероятность возникновения осложнений из-за ведения разработки скважины при чередующихся хрупких и пластичных глинистых отложениях с помощью использования процесса ингибирования. Также следует учесть, что при постоянной смене состава раствора при бурении различных интервалов возрастут расходы на его утилизацию.

В процессе работы скважины с пластом с высокопроницаемыми коллекторными свойствами возможно восстановление его проницаемости благодаря очистке призабойного пространства. Если проницаемость месторождения находится на слабом или среднем уровне, обычные методы не приводят к вышеописанному эффекту. Поэтому, чтобы предотвратить загрязнение околоскваженного пространства при вскрытии продуктивного пласта крайне важно правильно подобрать рецептуру бурового раствора, способного не допустить при репрессии попадания в пласт фильтрата [6].

Заключение

Опыт бурения скважин на Чаядинском месторождении показывает, что наличие зон с несовместимыми условиями бурения требует тщательного подбора и использования буровых растворов. Для предотвращения размыва солей при бурении интервалов с мощным солевым комплексом необходимо применять

соленасыщенные буровые растворы. В то же время, для бурения интервала подсолевого комплекса и первичного вскрытия продуктивного пласта, характеризующихся высокой проницаемостью и низким пластовым давлением, требуются растворы низкой плотности. Таким образом, выбор оптимального бурового раствора играет ключевую роль в успешном бурении скважин на Чайдинском месторождении, обеспечивая стабильность терригенных, солевых и терригенно-солевых пород, а также сохранение фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сердобинцев Ю. П., Шмелев В. А., Антошкин П. Н., Сухарьков А. И. Интенсификация притока нефти при разработке месторождений горизонтальными скважинами // Деловой журнал Neftegaz.RU, № 6 (42), 2015. С. 20-23.
2. Бабаян Э. В. Заключительные работы при строительстве продуктивной скважины: учебное пособие. Москва ; Вологда: Инфра-Инженерия, 2022. 352 с.
3. Шаманов С. А. Бурение и заканчивание горизонтальных скважин. — М. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. 190 с.
4. Балугев А. А., Семенов А. Ф. Вскрытие продуктивных пластов: учебное пособие. Тюмень: ТИУ, 2016. 80 с.
5. Казаков Д. А., Боровкова И. С., Некрасова И. Л., Хвошин П. А., Гаршина О. В., Окроелидзе Г. В., Саегаев А. Д., Полетаев А. Н., Останкова Ю. Г., Бураков С. А., Якупов И. Р. Буровой раствор на углеводородной основе Патент на изобретение RU 2753340 С2, 13.08.2021. Заявка № 2019136273 от 11.11.2019. С. 9.
6. Нуцкова М. В., Сидоров Д. А., Тсиклону Д. Э., Сергеев Г. М., Васильев Н. И. Исследования буровых растворов на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело, Т. 19, № 2, 2019. С. 138-149

АСПЕКТЫ ВЫБОРА РЕЦЕПТУР БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Д.А. Хуторсков¹, М.Е. Коваль²

*1 - магистрант кафедры БНГС, 2 – к.т.н., доцент кафедры БНГС
Самарский государственный технический университет г. Самара, Россия
e-mail: dani1-0@mail.ru ; kovalmxm81@yandex.ru*

Аннотация. В статье рассматриваются основные аспекты выбора рецептур буровых растворов в зависимости от условий бурения. Особое внимание уделяется требованиям к буровым растворам.

Ключевые слова: буровой раствор, удержание шлама, стабильность стенок скважины, предотвращение растворения, набухание горных пород, гидростатическое давление, горизонтальные скважины, газообразные полезные ископаемые, жидкие

полезные ископаемые, проницаемые пласты, устойчивость горных пород, лабораторные исследования, экономические аспекты, экологические аспекты.

ASPECTS OF CHOOSING DRILLING FLUID RECIPES

1 - D.A. Khutorskov, 2 - M.E. Koval

1 - master's student of the BNGS department, 2 - candidate of technical sciences, associate professor of the BNGS department, Samara State Technical University, Samara, Russia

e-mail: dani1-0@mail.ru ; kovalmxm81@yandex.ru

Annotation. The article examines the main aspects of choosing drilling fluid formulations depending on drilling conditions. Particular attention is paid to the requirements for drilling fluids.

Key words: drilling fluid, cuttings retention, borehole stability, dissolution prevention, rock swelling, hydrostatic pressure, horizontal wells, gaseous minerals, liquid minerals, permeable formations, rock stability, laboratory studies, economic aspects, environmental aspects.

Одним из ключевых этапов разработки скважин является определение наиболее эффективной рецептуры буровой технологической жидкости. Данные растворы используются для выполнения целого ряда задач, в том числе удержания твердых частиц выбуренной породы, стабилизации стенок ствола, недопущения диспергирования горных пород, поддержания требуемого гидростатического давления и др. Выбор рецептуры промывочной жидкости определяется условиями, в которых производится разработка скважины. Рассмотрим аспекты, влияющие на выбор оптимального состава раствора.

В процессе разработки скважин для добычи нефти и газа на определение рецептуры и, соответственно, характеристик буровой технологической жидкости и газовых агентов, которые постоянно принудительно циркулируют в скважине, необходимо обратить самое пристальное внимание. Буровые растворы, промывочные технологические жидкости должны обеспечивать выполнение следующих функций:

- обеспечивать требуемый выход керна в слабосцементированных пластах;
- по завершению циркуляции поддерживать отходы, образующиеся в процессе разработки скважины в взвешенном состоянии;
- обеспечивать закупоривание образующихся трещин, а также участков с минимальной пластовой энергией;
- при осуществлении бурения предупреждать диспергирование пород;
- поддерживать гидростатическое давление до величины, которая потребуется, чтобы уравновесить воздействие пластового давления;
- в случае работы в рыхлых породах осуществлять тампонаж стенок ствола.

При определении состава и свойств раствора следует учитывать целый ряд аспектов:

- результаты, полученные опытным путем, при реализации проектов по разработкам скважин в условиях, подобных имеющимся;
- присутствие и концентрация пластов с высокой проницаемостью;
- параметры аномальных значений повышенных и пониженных давлений, что оказывает непосредственное влияние на требуемую плотность промывочной

жидкости;

- насколько устойчивы породы в каждом конкретном случае к используемым в составе промывочной жидкости фильтрам;
- требуемый уровень стабилизации стенок ствола разрабатываемой скважины;
- особые характеристики пород с точки зрения литологии (глинистые, хемогенные и т.д.);
- химические свойства и состав разрабатываемых пород;
- оптимальная рецептура также зависит от гидрогеологического фактора.

При разработке горизонтально направленных газовых и нефтяных скважин широко применяются технологические промывочные жидкости на основе углеводородов. К их достоинствам можно отнести высокие смазочные характеристики, а также стабильность химического состава [1].

В процессе разработки скважин с глинистыми или хемогенными пластами следует обратить особое внимание на коллекторские характеристики и устойчивость пород. В подобных условиях на первый план выходит требование обеспечения стабильности стенок ствола и в соответствии с этим выбираются параметры бурового раствора [2].

В случае чередования пластов с различными свойствами, таких как терригенные, хемогенные, гипсоангидритовые необходимо выбирать состав бурового раствора по результатам проведения лабораторных исследований [3].

Кроме того, определяя состав технологической промывочной жидкости, необходимо учесть следующие факторы: вероятность осыпания глинистых пород, параметры забойной температуры, давления, стоимость компонентов, экологические требования.

Заключение

В число ключевых этапов строительства скважин входит выбор эффективного состава бурового раствора. Данные технологические жидкости необходимы для осуществления целого ряда функций, таких как стабилизация ствола, удержание твердых остатков породы, сохранение оптимального гидростатического давления, предупреждение набухания и растворения пласта.

Определение рецептуры промывочной жидкости зависит от условий разработки скважин, от полученного ранее опыта работы в подобных условиях, от уровня давления пластового, а также гидравлического разрыва, от проницаемости, толщины, устойчивости, химического состава пластов и пород, факторов гидрогеологического и литологического характера.

В процессе строительства горизонтально направленных скважин нашли широкое применение углеводородные растворы, отличающиеся высокими смазывающими способностями, стабильностью характеристик, состава. В случае бурения глинистых и хемогенных пластов буровые технологические жидкости должны обеспечивать стабильность стенок ствола.

Также при определении состава раствора необходимо учесть факторы экономики и экологии: стоимость составляющих компонентов, снижение вероятности осыпания пород, температура и давление в забое, защита природы.

При использовании бурового раствора с правильно подобранной рецептурой обеспечиваются благоприятные условия, безопасность и эффективность разработки скважины, при этом вероятность возникновения осложнений сводится к минимуму.

ЛИТЕРАТУРА

1. Крысин Н. И., Крапивина Т. Н. Повышение скоростей бурения и дебитов нефтегазовых скважин. Разработка и совершенствование составов буровых растворов, технологий и технических средств первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов: Монография. Инфра-Инженерия, 2018. 340 с.
2. Зозуля В. П., Зозуля Н. Е., Магруппов А. М. Промывка скважин. Учебное пособие. Ташкент: Филиал НИУ нефти и газа имени И.М. Губкина в городе Ташкенте, 2021. 621 с.
3. Каменских С. В. Строительство скважин в высокопроницаемых пластах и условиях сероводородной агрессии : монография. Москва ; Вологда: Инфра-Инженерия, 2023. 112 с.

ВЛИЯНИЕ CO₂ НА ЦЕМЕНТНЫЙ КАМЕНЬ

А.С. Сусоев, В.А. Капитонов, к.т.н.

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия

E-mail: neo-phis@mail.ru

Аннотация. Ввиду ежегодного роста выбросов углекислого газа, одним из методов его утилизации является закачка в нефтяные пласты для увеличения нефтеотдачи. Данная технология кроме положительного эффекта, ввиду повышенной коррозионной активности при наличии жидких фаз, будет влиять на структуру цементного камня, приводя к образованию микротрещин, что в свою очередь будут способствовать коррозии осадных труб. В связи с этим возникла необходимость изучения мирового опыта применения CO₂.

Ключевые слова: углекислотная агрессия, заколонные перетоки, цементный камень, закачка CO₂, лабораторные исследования деградации цементного камня, прогнозирование заколонных перетоков

EFFECT OF CO₂ ON CEMENT STONE

A.S. Susoev, V.A. Kapitonov, Ph.

FGBOU VO "SamSTU", Samara, Russia

E-mail: neo-phis@mail.ru

Annotation. In view of the annual growth of carbon dioxide emissions, one of the methods of its utilization is injection into oil reservoirs to increase oil recovery. This technology besides positive effect, due to increased corrosive activity in the presence of liquid phases, will affect the structure of cement stone, leading to the formation of microcracks, which in turn will contribute to the corrosion of sedimentary pipes. In this connection, it became necessary to study the world experience of CO₂ application.

Keywords: carbon dioxide aggression, backhole overflows, cement stone, CO₂ injection, laboratory studies of cement stone degradation, prediction of backhole overflows.

1. Средний запад Северной Америки

Начнём с рассмотрения опыта добычи CO_2 из природного пласта, описанного в публикации [1]. Особенности эксплуатации скважины являлись:

а) Воздействие CO_2 продолжалось на протяжении всей эксплуатации скважины.

б) Скважина эксплуатировала гранулярный пласт, воды которого, в отличие от карбонатного пласта, содержали меньшее количество CO_2 , что снижало агрессивность воздействия на цементный камень.

Рассматриваемую скважину эксплуатировали в течении 30 лет. Особенностью конструкции являлось применение труб марки K-55, цементирование колонн было выполнено на портландцементе Class H (50% летучей золы, 3% бентонита) удельный вес цемента $1,71 \text{ г/см}^3$. Эксплуатационная колонна имела пластиковое покрытие, что предотвратило коррозию труб. Скважину пробурили в 1976 г. Добыча началось с 1985 г., т. о. продолжительность активной эксплуатации составила 21 год.

Анализ влияния CO_2 , выполненный по отобраным пробам цементного камня показал, что он в интервале эксплуатационного пласта практически полностью превратился в карбонат кальция. Образцы, отобранные из верхней части башмака, в меньшей мере подверглись влиянию CO_2 . Причиной таких изменений цементного камня стала миграция углекислого газа вдоль обсадной колонны. Ухудшение сцепления цементного камня с обсадной колонной не выявлено.

Результаты данного исследования показали, что в условиях воздействия CO_2 в пластовых условиях на цементный камень наблюдается ухудшение его качества без потери сцепления с обсадной колонной и минимальной коррозией металла.

2. Западная часть Канады

Опыт закачки углекислого газа в нагнетательные скважины рассмотрен в публикации [2]. Закачка применялась для повышения нефтеотдачи с 1981 г. К 2009 г. общее количество скважин, в которых выполнялась закачка CO_2 на 7 участках, насчитывало 31. В процессе работы столкнулись с наличием заколонных перетоков, нарушением герметичности обсадных колонн, НКТ и пакеров. Данные осложнения привели к снижению качества цементного камня большинства скважин.

В публикации [2] также приводится информация о единичном случае о закачки кислого газа в Британской Колумбии, при которой возникло повреждение 178-мм обсадной колонны и разрушение 114-мм НКТ. Причиной послужила закачка холодного кислого газа ($-10 \text{ }^\circ\text{C}$ до $-20 \text{ }^\circ\text{C}$) в течении двух лет. Вода в кольцевом пространстве замерзла, что привело к образованию льда, последующему расширению и разрушению колонны. Данный опыт показал, что следует учитывать температуру закачиваемого агента и при необходимости выполнять его предварительный подогрев перед закачкой в эксплуатируемый пласт.

3. Западный Техас, США

В информационном источнике [3] рассмотрены результаты анализа цементного камня, отобранного из скважин после 30-летней закачки CO_2 с применением установки SACROC, расположенной в Западном Техасе. Образцы керн, включали обсадную колонну, цементный камень и сланцевую породу.

Результаты исследований показали, что цементный камень имел проницаемость для воздуха в диапазоне десятых долей миллиарда и, таким

образом, сохранял способность предотвращать значительный приток CO_2 . Тем не менее, были обнаружены признаки миграции CO_2 как по границам обсадной колонны и цементного камня, так и по границам цементный камень-сланец. Рядом с обсадной колонной находится карбонатный слой толщиной (0,1 – 0,3) см. CO_2 , образовавший этот слой, мог подняться по стенке обсадной колонны, проникнуть через резьбу обсадной колонны или в местах её коррозии. Цементный камень на контакте со сланцем был сильно карбонизирован на толщину (0,1 – 1) см до появления кальцита, арагонита, ватерита и аморфного алюмокремнеземистого остатка и приобрел характерный оранжевый цвет. CO_2 , вызвавший эту реакцию, проникал в результате миграции вдоль границы цементный камень-сланцевая порода по фильтрационной корке. Т.о. герметичность контактов «обсадная колонна-цементный камень» и «цементный камень-сланцевая порода» является наиболее значимым фактором по скважинам, применяемым для закачки CO_2 . Также следует отметить, что портландцемент, применяемый для герметизации стволов скважин, легко вступает в реакцию с CO_2 . Следовательно перечисленные факторы требуют учёта при разработке тамонажных составов для обеспечения герметичности цементного камня на протяжении всего периода эксплуатации скважины.

Как известно, воздействие CO_2 на цемент носит разнообразных характер и сильно зависит от степени карбонизации. Умеренная степень карбонизации может благоприятно сказаться на пористости, проницаемости и прочности цемента; сильная карбонизация может привести к потере структурной целостности цементного камня. В настоящее время вопрос прогнозирования свойств цементного камня в пластовых условиях остаётся открытым. Это связано в наличии большого разброса результатов экспериментальных исследований долговечности цементного камня в скважинной среде.

Имеющийся опыт заводнения CO_2 для повышения нефтеотдачи пластов дал возможность проанализировать среднесрочные (десятилетия) изменение свойств естественных и искусственных барьеров для миграции CO_2 . Изучение влияния воздействия CO_2 на цементный камень выполнено по образцам, отобраным из скважин, применяемых для непрерывной закачки CO_2 , на установке SACROC, расположенной в Пермском бассейне Западного Техаса. Операции по заводнению CO_2 на SACROC начались в 1972 году. С тех пор было закачено 68 миллионов метрических тонн CO_2 из которых было извлечено 38% закачанного CO_2 , который направили для повторной закачки. Тридцать миллионов тонн поглощенного CO_2 стало антропогенным воздействием, сделавшим проект SACROC по закачке CO_2 крупнейшим в мире.

Газовое месторождение Валь-Верде на котором работал блок SACROC является известняковым рифом пенсильванского возраста (формации Cisco и Canyon), а шапку образуют сланцы Wolfcamp. Продуктивный пласт находится на глубине около 2100 м, его толщина составляет в среднем 240 м, а температура и давление – 54 °С и 18 МПа. Продуктивные зоны в известняковом коллекторе имеют проницаемость в диапазоне (10 – 100) мД и пористость около 10%, хотя они чередуются с непродуктивными зонами с проницаемостью в диапазоне мД и пористостью <2%.

Другие исследования проведены на скважине 49-6, расположенной в северной части пласта. Скважина была пробурена в 1950 году до глубины 2131 м с контактом сланцево-известнякового коллектора на отметке 2000 м. Добавки в буровой раствор

менялись с глубиной и включали Aquagel (Na-монтмориллонит), но с (1967 – 2000) м включали только Таппех (танин) и каустическую соду (NaOH). Две секции обсадных труб были спущены на общую глубину и отдельно зацементированы портландцементом без добавок, наиболее вероятно, это типичный тип I, эквивалентный цементу API типа А. На первом этапе с глубины 534 м на поверхность был закачан гель (предположительно бентонит) плотностью 1678 кг/м³. Второй этап цементирования проводился на всю глубину и, по-видимому, представлял собой чистый портландцемент (добавки не указаны) плотностью 1857 кг/м³. После цементирования продуктивная зона была перфорирована в 15 интервалах (самый верхний находился на расстоянии от 2004 до 2009 м), после чего скважина подвергнута кислотной обработке с использованием 477 000 л HCl. Закачку CO₂ начали в 1975 году, в последующие годы скважину на 10 лет перевели в добывающий фонд (работа с относительно низким давлением), затем и в течение 7 лет скважина работала нагнетательной (относительно высокое давление). Всего через скважину закачали 110 000 тонн CO₂.

Самое основное наблюдение по керну SACROC заключается в том, что в скважине 49-6 портландцемент сохранился и сохранил свою структурную целостность после 30 лет пребывания в среде CO₂. Хотя проницаемость цемента, определенная методом воздушной проницаемости, выше, чем у обычного портландцемента, она все же обеспечивает защиту от значительного перемещения CO₂ через цементную структуру. Извлечение образца на высоте всего 3-4 м над контактом с пластом позволило констатировать, что большая часть цемента потеряла свои свойства.

Для улучшения понимания протекающих процессов и разработки модели деградации цемента, было проведено численное моделирование взаимодействия CO₂ и цементного камня с помощью программы FLOTRAN. Концептуальная модель, в соответствии с предыдущими суждениями, заключалась в том, что насыщенный CO₂ рассол проникает вверх по границе раздела цементный камень-сланец.

Как результат, портландцемент, извлеченный из 55-летней скважины с 30-летним воздействием CO₂, показал признаки воздействия CO₂ в виде карбонатного слоя на границе обсадной колонны и сильно карбонизированного, оранжевого цвета цемента рядом со сланцевой породой. Однако структурная целостность извлеченного цементного керна, петрографические наблюдения, данные воздушного пермеаметра и каротажа цементного сцепления указывают на то, что цемент сохранил свою способность предотвращать значительный перенос жидкости через цемент.

4. Лабораторные исследования взаимодействия CO₂ с цементным камнем и породой

Особый интерес представляет влияние CO₂ в пластовых условиях на цементный камень скважин, поскольку реакция сверхкритического CO₂ и/или насыщенной CO₂ пластовой воды с цементным камнем скважин может привести к деградации цемента. Эта проблема была подтверждена ранними лабораторными экспериментами, проведенными с целью выяснения долговечности цементов для скважин, используемых при закачке CO₂. Недавно лабораторные исследования по данной тематике были возобновлены в большем объеме. Быстрая деградация наблюдалась в образцах цемента, подвергавшихся непрерывной промывке рассолом, насыщенным CO₂. Однако в других экспериментальных условиях были получены гораздо более медленные скорости карбонизации, соответствующие результатам,

полученным при анализе цементных кернов, извлеченных из скважины в Техасе, которая подвергалась воздействию CO_2 в течение 30 лет, и из другой 30-летней эксплуатационной скважины в природном резервуаре CO_2 в Колорадо. Эти работы свидетельствуют о том, что цементный камень на основе портландцемента в скважине, если она правильно закончена, способен предотвращать значительную заколонную миграцию CO_2 в течение длительного периода времени.

Портландцементный клинкер состоит в основном из четырех основных фаз: трикальцийсиликата (Ca_3SiO_5 или C_3S в сокращённом описании), дикальцийсиликата (Ca_2SiO_4 или C_2S), трикальцийалюмината ($\text{Ca}_3\text{Al}_2\text{O}_6$ или C_3A) и тетракальцийалюминоферрита ($\text{Ca}_4\text{Al}_2\text{Fe}_2\text{O}_{10}$ или C_4AF). Гипс обычно добавляют во время помола клинкера для получения портландцемента.

В данном исследовании рассмотрены как механические, так и химические процессы, которые могут приводить к нарушению целостности скважины, что в первую очередь связано с цементным камнем. В ликвидированных скважинах возможно возникновение заколонных перетоков в кольцевом пространстве, вдоль обсадной колонны и через фильтрационную корку на границе между цементным камнем и породами пластов, цементным камнем и обсадной колонной, обсадной колонной и фильтрационной коркой. По телу цементного камня флюид может мигрировать либо по трещинам, либо в порах.

5. Моделирование воздействия CO_2

Деградация цементного камня при воздействии на него углекислого газа происходит благодаря химическим и механическим реакциям. Моделируя данные реакции следует учитывать три стадии:

1. Растворение первичных минералов.
2. Осаждение карбонатов.
3. Повторное растворение карбонатов.

Реакции 1-2 отражают наиболее важную часть всего процесса, они и приводят к снижению пористости породы и ухудшению механических свойств. Однако по мере снижения растворения первичных минералов и перехода от стадии 2 к 3, пористость увеличивается, из-за чего повышается механическая жесткость. Предугадать начало миграции CO_2 при несоответствии старых скважин современным стандартам, будет давать много ошибок, так как возможных причин возникновения заколонных перетоков может быть много, в соответствии с этим, попытки проведения численного моделирования перетоков CO_2 не увенчались успехом. Но используя методику моделирования, описанную в [5], можно использовать интегрированный трёхмерный симулятор пласта, включающий потоки флюидов, геомеханику и геохимию для изучения количественных аспектов деградации цемента вблизи скважин с воздействием CO_2 , в том числе растворение и изменения пористости и проницаемости цементов. Для моделирования подходит интегрированный трёхмерный симулятор пласта, который включает в себя многофазные потоки, геомеханику и геохимию (Multifrac-3D-GC). Подробное описание управляющих уравнений можно найти в предыдущей работе авторов за 2023 год. Авторами отмечена необходимость продолжения исследований для совместного прогнозирования изменения химических и механических свойств с применением разработанного ими подхода.

6. Применение полимеров в тампонажных составах для скважин с высоким содержанием CO₂

Уникальные характеристики портландцемента с точки зрения свойств, доступности и стоимости не позволяют полностью заменить его во многих случаях. Однако существуют ограничения в отношении свойств портландцемента в долгосрочной перспективе из-за его термодинамической нестабильности в пластовых условиях. Также известно отрицательное влияние на портландцемент сульфат-ионов, кислот, ионов магния и морской воды. Несмотря на воздействие химически агрессивных сред, цемент продолжает широко использоваться. В таких ситуациях два подхода доказали свою эффективность в минимизации химической деградации цемента: снижение проницаемости и включение инертных материалов.

По ряду критериев полимеры являются наиболее перспективным материалом для модификации тампонажных составов. Так в лаборатории были приготовлены полимерные тампонажные составы плотностью 1,8 г/см³ и исследованы свойства полученных образцов до и после воздействия агрессивной среды с CO₂. Результаты 4-, 10- и 24-недельного воздействия на составы с полимерами сравнивались с образцами цемента G плотностью 1,8 г/см³ и шлакопортландцемента в тех же условиях. Полимеры продемонстрировали более высокую стабильность по сравнению с цементом G и шлаковыми цементами в кислых условиях.

Выводы

Выполненный анализ мирового опыта по оценке влияния CO₂ на цементный камень показал наличие химических и механических изменений, которые могут становиться причиной заколонных перетоков и приводить к нарушению герметичности обсадных колонн. К осложняющим причинам деградации цементного камня относится наличие сульфат-ионов, ионов магния и других факторов. Вместе с тем не во всех скважинах, подвергавшихся воздействию CO₂ на протяжении продолжительного времени, наблюдалось возникновение заколонных перетоков, что усложняет прогнозирование их возникновения.

Результаты исследований образцов, высверленных на различном удалении от перфорационных отверстий, которые включали обсадную колонну, цементный камень и горную породу, получено заключение, что происходит трансформация цементного камня в кальцит, арагонит, ватерит и аморфный алюмокремнеземистый остаток на толщину (0,1 – 1) см на границах горная порода – цементный камень (что связано с проникновением CO₂ в полости, сформированные фильтрационной коркой) и на толщину (0,1 – 0,3) см между цементным камнем и обсадной колонной.

В связи с невозможностью полного отказа от применения портландцемента используют тампонажные добавки для снижения проницаемости цементного камня и инертные материалы. Имеются положительные результаты исследований составов портландцемента с полимерными добавками.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Walter Crow et al. Wellbore integrity analysis of a natural CO₂ producer / International Journal of Greenhouse Gas Control, Volume 4, Issue 2, 2010, Pages 186-197, ISSN 1750-5836, <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.10.010>. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583609001315>).

2. Stefan Bachu, Theresa L. Watson, Review of failures for wells used for CO₂ and acid gas injection in Alberta / Canada, Energy Procedia, Volume 1, Issue 1, 2009, Pages 3531-3537, ISSN 1876-6102, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.146>. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610209007899>).
3. J. William Carey, et al. Analysis and performance of oil well cement with 30 years of CO₂ exposure from the SACROC Unit, West Texas, USA / International Journal of Greenhouse Gas Control, Volume 1, Issue 1, 2007, Pages 75-85, ISSN 1750-5836, [https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(06\)00004-1](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(06)00004-1). (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583606000041>).
4. Min Zhang, Stefan Bachu, Review of integrity of existing wells in relation to CO₂ geological storage: What do we know? / International Journal of Greenhouse Gas Control, Volume 5, Issue 4, 2011, Pages 826-840, ISSN 1750-5836, <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2010.11.006>. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583610001726>).
5. Mura, Miki, and Mukul M. Sharma. "Mechanisms of Degradation of Cement in CO₂ Injection Wells: Maintaining the Integrity of CO₂ Seals." Paper presented at the SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, February 2024. doi: <https://doi.org/10.2118/217872-MS>.
6. Razak, Ahmad Amirhilmil A, Sazali, Yon Azwa, Zulkarnain, Nurul Nazmin, Rahman, Siti Humairah A, Amir, Muhammad Syafeeq Ebining, Habarudin, M Firdaus, Riyanto, Latief, Hamid, Afif Izwan A, Medvedev, Anatoly, and Andrey Yakovlev. "Performance Assessment of Enhanced Geopolymer Cement Technology for CO₂-Rich Well." Paper presented at the SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, October 2023. doi: <https://doi.org/10.2118/215358-MS>

УДК 666.942.4/7

ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗГИБНОЙ ПРОЧНОСТИ СУЛЬФАТОСТОЙКИХ ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ

Ф.Ф. Ибрагимов¹, Б.В. Каргин²

1 – магистрант кафедры БНГС, 2 – к.т.н., доцент кафедры БНГС
Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: dr.bleff5565@gmail.com, kargin163@gmail.com

Аннотация: Коррозионная стойкость цементного камня вносит основной вклад в сохранение герметичности обсадных колонн скважин при их длительной эксплуатации в условиях воздействия агрессивных компонентов, содержащихся в пластовых флюидах. Сульфаты, сероводород, углекислый газ, хлориды, а также ряд других компонентов, могут образовывать соединения, обладающие химической агрессией по отношению к цементному камню крепи обсадной колонны. Причем, проблематика влияния такой агрессии состоит в растянутом во времени характере разрушения цемента, в связи с чем, первые признаки возникновения дефектов крепи скважины могут проявляться через многие годы, следовательно, проводимая в рамках проверки качества строительства скважины цементометрия просто не

позволяет выявлять подобные дефекты своевременно. В этой связи актуальность приобретают вопросы повышения коррозионной стойкости тампонажных составов с целью обеспечения эксплуатационной надежности конструкции скважины в течение длительного периода. Настоящая статья посвящена анализу результатов лабораторных исследований влияния компонентного состава тампонажной смеси на изгибную прочность цементного камня, созревающего в условиях сульфатной агрессии.

Ключевые слова: изгиб, ингибитор, испытание, сероводород, скважина, цементный камень, эксперимент.

В настоящее время использование обсадных колонн является наиболее востребованным способом изоляции интервалов несовместимых условий бурения, а также осложненных интервалов, для обеспечения безаварийной проводки скважины и её последующей эксплуатации. Важную роль в качественном обсаживании скважины играют тампонажные цементные растворы, служащие для закрепления обсадных колонн в стволе скважины и формирования герметичной цементной оболочки, предотвращающей возникновение заколонных перетоков и давлений. Однако, для надежного и герметичного крепления скважины, должны быть обеспечены определенные условия отверждения цементного камня, что не всегда удается достичь по целому ряду причин. В частности, в условиях высокого содержания сульфатов в составе пластовых флюидов, при их контакте с цементным камнем как в процессе отверждения, так и после него, могут образовываться продукты их обменной реакции с гидроксидом кальция – кристаллы двуводного гипса. Рост данных кристаллов связан с развитием в структуре цементного камня давлений, при водящих к постепенному разрушению его структурных связей, развитию микротрещин, как итог – сульфатному растрескиванию [1-3].

Подобное явление, называемое сульфатной коррозией цементного камня, постепенно приводит к повышению его проницаемости, что способствует снижению герметичности цементной крепи и последующему разрушению тела обсадной колонны. Решение указанной проблемы отчасти может быть достигнуто посредством введения в исходный состав добавок, способствующих нивелированию негативных эффектов, сопровождающих протекание сульфатной коррозии цементного камня. Одна из ключевых проблем борьбы с сульфатной коррозией цементного камня посредством модификации тампонажного раствора состоит в подборе компонентного состава, способствующего достижению оптимального соотношения технико-экономических характеристик раствора. Следовательно, для модификации тампонажного раствора целесообразно использовать добавки, обладающие высокой доступностью и относительно малой стоимостью.

Так, при обращении к литературным источникам, в качестве наиболее перспективных модификаторов позволяет выделить сочетание укрепляющих добавок типа этилсиликата и нитрилотриметилфосфоновой кислоты (НТФ) с сульфатостойким портландцементом. Этилсиликат представляет собой добавку в виде 40,0% раствора оксида кремния. При введении данной добавки в раствор она оказывает выраженные гидрофобизирующие свойства и играет роль пластификатора, способствующего более равномерному распределению молекул воды в структуре цементного раствора. Цементный камень, полученный при отверждении раствора, модифицированного данной добавкой, обладает низкой водопроницаемостью,

повышенной термической и химической стойкостью. В то же время, данная добавка накладывает высокие требования к подбору концентрации, так как она оказывает непосредственное влияние на механическую прочность цементного камня. НТФ при введении в тампонажный раствор оказывает умеренные водопонижительные свойства, а также подавляет кинетику образования гидросиликатов кальция, отвечающих за раннюю прочность цементного камня. За счет последнего, введение НТФ способствует увеличению прочности связей в структуре затвердевшего цементного камня, а также несколько уменьшает его пористость, что положительно сказывается на его химической устойчивости [3-7]

Целью проведения настоящего исследования выступала оценка влияния указанных добавок на изгибную прочность цементного камня, отверждаемого и выдерживаемого в условиях сульфатной агрессии. Исследование проводилось на двух группах образцов цементного камня, полученных с использованием обычного портландцемента типа ПЦТ-I-100 ГОСТ 1581-2019 и сульфатостойкого типа ПЦТ-I-100-СС ГОСТ 1581-2019, приготовление и оценка технологических свойств тампонажных растворов производилась в соответствии с требованиями [8]. В качестве материально-технической базы для проведения испытаний выступала главная технологическая лаборатория АО «Ямалпромгеофизика». Испытания на прочность при изгибе проводились на балочных образцах цементного камня с возрастом 1 и 3 месяца по схеме трехточечного изгиба с получением разрыва по нормальным сечениям по второй трети балки, в соответствии с методикой, приведенной в [9]. Схема проведения испытаний приведена на рисунке 1.

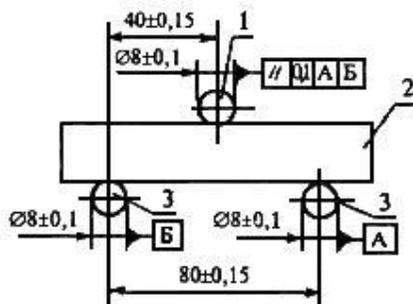


Рисунок 1. Схема опирания и нагружения образцов цементного камня при испытаниях на изгибную прочность [9]: 1 - нагрузочный элемент, 2 - образец-балочка, 3 – опора

Ввиду того, что в реальных условиях, коррозия цементного камня может происходить в течение достаточно длительного периода времени, для получения балочных образцов цементного камня, формировались условия, способствующие форсированию протекания химических реакций взаимодействия цементного камня с пластовыми флюидами. С этой целью была разработана и реализована специальная технология изготовления и созревания цементного камня. На первом этапе, выполнялось изготовление тампонажного раствора в соответствии с классической технологией и принятой рецептурой, затем, полученная смесь заливалась в специально изготовленную прямоугольную форму (с размерами, соответствующими размеру испытываемых образцов-балок) из пластика, в стенках которой выполнена сквозная лазерная перфорация отверстиями диаметром 0,4 мм и шагом в 1,5 мм (подобрано опытным путем исходя из соображений сохранения устойчивости формы).

Затем, форма с залитым тампонажным составом помещалась для выдержки в подогретый до $75,0\text{ }^{\circ}\text{C}$ водный раствор сульфата магния, приготовляемого из расчета достижения концентрации SO_4^{2-} в $1000,0\text{ мг/дм}^3$ и выдерживалась в трех суток для обеспечения достижения первичного отверждения цементного камня. После, сформировавшийся цементный камень аккуратно извлекался из формы и помещался в свежий сульфатный раствор, где продолжалась его дальнейшая выдержка до достижения требуемого времени экспозиции, принятого равным 1 и 3 месяцам экспозиции соответственно. Для поддержания «агрессивности» среды, сульфатный раствор подлежал периодической замене с частотой не менее одного раза в трое суток в первый месяц выдержки и не менее одного раза в неделю в последующие с периодическим помешиванием среды. Для всех вариантов созревания, температура раствора выдерживалась на уровне $75,0\text{ }^{\circ}\text{C}$ посредством трубчатого нагревателя с электронным терморегулятором, помещенным в емкость с раствором.

По завершению выдержки, соответствующая серия образцов подвергалась испытаниям на изгиб, с размером испытываемой выборки в 3 образца, для получения достоверных результатов. В качестве итогового значения изгибной прочности цементного камня принималось среднеарифметическое значение, полученное по результатам испытания трех образцов. Концентрация модифицирующих добавок принималась на основе анализа рекомендаций, представленных в литературных источниках и варьировалась в диапазоне $1,0\div 2,5\%$ от массы сухого вещества для этилсиликата-40 (с шагом дискретизации в $0,5\%$) и $0,05\div 0,2\%$ для НТФ (с шагом дискретизации $0,05\%$) соответственно.

По итогам проведенной серии экспериментов, были получены зависимости изгибной прочности цементного камня от концентрации модифицирующих добавок и периода выдержки, вид которых представлен на рисунках 2 и 3.

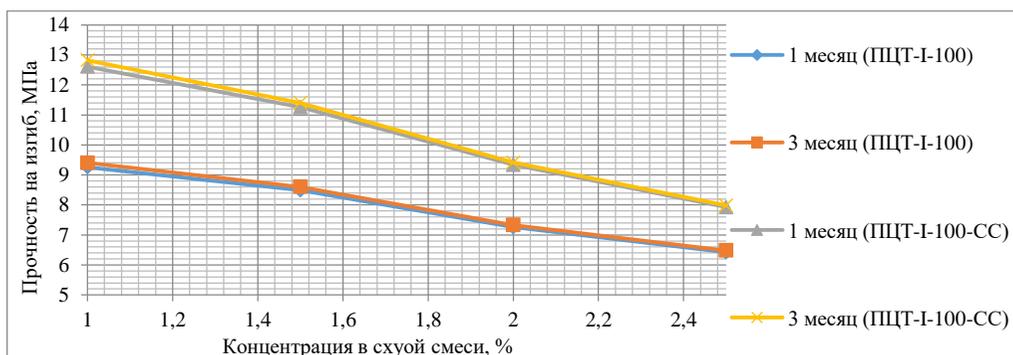


Рисунок 2. Зависимость изгибной прочности образцов цементного камня от времени выдержки в агрессивной среде и от концентрации этилсиликата

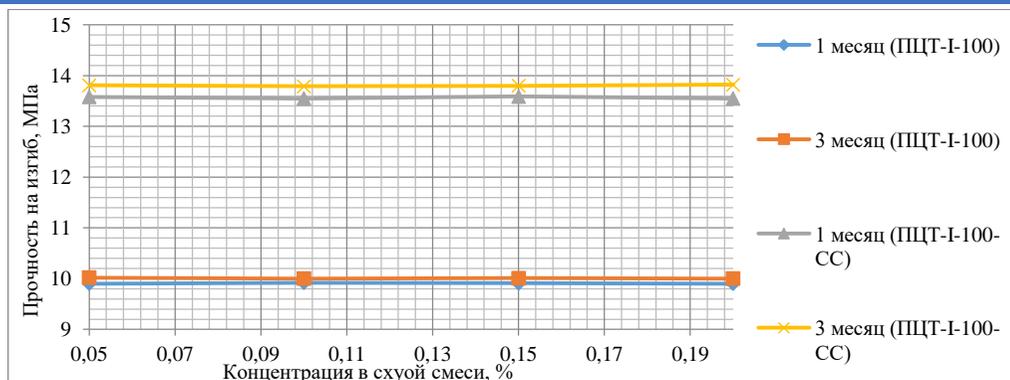


Рисунок 3. Зависимость изгибной прочности образцов цементного камня от времени выдержки в агрессивной среде и от концентрации НТФ

Анализ полученных графиков позволяет установить, что наибольшее влияние на прочностные характеристики цементного камня оказывает именно тип тампонажного раствора, так, наиболее высокую прочность в рамках всего периода экспозиции обеспечивают растворы на основе сульфатостойкого цемента. Этилсиликат в рамках рассматриваемых концентраций, в сравнении с НТФ, оказывает отрицательное воздействие на изгибную прочность цементного камня, выраженное в снижении последней по мере увеличения концентрации этилсиликата. Однако, также можно увидеть, что в рамках экспозиции, составляющей 3 месяца, этилсиликат обеспечивает стабильность прочностных характеристик для обоих видов основы. Для НТФ, в рамках исследуемой концентрации, наоборот, наблюдается увеличение изгибной прочности цементного камня, причем, для растворов на основе сульфатостойкого цемента, имеет место пролонгированный характер роста изгибной прочности цементного камня. Таким образом, модификация сульфатостойких тампонажных растворов НТФ способствует достижению увеличения изгибной прочности цементного камня, в условиях сульфатной агрессии, однако, требуется проведение дальнейших исследований, направленных на оценку других прочностных показателей цементного камня, а также влияния на них комбинированных модифицирующих добавок.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Жолдасбоев Р. О коррозионных активности подземных вод по отношению к цементному камню / Р. Жолдасбоев, А. А. Умирзоков, О. Г. Хайитов, Ж. Давлетбоев // Scientific progress. – 2021. – № 2. – С. 1279-1286.
2. Брыков А. С. Процессы химической коррозии в портландцементных бетонах: учебное пособие. – СПб.: СПбГТИ(ТУ), 2016. – 165 с.
3. Федосов С. В., Базанов С. М. Сульфатная коррозия бетона. – Москва: Издательство АСВ, 2003. – 192 с.
4. Штарк И., Вихт Б. Долговечность бетона. – Киев: «Оранта», 2004. – 295 с.
5. Тейлор Х. Химия цемента. Перевод с англ. – Москва: Мир, 1996. – 560 с.
6. Лотов В. А., Хабибулин Ш. А. Механизм твердения модифицированного жидкостекольного вяжущего и композиционные материалы на его основе // Известия ВУЗов. Химия и химическая технология. – 2015. – № 2. – С. 46-50.

7. Несветаев Г. В., Корянова Ю. И. Влияние нитрилотриметилфосфоновой кислоты на процессы структурообразования напрягающих цементов // Вестник евразийской науки. – 2015. – № 5 (30). – С. 1-17.
8. ГОСТ 34532-2019. Цементы тампонажные. Методы испытаний. – Введ. 2020-06-01. – Москва: Стандартинформ, 2020. – 30 с.
9. ГОСТ 13015-2012. Изделия бетонные и железобетонные для строительства. Общие технические требования. Правила приемки, маркировки, транспортирования и хранения. – Введ. 2014-01-01. – Москва: Стандартинформ, 2015. – 26 с.

МЕТОДЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОТОКОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

С.Н. Парфенова, А.Н. Сапрыкин, С.Ю. Милькова

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия,

e-mail: parfy-svetlana@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматриваются основные подходы и методы, используемые для моделирования потоков жидкости и газа в процессе бурения скважин. Особое внимание уделяется математическим методам гидродинамики, как аналитическим, так и численным, позволяющим прогнозировать распределения скоростей и давлений. Каждый метод имеет свои преимущества и недостатки. Также приведено несколько примеров решения задач моделирования с использованием различных методов. При этом, некоторая часть методов в действительности показывают хорошую сходимость, например аналитические и численные решения уравнений движения относительно поля скоростей, в то время как другие оставляют ряд вопросов в истинности результатов и требуют дополнительной верификации.

Ключевые слова: математическое моделирование, метод конечного элемента, промывка скважины, гидродинамическое моделирование.

В технологии строительства скважин уделяется большое внимание потокам буровых промывочных жидкостей в кольцевом пространстве скважины. Для повышения эффективности технологических операций бурения необходимо изучение процессов, протекающих при промывке скважины. В некоторых случаях экспериментальные методы исследования затруднительны, требуют материальных затрат или вовсе недоступны. В связи с этим применение компьютерного моделирования является актуальным методом, позволяющим точно или приблизительно проводить исследования процессов промывки скважин. При этом, помимо использования сложных программных комплексов известны расчетные методики, которые могут быть применены без использования вычислительных систем. Также современные условия бурения и типы промывочных жидкостей ставят новые научные формулировки задач, требующие решения нелинейных дифференциальных уравнений движения специальными методами. Известными задачами являются прогнозирование потерь давления при движении буровых промывочных жидкостей по кольцевому пространству. Неадекватные прогнозы

могут привести к ряду осложнений таких как: потеря циркуляции вследствие гидроразрыва пород, ГНВП, закупорка кольцевого пространства с осложнением вызова притока, некачественная промывка, прихват бурильной колонны и т.д. Особенно важной является задача о расчете скважинных давлений и эквивалентной циркуляционной плотности [1,2,3]. Устаревшие эмпирические модели становятся менее точными, поскольку включают множество упрощенных предположений, а программы по расчету гидравлической программы бурения предумышленно скрывают вшитые в них расчетные методики.

Вычислительная гидродинамика метода конечного элемента, например в программе ANSYS помогает свести к минимуму такие предположения с помощью основанного на физике уравнения Навье-Стокса для моделирования гидродинамики потока среды.

Методы гидродинамического моделирования потоков при строительстве скважин охватывают широкий спектр подходов, которые позволяют учитывать физические и математические аспекты движения жидкостей и газов в буровых системах. Приведём условную классификацию методов.

Расчетные уравнения конечного вида используются для описания потоков жидкости или газа, основанных на законах сохранения массы, энергии и количества движения. Эти уравнения применяются для моделирования потоков флюидов в скважинах и могут включать в себя решения уравнения Навье-Стокса для описания вязкого, сжимаемого и несжимаемого потока, следствия уравнения Бернулли для определения зависимости между давлением, скоростью потока на различных участках скважины. Уравнение Дарси для моделирования потока через пористую среду, которые часто используются для описания фильтрации флюидов в горных породах, в том числе модифицированное с учетом нелинейных эффектов [4,5]. Эти уравнения позволяют моделировать движение флюидов в скважине, учитывая гравитационные силы, трение, изменения давления и температуры.

Математическое моделирование потоков требует использования дифференциальных уравнений для описания изменения физических параметров потока в зависимости от времени и пространственных координат. Основные виды дифференциальных уравнений, применяемых в гидродинамическом моделировании:

Общие дифференциальные уравнения второго порядка применяются для моделирования таких параметров, как давление и скорость. Частные дифференциальные уравнения описывают сложные физические процессы, например, переходные процессы и нестационарные режимы потока (например, скачки давления). Эти уравнения используются для определения профилей давления, скорости, плотности и температуры вдоль скважины. Для их решения применяются численные методы, такие как метод конечных разностей или метод конечных объемов.

Метод конечных элементов (МКЭ) — это является мощным численный методом для решения задач гидродинамического моделирования. Он применяется для решения уравнений движения флюидов путем разбиения модели на небольшие участки (конечные элементы), где уравнения проще решить. Основные преимущества МКЭ: Гибкость в применении к сложным геометрическим формам и неоднородным материалам. Возможность моделирования течения жидкостей и газов в условиях сложной геологии и изменяющихся условий окружающей среды. МКЭ широко используется в гидродинамике скважин для моделирования распределения

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

давления, скорости потока, а также взаимодействия между стенками скважины и буровым раствором. Этот метод позволяет детально рассмотреть поток в сложных условиях и предсказать поведение бурового раствора при изменении действующих на него параметров, таких как изменение живого сечения, вращение колонны труб и концентраций шлама [6,7]. Помимо пакета ANSYS со входящими в него модулями гидравлики существуют другие пакеты, реализующие метод контрольных объёмов. Например, пакет OpenFoam разработан для моделирования гидродинамических процессов [8].

Известны программные комплексы для проектирования гидравлическая программа бурения. Эти специальные инструменты, помогают инженерам рассчитывать и моделировать параметры бурового раствора и параметры режима промывки скважин. Среди известных программ наиболее распространёнными являются: Landmark Wellplan [9], Модуль «Расчёт промывки скважины» в составе программы «Бурсофтпроект» [10], DiPC Engineer гидравлические расчёты бурения компании «Недратест» [11,12]. В каждой из представленных программ реализованы функции, перечисленные в таблице 1.

Таблица 1.

Функции программ по проектированию гидравлической программы бурения

Расчётная задача	Описание
Проверочный расчёт для заданной глубины спуска	Расчёт для заданной глубины спуска. Тип расчёта можно выбрать вручную.
Расчёт для интервала глубин	Выполнение проверочного расчёта для интервала глубин с заданным шагом. Для каждого интервала выводятся основные гидродинамические показатели.
Подбор плотности бурового раствора	Расчёт минимально и максимально допустимой плотности с учетом гидродинамических давлений, расчет ЭЦП.
Расчёт допустимой скорости СПО	Расчёт допустимой скорости спуска и подъёма бурильной колонны для предотвращения притока и гидроразрыва при СПО. Расчёт выполняется для интервала глубин или интервала скоростей.
Задачи оптимизации	Расчёт характерных показателей для достижения целевой функции: Оптимизацию гидравлики долота, Определение Минимального расхода раствора, Определение Максимального расхода раствора, Определение размеров насадок долота для обеспечения необходимого расхода раствора
Гидравлический калькулятор	Набор оперативных расчётов для задач, связанных с приготовлением раствора и промывкой скважины

Полуэмпирические методы основаны на сочетании теоретических уравнений и эмпирических данных, полученных в результате экспериментальных исследований. Эти методы предполагают использование коэффициентов, которые подбираются на основе эмпирических данных, для корректировки уравнений и моделей. Факторов,

зависящих от конкретных условий (например, вязкость, плотность или проницаемость горных пород). Полуэмпирические методы позволяют учесть особенности потока в условиях, где точные теоретические расчеты невозможны из-за недостатка данных о физико-химических свойствах среды. Примером такого метода может быть использование экспериментально полученных данных по фазовым проницаемостям для прогнозирования фильтрации бурового раствора [13].

Рассмотрим несколько примеров решения задачи различными методами. Рассмотрим разницу в применении трех методов расчета потери давлений при обтекании замка бурильных труб потоком бурового раствора. А именно, сравним аналитическую формулу из источника [14] с полуэмпирической формулой из справочника [15] и расчетами МКЭ [16]. Моделируя задачу на программе ANSYS, была построена область кольцевого пространства с наличием бурильного замка и без него. Считалась разница давлений Δp_3 . При этом скорость потока выбиралась для ламинарного режима жидкости 1,5 м/с, диаметр скважины - 0,206 м, диаметр труб – 0,089 м, диаметр замка – 0,127 м, длина бурильного замка - 0,4 м. плотность жидкости 1197 кг/м³, для модели Гершеля-Балкли: Коэффициент консистенции, $k=0,84$, Па·сⁿ, $n=0,65$, $\tau_0=29,6$ Па. Расчет по аналитической формуле составляет 262,186 Па, расчет по полуэмпирической формуле составил 680,13. Расчет по программе ANSYS перепада давлений как разницу расчета с замком и без замка показал 958,14 Па. На рисунке 1 построена диаграмма сравнения расчетов по 3 методам.

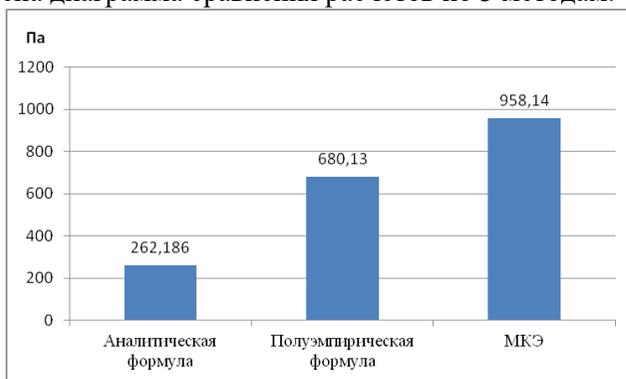


Рисунок 1. – Сравнение расчетов тремя методами

Очевидно, что наименьшее значение у аналитической формулы, несмотря на поправочный коэффициент 3,5 в полуэмпирической формуле – значение ниже, чем у МКЭ. Анализ формул показывает, что в аналитической формуле и полуэмпирической полностью отсутствуют данные о вязкостных характеристиках раствора. В данных формулах видно, что учитывается плотность и скорость движения раствора. В полуэмпирической формуле, возможно, они содержатся в поправочном коэффициенте, но данных об его вариациях нет. МКЭ учитывает все реологические параметры раствора, плотность и скорость потока. Предположительно данный метод можно считать наиболее точным. И на основании численного эксперимента на нём могут быть построены полуэмпирические формулы для дальнейшего применения инженерами на практике.

Следующим примером сравнения является задача о нахождении профиля скоростей бурового раствора. Математическая постановка задачи о нахождении распределения скоростей при ламинарном режиме движения жидкости Гершеля – Балкли в кольцевом пространстве скважины заключается в решении стационарного

модифицированного дифференциального уравнения движения Навье – Стокса полностью описана в источнике [17]. В статье представлен способ получения численного решения. Его верификацию можно провести путём сравнения профилей скорости с известным аналитическим решением течения Пуазейля [14]. Подставляя в условия численного решения и уравнения Пуазейля построен график с рисунка 2.

На графике с рисунка 2 видно, что численное и аналитическое решение полностью совпадают. Численное решение, обозначенное пунктирной линией, полностью накладывается на непрерывную линию аналитического решения. Таким образом, показано, что данные методы решения в подобной постановке задачи могут быть взаимозаменяемыми. А при отсутствии аналитических решений - численные являются хорошей альтернативой.

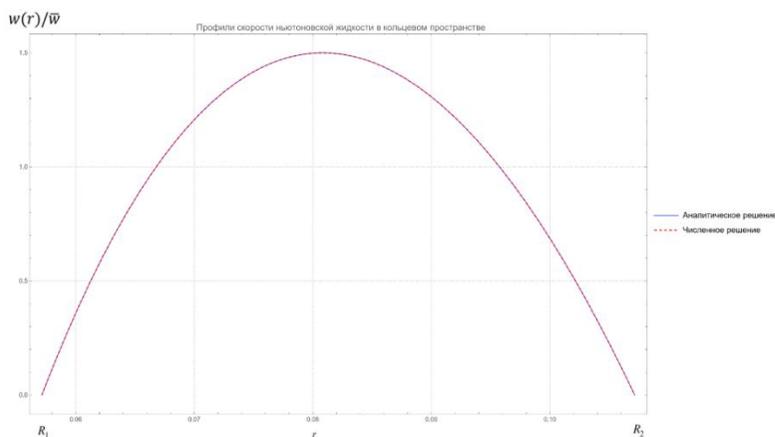


Рисунок 2 – Сравнение аналитического и численного решения

Актуальные вычислительные задачи и наличие разносторонних методов к их решению ставят необходимость их детального изучения и разработки систематического подхода к их правильному выбору и использованию. Успешное выполнение данной задачи позволит повысить точность расчетов, исключить неправильный выбор метода и программного средства, предупредить избыточность лишних вычислений. Также сопоставление результатов расчетов по различным методикам позволят верифицировать результаты.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Коваль, М. Е. Пример расчёта эквивалентной циркуляционной плотности по стандарту API RP 13D / М. Е. Коваль, В. А. Капитонов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 11(347). – С. 15-18. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-15-18.
2. Подходы к расчету эквивалентной циркуляционной плотности / М. Е. Коваль, В. А. Капитонов, В. П. Шакшин, А. А. Мокрев // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 1(242). – С. 29-33.
3. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023667556 Российская Федерация. Оперативный гидравлический калькулятор

- при строительстве скважин: № 2023666347: заявл. 03.08.2023: опубл. 16.08.2023 / В. И. Никитин, О. А. Нечаева, М. Е. Коваль, П. Ю. Спиридонов.
4. Никитин, В. И. Математическое моделирование проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в призабойную зону пласта с учетом вязкопластичных свойств нефти / В. И. Никитин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 3. – С. 130-137. – DOI 10.18799/24131830/2023/3/3760.
 5. Никитин, В. И. Оценка проницаемости фильтрационных корок буровых промывочных жидкостей на водной основе / В. И. Никитин, О. А. Нечаева // Бурение и нефть. – 2023. – № S2. – С. 34-37. – EDN WIZMQW.
 6. Никитин, В.И. Моделирование выноса частиц шлама на участке горизонтальной скважины в программном комплексе Ansys Fluent с учетом вращения бурильной колонны и параметров реологической модели Гершеля-Балкли / Никитин В.И., Бурахин Н.Д. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2023. № 2 (362). С. 32-36.
 7. Никитин, В. И. Анализ исследований по моделированию гидравлических процессов при бурении скважин с использованием программного комплекса ANSYS / В. И. Никитин, Н. Д. Бурахин // Ашировские чтения. – 2022. – Т. 2, № 1(14). – С. 79-84.
 8. Шелковникова, Ю. Н. Повышение качества очистки скважины посредством регулирования реологических характеристик и скорости бурового раствора / Ю. Н. Шелковникова // Ползуновский альманах. – 2018. – № 4. – С. 38-42.
 9. DecisionSpace WellPlan Версия 5000.14 Учебное пособие. Halliburton – 2016. - 381 С.
 10. ООО Бурсофтпроект ПК Инженерные расчёты строительства скважин Инструкция по работе с программой 2017 – 76 с.
 11. Булах А.М., Лепешкин С.Н., Лосев А.П. Программа для ЭВМ DiPC Engineer. Руководство пользователя. – М.: ООО НИИЦ «Недра-тест», 2019. 148 с.
 12. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2015661304 Российская Федерация. DiPC Engineer: № 2015618462 : заявл. 07.09.2015 : опубл. 22.10.2015 / А. М. Кронин, А. П. Лосев; заявитель Общество с ограниченной ответственностью Научно-исследовательский и испытательный центр «Недра-тест».
 13. Никитин, В. И. Моделирование проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в продуктивный пласт с использованием эмпирических моделей относительных фазовых проницаемостей / В. И. Никитин, К. С. Купавых, М. М. Агрелкина // Инженер-нефтяник. – 2024. – № S5. – С. 152-157.
 14. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1987. – 304 с.
 15. Бабаян Э.В., Черненко А.В. Инженерные расчеты при бурении. – М.: Инфра-Инженерия, 2016. – 440 с.
 16. Никитин, В. И. Моделирование потока буровой промывочной жидкости при обтекании замковых соединений бурильных труб в программном комплексе ANSYS / В. И. Никитин, Н. Д. Бурахин // Строительство нефтяных и газовых

скважин на суше и на море. – 2023. – № 4(364). – С. 11-15. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-4(364)-11-15.

17. Никитин, В.И. Анализ решения задачи о нахождении распределения скоростей при ламинарном движении нелинейно-вязкой промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины // Записки Горного института. 2022. Том 258. С. 964-975. doi:10.31897/PMI.2022.93

МЕТОД МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ СОВМЕСТНОГО ПОТОКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ В ПРИСТЕНОЧНОМ ПРОСТРАНСТВЕ СКВАЖИНЫ

С.Н. Парфенова, А.В. Каймаков, С.Ю. Милькова

*Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия
e-mail: parfy-svetlana@yandex.ru*

Аннотация. Данная работа посвящена вопросу моделирования движения жидкостей в пристеночном слое скважины. Классические подходы принимают допущение о прилипании слоёв жидкости на границе с твердой поверхностью. Задачи бурения скважин, в том числе цементирования рассматривают необходимость очистки стенок от оставшихся слоёв жидкости. Переходя к теории пограничного слоя и уравнениям Прандтля возможно спрогнозировать условия механического смыва тонких слоёв в неподвижной области. Результаты моделирования могут быть применены при технологии промывки скважин, а также при проектировании буферных жидкостей и буровых растворов.

Ключевые слова: математическое моделирование, промывка скважины, цементирование, буферные жидкости, фильтрационная корка, пограничный слой.

В цикле строительства скважин помимо буровых растворов применяются буферные жидкости перед цементированием скважин. Так как буровой раствор создает на стенке скважины фильтрационную корку, ухудшающую качество крепления цементного камня, то главная задача буферной жидкости заключается в том, чтобы максимально вытеснить остатки бурового раствора из пристеночных областей и очистить поверхность горных пород от глинистой корки. Эффективное применение буферной жидкости, способной удалять глинистую корку бурового раствора, способствует улучшению качества крепления скважин. Если на обсадных колоннах или стенках скважины останется даже минимальный слой бурового раствора, то адгезия цементного камня к породе и трубам значительно ухудшается [1,2,3].

В задачах гидромеханики, связанных со строительством скважин, часто анализируется профили скоростей потоков технологических жидкостей [4,5,6]. Такие уравнения описывают распределения скорости жидкости по сечению потока. Уравнения имеют наиболее сложное решение в условиях движения в зазорах, например, в кольцевом пространстве между обсадными колоннами и стенками скважины. Также нахождение аналитических решений для профилей скоростей осложняются проявлениями неньютоновских свойств жидкостей. Типовой вид

профилей скоростей $w(z)$ и напряжений τ в кольцевом пространстве скважины представлен на рисунке 1.

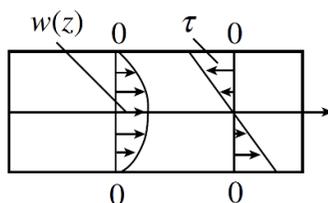


Рисунок 1. - Типовой вид распределения скоростей и напряжений в кольцевом пространстве скважины

Понимание того, как скорость жидкости изменяется от центра потока к стенкам, позволяет предсказать поведение бурового раствора и буферных жидкостей, а также их способность эффективно вытеснять друг друга в свободных областях. Профили скоростей наиболее информативны для определения участков, где поток наиболее интенсивен (обычно это центральная часть), и где он практически неподвижен (вблизи стенок). На рисунке 1. Ярко выражена тенденция снижения скоростей вблизи стенки. В этих зонах низкой скорости могут оставаться слои бурового раствора, которые препятствуют адгезии цементного камня к горной породе и обсадной колонне. Эти факторы ведут к снижению качества цементирования и увеличению риска межколонных перетоков. Исследование профилей скоростей помогает корректно подбирать реологические свойства буферных жидкостей, изменять условия закачки и регулировать технологические параметры.

К сожалению, стандартным моделированием профилей скоростей технологических жидкостей невозможно достоверно спрогнозировать движение слоёв жидкостей в пристеночных слоях. Задачу движения слоев жидкости в пристеночной области скважины можно корректно описать только с помощью уравнений теории пограничного слоя. В этой зоне, прилегающей к стенкам скважины и обсадным колоннам, скорости потока значительно уменьшаются по сравнению с центральной частью потока, и возникают специфические явления, такие как торможение жидкости и образование граничных эффектов. Теория пограничного слоя позволяет учитывать эти особенности, описывая постепенное изменение скорости от нуля на стенке до максимальных значений в основном потоке. Уравнения теории пограничного слоя необходимы для точного моделирования процессов, происходящих в этой области, где традиционные уравнения гидродинамики, такие как уравнения Навье-Стокса, не всегда могут дать адекватное описание. Эта теория учитывает малые толщины пристеночных слоев, в которых вязкость жидкости начинает играть определяющую роль [7,8]. На рисунке 2 схематически показано распределение скоростей в пограничном слое на стенке, на которую набегаёт поток вязкой жидкости, причем для наглядности масштаб длины в поперечном направлении сильно увеличен.

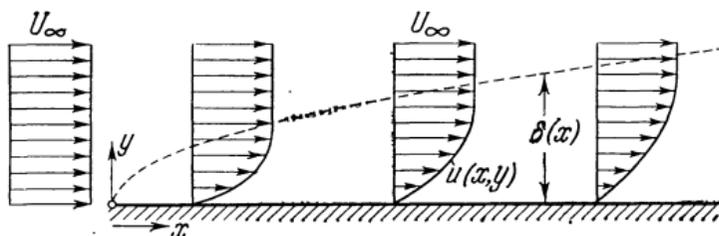


Рисунок 2. - Схематическое изображение пограничного слоя на неподвижной стенке

На рисунке пунктирной линией условно обозначен пограничный пристеночный слой. Толщина заторможенного вследствие сил вязкого трения слоя обозначена за δ . При этом на графике изображена и часть профиля скоростей набегающего потока, придающего подвижность данному слою. Одной из наиболее известных и пригодившихся на практике задач пограничного слоя является задача Блазиуса. Задача Блазиуса — это классическая задача теории пограничного слоя, решённая немецким инженером Паулем Рихардом Блазиусом в 1908 году. Она представляет собой один из первых аналитических решений уравнений пограничного слоя, разработанных для описания ламинарного течения жидкости вдоль плоской поверхности. Основная цель задачи Блазиуса — определить профиль скорости течения жидкости в пограничном слое, который образуется при обтекании неподвижной плоской поверхности потоком вязкой жидкости. Это важная модель в гидромеханике и аэродинамике, поскольку позволяет описывать влияние вязкости на поток жидкости и развитие пограничного слоя в реальных условиях. В условиях задачи рассматривается стационарное течение несжимаемой жидкости с постоянной скоростью на некотором расстоянии от плоской поверхности. По мере приближения к стенке скорость потока снижается до нуля в точке соприкосновения с поверхностью из-за влияния вязкости. Этот процесс описывается системой уравнений Навье-Стокса, однако для упрощения анализа задачи Блазиус предложил использование приближённых уравнений пограничного слоя [9,10]. Решение задачи Блазиуса предоставляет информацию о распределении скорости в пограничном слое, её изменение от точки на стенке (где скорость равна нулю) до точки, удалённой от поверхности (где скорость равна скорости свободного потока). Также оно помогает определить толщину пограничного слоя и прогнозировать сопротивление, создаваемое потоком жидкости, что важно для понимания гидродинамических процессов, таких как трение и потеря энергии.

Математически уравнения пограничного слоя представляют собой упрощённую форму уравнений Навье-Стокса, которые описывают движение вязкой жидкости. Эти уравнения используются для моделирования течения жидкости в тонкой области, прилегающей к поверхности твердого тела, где влияние вязкости особенно велико.

В уравнениях пограничного слоя делается несколько допущений, которые позволяют упростить полные уравнения гидродинамики. Основное допущение заключается в том, что толщина пограничного слоя очень мала по сравнению с размерами объекта, обтекаемого потоком жидкости. В результате, компоненты скорости потока в направлении, перпендикулярном поверхности (например, к стенке), значительно меньше, чем компоненты, параллельные поверхности (вдоль

стенки). Это позволяет значительно упростить уравнения, исключив второстепенные члены.

Основные уравнения пограничного слоя включают уравнение неразрывности:

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0, \quad (1)$$

где u — это скорость жидкости вдоль поверхности (по оси x), а v - скорость жидкости, перпендикулярная поверхности (по оси y).

Уравнение движения (модифицированное уравнение Навье-Стокса) вдоль направления потока (вдоль оси x):

$$u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + \nu \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} \quad (2)$$

где ρ — плотность жидкости, p — давление, ν — кинематическая вязкость.

Это уравнение описывает баланс сил в пограничном слое. В правой части уравнения стоит градиент давления и вязкие силы (влияние вязкости), а в левой части — инерционные силы, обусловленные скоростями u и v .

На границе поверхности твердых тел в пограничном слое выполняется условие припания, то есть скорость жидкости на поверхности равна нулю: $u(x,0)=0$, $v(x,0)=0$, $u(x,0) = 0$. А вдали от поверхности скорость стремится к скорости основного потока: $u(x,y) \rightarrow U(x)$ при $y \rightarrow \infty$. Эти уравнения и условия позволяют описывать динамику жидкости в пограничном слое, определять профиль скоростей и толщину пограничного слоя, а также прогнозировать эффекты, такие как трение жидкости и потеря энергии, возникающие из-за вязкости. Поле напряжений отражает распределение внутренних сил, возникающих в жидкости под действием её вязкости и взаимодействия с твёрдой поверхностью, такой как стенки скважины или обсадные колонны.

Решение данных уравнений для неньютоновских сред усложняет задачу в приближении движения бингамовских сред, а также псевдопластичных жидкостей, тем не менее, при правильной постановке задачи и нахождении аналитического или численного решения возможно показать влияние скорости набегающего потока а также его вязкостных характеристик на пристеночные слои, что не позволяет сделать стандартный анализ профилей скоростей. Касательные напряжения на границе твёрдой поверхности влияют на силу трения между жидкостью и стенкой, что напрямую влияет на гидродинамическое сопротивление. Это особенно важно для прогнозирования эффективности вытеснения бурового раствора и улучшения качества очистки стенок скважины. Если не учитывать касательные напряжения неньютоновских сред, то моделирование процессов в пограничном слое может иметь значительные погрешности. Также расчет поля напряжений помогает определить участки наибольшего воздействия на пристеночные слои и значения самих напряжений, необходимых для их отрыва.

Таким образом, применение уравнений пограничного слоя позволяет более точно прогнозировать динамику жидкости, предсказать скопление остатков бурового раствора, а также улучшить процессы очистки и вытеснения жидкостей в скважине.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Двойников, М. В. Обоснование выбора методики расчета реологических параметров тампонажного раствора для крепления скважин / М. В. Двойников, В. И. Никитин, А. И. Коптева // Инженер-нефтяник. – 2024. – № S5. – С. 54-61.
2. Dvoynikov, M. V. Analysis of Methodology for Selecting Rheological Model of Cement Slurry for Determining Technological Parameters of Well Casing / M. V. Dvoynikov, V. I. Nikitin, A. I. Kopteva // International Journal of Engineering, Transactions A: Basics. – 2024. – Vol. 37, No. 10. – P. 2042-2050. – DOI 10.5829/ije.2024.37.10a.15.
3. Табатабаи Моради С.Ш. Роль буферной жидкости при повышении качества цементирования обсадных колонн / С.Ш. Табатабаи Моради, Н.И. Николаев // Бурение в осложненных условиях: Тезисы докладов II международной научно-практической конференции: – Санкт Петербург, 2017. – С. 53-55.
4. Никитин, В.И. Анализ решения задачи о нахождении распределения скоростей при ламинарном движении нелинейно-вязкой промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины // Записки Горного института. 2022. Том 258. С. 964-975. doi:10.31897/PMI.2022.93
5. Никитин, В. И. Нахождение профиля скоростей буровых промывочных жидкостей реологической модели Гершеля-Балкли в кольцевом пространстве скважины / В. И. Никитин, В. В. Живаева, М. Г. Казазян // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 11(347). – С. 22-25. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-22-25.
6. Никитин, В.И. Моделирование выноса частиц шлама на участке горизонтальной скважины в программном комплексе Ansys Fluent с учетом вращения бурильной колонны и параметров реологической модели Гершеля-Балкли / Никитин В.И., Бурахин Н.Д. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2023. № 2 (362). С. 32-36.
7. Шлихтинг Г. Теория пограничного слоя. – М.: «Наука», 1974.-712 с.
8. Брянская, Ю. В. Течение в пристеночном слое и за его пределами (в трубе, канале и пограничном слое) / Ю. В. Брянская // Вестник МГСУ. – 2010. – № 4-2. – С. 60-65.
9. Богомолов, С. В. Решение задачи Блазиуса разрывным методом частиц / С. В. Богомолов, А. Е. Кувшинников // Ломоносовские чтения : Тезисы докладов научной конференции, Москва, 04–14 апреля 2023 года. – Москва: ООО "МАКС Пресс", 2023. – С. 161-162.
10. Течение вязкой жидкости в тонком слое на поверхности плоской пластины / Н. И. Ключев, В. И. Никитин, О. Г. Лагно, Е. А. Ендуткина // Научное обозрение. – 2013. – № 9. – С. 289-292.

**ИССЛЕДОВАНИЕ И ПРОТИВОДЕЙСТВИЕ
КОРРОЗИИ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ**

В.С. Ванюшкин, А.А. Парменова, В.А. Гончаров, К.В. Парфенов

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

e-mail: vanser.hp@mail.ru, alina_parmenova03@mail.ru, kparfenov@mail.ru

В статье рассматриваются проблемы коррозии в буровых растворах, возникающие при бурении нефтяных и газовых скважин. Особое внимание уделено химическим и электрохимическим механизмам протекания коррозии в щелочных средах, используемых в буровых растворах. Автор анализирует влияние водородного показателя рН на активность химических реагентов и коррозионные свойства среды, подчеркивая важность нахождения баланса между эффективностью бурового раствора и минимизацией коррозионных воздействий. Работа направлена на разработку методик снижения коррозии без нарушения технологических параметров растворов.

Ключевые слова: коррозия, буровые растворы, рН, химические реагенты, электрохимическая коррозия, щелочная среда, металлы, защита оборудования.

Коррозия является окислительно-восстановительным процессом разрушения металлов путем взаимодействия с окружающей средой. Для протекания данного процесса не требуются катализаторы и дополнительные воздействия, вследствие чего этот процесс очень распространён как в природе, так и в нефтегазовой отрасли [1].

При бурении нефтяных и газовых скважин, а также для проведения некоторых технологических операций требуется использовать промывочные жидкости, у которых очень широкий спектр выполняемых задач. Для выполнения этих задач требуется поддерживать определенные технологические параметры промывочной жидкости для выполнения поставленных задач. Данные параметры регулируются за счёт ввода химических реагентов, для которых может потребоваться создание дополнительных условий. Одним из важных параметров для активации большинства реагентов является водородный показатель рН.

Актуальность темы: аварии и ухудшение эксплуатационных свойств бурового оборудования и инструмента может возникнуть вследствие длительного воздействия коррозии в процессе эксплуатации. В настоящее время нет нормативных документов, регламентирующих регулировку коррозии в буровых растворах.

Цель работы: исследование и противодействие коррозии в буровых растворах.

Задача заключается в создании методик по снижению воздействия коррозии в буровых растворах без влияния на их технологические параметры.

Предметами исследования являются буровые растворы и их рецептуры.

Для исследования коррозии необходимо провести анализ по её классификации и процессу протекания.

Если рассматривать виды коррозионных сред, среди которых выделяются газовая, жидкостная, подземная и атмосферная, то в данном исследовании делается

упор на жидкостную коррозионную среду вследствие её преимущественного присутствия и воздействия в буровых растворах.

По условиям протекания коррозии выделяются жидкости с отсутствием электролитов и их присутствием соответственно. Учитывая обработку химическими реагентами и использованием в качестве дисперсионной среды преимущественно техническую воду, подтверждается присутствие электролитов в буровых растворах, а именно солей и щелочей.

Механизм протекания коррозии в буровых растворах имеет как химическую основу, так и электрохимическую основу.

Химический механизм протекания коррозии выражается во взаимодействии восстановителя (металл в буровом оборудовании и инструменте) и окислителя (коррозионная среда). В данном взаимодействии коррозионная среда (окислитель) забирает валентные электроны у металла (восстановителя), за счёт чего образуется ионная связь между ними.

Химическая коррозия также протекает и в углеводородных средах, в таких как: бензин, нефть, дизель и другие.

Электрохимический механизм протекания коррозии выражается в разрушении металлов за счёт взаимодействия с электролитическими средами (в нашем случае - щелочная среда в буровом растворе). Происходят реакции окисления металла и восстановления окислителя среды при условии их пространственного разделения. Скорость в данном случае зависит от электродных потенциалов.

Основными коррозионными воздействующими факторами в буровых растворах являются: одновременное воздействие сил трения и коррозионной среды, коррозия при кавитации (ударное воздействие коррозионной среды) и щелевая коррозия (зазоры, промежутки между креплениями, резьбой) [2].

При воздействии выше описанных факторов в буровых растворах коррозия по характеру разрушения проявляется неравномерно. Местный характер разрушения металлов под воздействием буровых растворов проявляется преимущественно в следующих видах: пятнистая, язвенная (раковинками), точечная, коррозионное растрескивание (суммарное воздействие коррозионной среды и механических напряжений) и межкристаллитная (по границам зерен металла).

Глубина погружения бурового оборудования и инструмента варьируется в зависимости от вида выполняемой технологической операции. Аналогично и для классификации движения коррозионной среды - в зависимости от вида выполняемой технологической операции она может как покоиться, так и двигаться.

Одним из важных параметров, который является основой для активации химических реагентов, как уже было сказано ранее, это водородный показатель pH. Водородный показатель показывает отношение катионов водорода к гидроксид-ионы. При равных количественных значениях среда является нейтральной, при превышении катионов водорода над гидроксид-ионами среда становится кислой, а при обратной ситуации - соответствует щелочной.

Для нейтральной среды $pH = 7$, для кислой среды $1 < pH < 7$, для щелочной $7 < pH < 14$

В буровых растворах на водной основе преимущественно $pH > 9$ для работоспособности таких реагентов как: карбоксометилцеллюлоза, карбоксометилированный крахмал, гидролизированный полиакрилонитрил и другие.

Однако при $pH > 7$ у нас среда начинает проявлять щелочные свойства. Щелочная среда же является коррозионной средой, которая и вызывает разрушение

металла в буровом оборудовании и инструменте. Чем дальше значение рН отдалается от 7, тем сильнее проявляются коррозионные свойства.

Соответственно если нам необходимо снизить коррозию, то следует подобрать нейтральную среду в буровом растворе. Однако нам необходимо также поддерживать на заданном уровне технологические параметры бурового раствора, которые поддерживаются за счёт применения химических реагентов (в большинстве которых требуется щелочная среда). В данной ситуации, в зависимости от множества факторов (геологических условий, осложнений, требуемых параметров бурового раствора и другие) подбирается индивидуальная методика приготовления и рецептура буровых растворов.

Данную задачу призван решать проект с названием "Исследование и противодействие коррозии в буровых растворах", который проходит апробацию в рамках проектно-образовательного акселератора "Политех.NET 2024".

ЛИТЕРАТУРА

1. Химия: учебное пособие / А.В. Нечаев.— Екатеринбург: УрФУ, 2016. — Ч. II.— 112 с.
2. Капитонов, В. А. Методика исследования коррозионной активности минерализованных растворов на образцах труб гравиметрическим методом / В. А. Капитонов, И. В. Семененко, Д. Гладкова // Ашировские чтения. – 2018. – Т. 1, № 1(10). – С. 3-21.

РАСЧЕТ ЭФФЕКТА СВАБИРОВАНИЯ ПРИ СПУСКОПОДЪЁМНЫХ ОПЕРАЦИЯХ

О.А. Нечаева, Д.И. Гусманов

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: nechaevaoo@gmail.com*

Аннотация. В статье рассматриваются особенности расчета динамических давлений в результате эффекта свабирования при подъёме бурильной колонны. Эффект свабирования происходит при спускоподъемных операциях по причине высоких реологических характеристик бурового раствора, превышении скорости спускоподъемных операций и при подъеме инструмента, особенно при сальникообразовании. Для расчета динамических давлений была взята методика Леонова и Исаева[3] и адаптирована на случай подъёма инструмента. Представлены методы расчета эффекта свабирования, позволяющие спрогнозировать изменение давления в стволе скважины при подъёме оборудования. Результаты исследования могут быть использованы для предотвращения возможных осложнений, таких как нарушение устойчивости скважины и непреднамеренного проявления пластового флюида.

Ключевые слова: скважинные давления, спускоподъёмные операции, бурение скважин, безаварийное бурение.

Уменьшение давления бурового раствора возможно за счет уменьшения плотности бурового раствора по причине его газирования, нагнетания в скважину технологической жидкости меньшей плотности, изменения плотности бурового раствора вследствие повышения температуры, изменения плотности бурового раствора вследствие его седиментационной неустойчивости. Особо необходимо отметить снижение давления в процессе твердения цементного раствора до гидростатики поровой жидкости. Кроме того, уменьшение давления бурового раствора возможно по причине недолива скважины в процессе спускоподъемных операций, при поглощении бурового раствора, при прекращении циркуляции в отсутствии гидродинамических потерь, а так же в случае разрушения обратного клапана. Эффект свабирования (поршневания) происходит при спускоподъемных операциях по причине высоких реологических характеристик бурового раствора, превышении скорости спускоподъемных операций и при подъеме инструмента, особенно при сальникообразовании. Причиной ГНВП является наличие движущей силы, обусловленной разницей давлений (гидростатического, гидродинамического, осмотического, капиллярного и т.д.) между насыщенным коллектором и скважиной. Ещё одним негативным эффектом возникновения свабирования является неправильный контроль давлений, в результате чего может происходить осыпь слабоустойчивых пород. Предупреждение потери устойчивости стенок скважины, проявлений пластового флюида является приоритетной задачей для обеспечения безопасного цикла строительства скважин.

Полные давления $P_{заб}$ в скважине включают в себя статические $P_{стат}$ и динамические составляющие $\Delta P_{дин}$. То есть:

$$P_{заб} = P_{стат} + \Delta P_{дин} \quad (1)$$

При этом, контроль давления зачастую осуществляют в терминах эквивалентной циркуляционной плотности $\rho_{эцп}$ (ЭЦП) [1,2]:

$$\rho_{эцп} = \rho_{б.р.} + \frac{\Delta P_{дин}}{gh}, \quad (2)$$

где $\rho_{б.р.}$ - фактическая плотность бурового раствора, g – ускорение свободного падения, h – глубина скважины по вертикале.

Существует множество методик расчета полных забойных давлений, но наиболее подробно для вязкопластичной модели бурового раствора при проведении спускоподъемных операций представлены в источниках [3,4]. В данных источниках приведён пример расчета при спуске инструмента, случай подъема был опущен. Поэтому в данной работе представлена модифицированная методика расчета на случай подъема. Разница в движении бурового раствора при спуске и подъеме буровой колонны заключается в направлении и эффекте на давление в стволе скважины. При спуске буровой колонны инструмент погружается в скважину выталкивая буровой раствор вверх по затрубному пространству. Процесс спуска создает избыточное давление на жидкость в скважине, так как объем колонны вытесняет раствор. При неправильных расчетах времени спуска и слишком высокой скорости буровой колонны может произойти значительное увеличение давления, что может привести к гидроразрыву пласта или другим осложнениям.

При подъеме буровой колонны на её месте возникает разрежение, которое заполняется буровым раствором, стремящимся под действием силы тяжести в свободное пространство. Во время подъема колонны происходит снижение давления в скважине, называемое «свабирование». Если скорость подъема слишком велика или плотность бурового раствора не соответствует условиям скважины, это может привести к снижению давления ниже пластового, что может привести к притоку пластового флюида – ГНВП. По анализируемой методике при расчете динамических давлений необходимо учитывать, как минимум три составляющие динамических давлении:

- Давление трения $\Delta p_{тр}$
- Инерционное давление $\Delta p_{и}$
- Давление при обтекании замков $\Delta p_{з}$

Анализ профиля скоростей определяет направление динамических давлений[5]. Анализируя схему перемещения бурового раствора при подъёме бурового инструмента, представленного на рисунке 1 важно учесть знак всех трёх составляющих давлении.

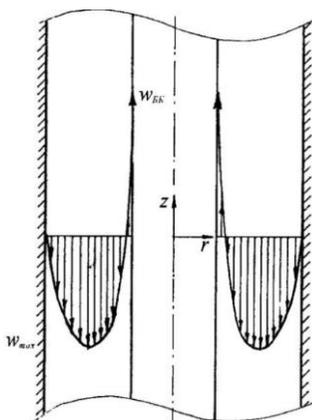


Рисунок 1. - Распределение скорости бурового раствора при подъёме инструмента

Колонна труб движется вверх, следовательно, возникающие давления трения, обтекания замковых соединений имеют обратный знак чем в случае спуска. То есть:

$$P_{заб} = P_{стат} - \Delta p_{и} - \Delta p_{тр} - \Delta p_{з} \quad (3)$$

При этом необходимо правильно рассчитать гидростатическое давление если не было долива, так как жидкость из кольцевого пространства попадает в пустотное пространство под низом буровой колонны, заполняя его по объёму. Тем самым снижая гидростатический уровень при подъеме одной свечи

$$\Delta h = l_{св} - \frac{l_{св}(R_{СКВ}^2 - R_{ТР}^2)}{R_{СКВ}^2} \quad (4)$$

гидростатическое давление будет рассчитываться по формуле:

$$P_{стат} = \rho_{б.р.} g(h - \Delta h) \quad (5)$$

где h - уровень столба жидкости в скважине на момент подъёма.

При этом, $\Delta p_{и}$, $\Delta p_{тр}$, $\Delta p_{з}$ рассчитываются по методикам представленным в источниках [3,4] или аналогичных с учетом режима движения жидкости. Ниже представлен в графическом виде пример результатов с последовательным анализом. При тестировании расчетной методики были взяты свойства полимер-карбонатного инкапсулирующего бурового раствора. При увеличении скорости подъёма увеличиваются динамические составляющие давлений, имеющие отрицательный знак. При этом ЭЦП и забойное давление снижается (Рисунок 2). Подъём без долива значительно снижает забойное давление (Рисунок 3). Следовательно, производя расчет можно спланировать расход долива для поддержания постоянного давления. Повышение реологических характеристик бурового раствора (ПВ, ДНС, СНС) приводит к повышению эффекта свабирования за счет роста динамической давлений противонаправленных забой (Рисунки 4,5).

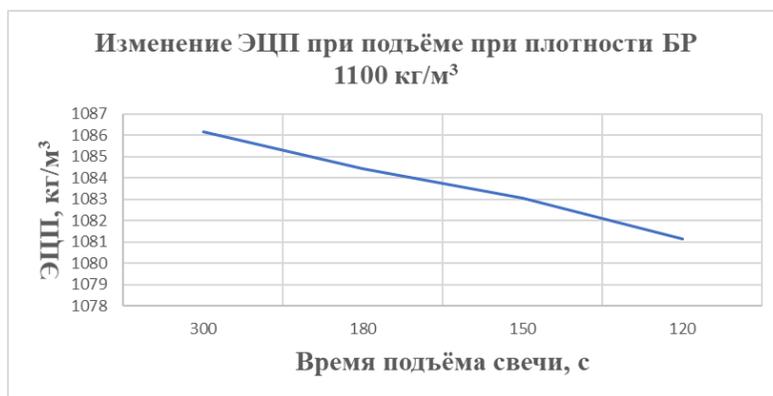


Рисунок 2. - Изменение ЭЦП при сокращении времени подъёма (увеличении скорости подъёма)

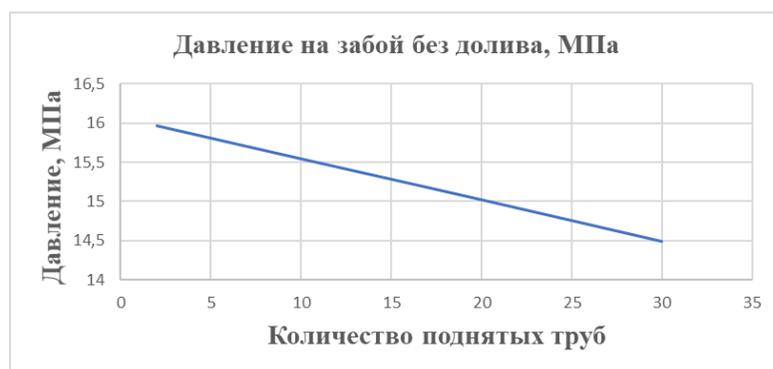


Рисунок 3. - Изменение давления от количества поднятых труб

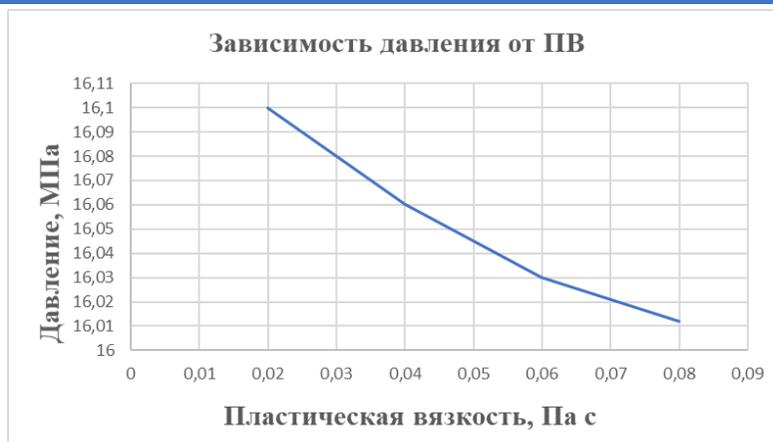


Рисунок 4. – Влияние пластической вязкости

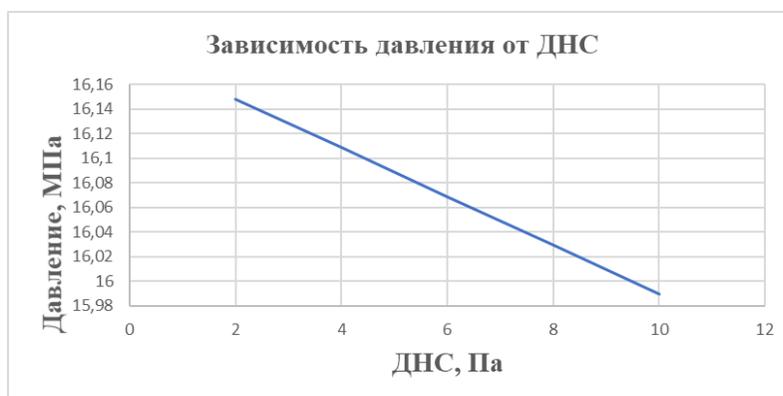


Рисунок 5. – Влияние ДНС

При увеличении скорости подъёма увеличиваются динамические составляющие давлений, имеющие отрицательный знак. При этом ЭЦП и забойное давление снижается. Подъём без долива значительно снижает забойное давление. В программе можно просчитать расход долива для поддержания забойного давления в зависимости от скорости подъёма. Повышение реологических характеристик бурового раствора (ПВ, ДНС, СНС) приводит к повышению эффекта свабирования за счет роста динамических давлений противонаправленных забоем. Можно считать, что на основании применения расчетов можно спрогнозировать забойное давление с учетом эффекта свабирования и тем самым скорректировать скорость СПО для безопасного проведения работ и поддержания давлений и ЭЦП в рамках безопасных границ. Методика расчета может быть модифицирована для случая освоения скважины свабированием с использованием специального инструмента и использована совместно с оперативным гидравлическим калькулятором строительства скважин [6].

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Коваль, М. Е. Пример расчёта эквивалентной циркуляционной плотности по стандарту API RP 13D / М. Е. Коваль, В. А. Капитонов // Строительство

- нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 11(347). – С. 15-18. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-15-18.
2. Подходы к расчету эквивалентной циркуляционной плотности / М. Е. Коваль, В. А. Капитонов, В. П. Шакшин, А. А. Мокрев // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 1(242). – С. 29-33.
 3. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1987. – 304 с.
 4. Цивинский Д. Н. Расчет динамики течения жидкости и гидравлического сопротивления при проведении спускоподъемных операций в скважине: учеб. пособие / Д. Н. Цивинский, Самар.гос.техн.ун-т, Бурение нефтяных и газовых скважин. - Самара: 2015. – 216 с.
 5. Никитин, В. И. Анализ решения задачи о нахождении распределения скоростей при ламинарном движении нелинейно-вязкой промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины / В. И. Никитин // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 964-975. – DOI 10.31897/PMI.2022.93.
 6. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023667556 Российская Федерация. Оперативный гидравлический калькулятор при строительстве скважин : № 2023666347 : заявл. 03.08.2023 : опубли. 16.08.2023 / В. И. Никитин, О. А. Нечаева, М. Е. Коваль, П. Ю. Спиридонов. –

ПРИМЕНЕНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ОСНОВЕ ФОРМИАТА КАЛИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО- ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

А.В. Липатов, Д.Н. Асютин

*ФГБОУ ВО «СамГТУ», Россия, Самара
lipatovalexander@mail.ru, Denis.Asyutin@yandex.ru*

Аннотация. Одним из эффективных решений строительства протяженных горизонтальных участков нефтяных и газовых скважин является применение раствора на углеводородной основе (РУО). Однако, применение РУО связано с рядом недостатков, например с экологическими ограничениями. В современных условиях развития технологий по бурению всё более сложных скважин необходимо разработать альтернативные системы буровых растворов, не уступающих РУО по своим характеристикам. К таким промывочным жидкостям можно отнести буровые растворы на основе формиата калия, которые имеют ряд преимуществ над РУО.

Ключевые слова: буровой раствор, формиата калия, РУО, скважина, технико-экономические показатели бурения.

Введение

Буровые растворы на основе формиатов известны довольно давно [1, 2, 3, 4, 5], к основным преимуществам данных систем относят:

- повышение термостабильности полимеров за счёт применения солей формиата калия и натрия [1];

- снижение концентрации утяжелителей и уменьшение содержания твёрдой фазы за счёт применения основы высокой плотности [1,2,3];
- минимизация содержания твёрдой фазы способствует увеличению механической скорости проходки и уменьшению степени загрязнения продуктивного пласта;
- высокая смазывающая способность буровых растворов на основе формиатов позволяет бурить более сложные скважины с большим отходом от вертикали [1,3];
- соли формиатов калия и натрия воздействуют на окружающую среду гораздо меньше, чем хлорид кальция, натрия и калия при приготовлении буровых [1];
- применение буровых растворов на основе формиатов калия позволяет повысить устойчивость ствола скважины за счёт осмотического процесса [1,2,8].

Актуальность работы определена необходимостью внедрения новых буровых промывочных жидкостей взамен РУО для обеспечения высоких технико-экономических показателей и снижения экологических рисков.

Целью работы является повышение технико-экономических показателей бурения за счёт применения систем на основе солей формиата калия.

Задачами исследования являются:

1. Определение ингибирующей и смазывающей способности промывочной жидкости на основе формиата калия путём проведения лабораторных испытаний;
2. Проведение ОПИ разработанных систем;
3. Анализ полученных результатов с выделением преимуществ и недостатков данных систем.

Заключение

Планируется подтвердить эффективность применения буровых растворов на основе формиата калия как альтернативе РУО. Результаты лабораторных испытаний позволят выработать оптимальные рекомендации по использованию данных систем и регулированию их свойств. Проведение сравнительного анализа эффективности ингибирования и снижения коэффициента трения позволит подтвердить или опровергнуть эффективность данных систем.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Howard, S.K. "Formate Brines for Drilling and Completion: State of the Art" paper SPE 30498 given at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, October 1995;
2. van Oort E., Ahmad M., Spencer R., Lagacy N., "ROP Enhancement in Shales Through Osmotic Processes" paper SPE/IADC-173138-MS paper prepared for presentation at the SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition held in London, UK March 2015;
3. Smipson M.A., AbdRabAldera S.H., Al-Khamees S.A., Zhou S., Treece M.D., Ansari A.A. "Overbalanced Pre-Khuff Drilling of Horizontal Reservoir Sections with Potassium Formate Brines" paper SPE 92407 prepared for presentation at the 14th SPE Middle East Oil&Gas Show and Conferece, Bahrain, March 2005;
4. Byrne M., Patey I., Liz G., Downs J., Turner J. "Formate Brines: A Comprehensive Evaluation of Their Formation Damage Control Properties Under Realistic Reservoir Conditions" paper SPE 73766 prepared for presentation at the SPE International

- Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, February 2002;
5. Bungret D., Maikrantz S., Sundermann R., Downs J., Benton W., Dick M.A. "The Evolution and Application of Formate Brines in High-Temperature/High-Pressure Operations" paper prepared for presentation at the IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, Louisiana, February 2000.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ КРЕПИ СКВАЖИН ПРОФИЛЬНЫМИ ПЕРЕКРЫВАТЕЛЯМИ

М.А. Скорободилов¹, П.А. Гаранин²

*1 - магистрант кафедры БНГС, 2 – к.т.н., доцент кафедры БНГС
Самарский государственный технический университет г. Самара, Россия
e-mail: mskorobodilov@mail.ru; ninarag@yandex.ru*

Аннотация. В статье рассматривается актуальность восстановления крепи скважин, а также применяемые устройства для установки «пластырей».

Ключевые слова: повреждение обсадной колонны, внешняя коррозия, агрессивные флюиды, восстановление крепи скважины, ремонт скважины, металлические перекрыватели, устройства для установки «пластырей», дорн, гофрированные трубы.

RESTORATION OF WELL SUPPORT WITH PROFILE COVERERS

1 – M.A. Skorobodilov, 2 – P.A. Garanin

1 - master's student of the BNGS department, 2 - candidate of technical sciences, associate professor of the BNGS department, Samara State Technical University, Samara, Russia

e-mail: mskorobodilov@mail.ru; ninarag@yandex.ru

Annotation. The article discusses the relevance of well lining restoration, as well as the devices used to install “patches”.

Key words: casing damage, external corrosion, aggressive fluids, well lining restoration, well repair, metal shut-off valves, patch installation devices, mandrel, corrugated pipes.

В рассматриваемых нефтедобывающих районах нашей страны возникающие нарушения обсадных колонн чаще всего происходят против пластов, в составе которых присутствуют агрессивные флюиды жидкости. К этому может привести внешняя коррозия на наиболее длинных участках скважин, причиной которой становится отсутствие важнейшего цементного камня. Иногда к этому приводит отсутствие его контакта с обсадными трубами и стенками выполненной скважины.

Восстановление крепи на длинных участках при помощи перекрывающих устройств из металла считается достаточно важной и актуальной проблемой. Успешное решение такой задачи продлевает эксплуатацию скважин, а также

приводит к минимальным финансовым и временным затратам.

В процессе бурения скважин могут появляться следующие характерные повреждения рассматриваемых обсадных колонн [1]:

- волнообразный износ вдоль оси обсадной колонны, который чаще всего возникает с одной стороны;
- разрыв колонны со смещением концов, что приводит к потере проходимости конструкции;
- повреждение колонны при бурении из куста, что происходит из-за использования бурового долота.

Для восстановления повреждённой крепи могут использоваться толстостенные перекрыватели, изготовленные из металла. Использование таких изделий приводит к повышению надёжности и долговечности эксплуатируемых скважин. Устройства для установки на конструкцию так называемых «пластырей» в настоящее время изготавливают американские и канадские компании:

- «Пан Америкен Петролеум Корпорейшен»;
- «Хомко», «Лайнс»;
- «Ойл Тулз» и другие известные производители (рис. 1 а, б, в, г, ж).

В России изготовлением подобных устройств занимается действующий институт ВНИИКРнефть (рис. 1 д). Сегодня разные варианты современного оборудования, предназначенного для установки «пластырей» в колоннах, успешно разрабатывают институты ТатНИПИнефть, ВНИИБТ, ВНИИпромгеофизика (рис. 1 е, з, и) [2].

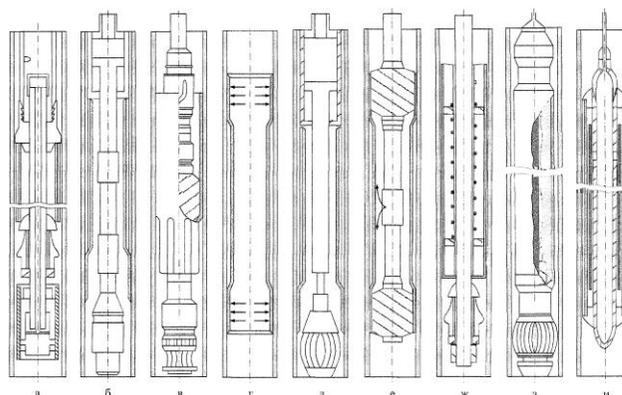


Рисунок 1. Устройства для установки «пластырей»

При первом рассматриваемом варианте опускание устройства в скважину выполняется на НКТ или бурильных трубах (рис. 1 а). В результате конус и пружинная головка начинают двигаться из-за воздействия гидроцилиндра, причём к их дальнейшему протаскиванию приводит подъём НКТ. При других вариантах устройства могут спускаться в скважину на кабеле, а пружинные головки протаскиваются под давлением, которое создаётся электронасосом или передаётся прямо с устья скважины.

Также для этого может использоваться электродвигатель. Для герметизации патрубков используется стекловолокно, хорошо пропитанное смолой и прикрепляемое на наружную поверхность.

Особенность представленного оборудования фирмы «Хомко» (рис. 1 б) заключается в размещении профильного патрубка между конусной и пружинной

расположенной головками, находящимися рядом с двойным гидравлическим цилиндром. В результате ход поршня цилиндра и пружинной головки составляет 1,5 метра.

Сброс давления и свободный подъём гидроцилиндра на высоту до полутора метров приводит к продолжению дорнирования следующего участка проложенной трубы. Операция должна повторяться до полной установки пластыря в обсадной колонне, причём для её ремонта при диаметре от 73 до 273 мм может использоваться качественное оборудование от популярной компании «Хомко».

Оборудование от института ВНИИКРнефть (рис. 1 д) напоминает устройства, предлагаемые всемирно известными компаниями «Пан Америкен Петролеум Корпорейшен» и «Хомко». Отличием является отсутствие в таком оборудовании пружинных головок, заменённых на гидравлические расширяемые головки типа «Дорн». Гидроголовки позволяют регулировать усилия, которые передаются на колонну через пластырь при возникновении гидравлического давления. Это важно для старых колонн из-за их возможного разрушения при усиленных радиальных нагрузках.

При использовании технологии «дорнов» на пластырь оказываются гораздо меньшие радиальные нагрузки в тех местах, где произошло нарушение обсадных колонн. При этом пластыри при возникшей необходимости могут размещаться ниже ранее установленных латок. К технически сложной задаче относится соединение отдельных гофрированных труб, спускаемых в скважину. В ходе осуществления такого процесса требуется параллельное наращивание штанг, на которые прикрепляются дорнирующие или пружинные головки.

Неудовлетворительная подготовка колонны к размещению пластыря приводит к прихвату конуса, дорнирующей или пружинной головки. Значительные осевые усилия, которые прилагаются при протаскивании элементов через гофрированный патрубок в скважине, становятся причиной сдвига пластыря.

Рассматриваемое оборудование для ремонта колонн работает по принципу механического расширения прочных профильных труб. К другому направлению относится применяемый гидравликomeханический способ размещения специальных металлических пластырей. Изготовление такого оборудования в настоящее время занимается компания «Лайнс» (рис. 1 в). Установка латки при помощи такого оборудования заключается в следующем: спуск продольно гофрированной трубы, а также прижатие её к колонне пакером. Такой элемент также может использоваться для выполнения других поставленных задач.

В процессе спуска в колонну удержание профильной трубы происходит из-за сил трения, которые появляются при предварительном расширении пакера внутри латки. Давление при передаче на трубу становится равным длине используемого пакера. После сброса давления происходит перемещение пакера вниз с последующим выправлением трубы. Для плотного прижатия латки к обсадной колонне может использоваться специальная роликовая оправа.

Преимуществом в этом случае становится отсутствие приложения осевых усилий на пластырь. Именно в этом заключается отличие представленного способа от ранее выбираемой механической установки. В ходе этого процесса пластырь не сдвигается.

При раскатке недожимов возникают незначительные осевые нагрузки, причём происходит нормальное сцепление трубы с колонной. Раскатка установленной латки сверху защищает используемый инструмент от прихвата.

Недостатки представленного оборудования:

- ограниченная длина используемой латки;
- шаговый режим при расширении профильной трубы;
- необходимость спуска инструмента для раскатки латки.

Действующий институт ВНИИБТ занимается разработкой способа установки пластырей с использованием пакера (рис. 1 е) в случае применения труб круглого сечения. Но для расширения круглого патрубка требуется создание большого давления. В результате запас пластичности пластыря может расходоваться с показателем от 30 до 70%.

Компании «Ойл Тулз» и «Гирхард Оуэн Индастриз Инж» вместе с действующим институтом «ТатНИПИнефть» в течение длительного времени занимались разработкой способов установки специального круглого пластыря с расширением и запрессованными концами (рис. 1 г).

Главным недостатком в этом случае становится серьёзное уменьшение проходного сечения крепи и невозможность многократного повторения размещения пластырей ниже ранее поставленных латок.

Достаточно интересным считается оборудование, используемое для установки пластырей при помощи так называемого взрывного способа (рис. 1 ж). В США для этого испытанию подвергались устройства, в своё время запатентованные Пангом и Сильверманом. Но их широкому применению помешали следующие выявленные недостатки:

- отсутствие равномерного расширения патрубка при взрыве по всей длине из-за невозможного применения пружинной головки;
- разрушение обсадных колонн с сильными повреждениями при использовании оборудования с мощным установленным зарядом.

Оборудование от известных российских разработчиков, которые выбираются для установки пластырей с помощью взрыва (рис. 1 з, и), обладают некоторыми присутствующими недостатками и не обеспечивают перекрытие интервалов значительного имеющегося нарушения обсадных колонн.

Заключение

Самым перспективным направлением в сфере восстановления крепи скважин на территории России и за рубежом становится использование металлических пластырей, которые накладываются на внутреннюю поверхность обсадных колонн, имеющих нарушения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Джураев Р. У., Меркулов М. В. Утилизация теплоты ДВС привода компрессора и избытков воздуха при бурении геологоразведочных скважин с продувкой воздухом // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), № 7, 2016. С. 186-192.
2. Джураев Р. У., Меркулов М. В. Анализ бурения скважин с продувкой воздухом // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), № 12, 2014. С. 327-330.

ПРИМЕНЕНИЕ АНТИФРИКЦИОННЫХ КОМПОНОВОК НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

А.В. Липатов, А.А. Пазухин

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Россия, Самара

andr.pazukhin@yandex.ru, lipatovalexander@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрена проблема дохождения осевой нагрузки и предложен способ её увеличения за счёт применения системы осциллятора для снижения сил трения, действующих на бурильную колонну и КНБК. Отмечена проблематика влияния данных сил на оборудование, находящееся в скважине в процессе строительства сложных горизонтальных и многозабойных скважин. Рассмотрены принцип работы осциллятора и наиболее значимые характеристики. Предложена технология оснащения осциллятора датчиками удара и вибраций, которые позволят подтвердить эффективность использования осцилляторов и подобрать наиболее эффективное месторасположение в КНБК для снижения сил трения в скважине.

Ключевые слова: компоновка низа бурильной колонны; горизонтальный ствол; силы трения; осциллятор; ударные и вибрационные нагрузки; датчик.

Введение

Поддержание добычи на прежнем уровне является одной из основных проблем ТЭК России. Одним из решений данной проблемы является использование новых технических и технологических решений для строительства сложных горизонтальных и многозабойных скважин.

К главной задаче при строительстве горизонтальных скважин можно отнести снижение сил трения и увеличение доведения осевой нагрузки до долота. Кроме того, при увеличении длины горизонтального стволакратно увеличиваются риски прихвата КНБК и её подвисяния с последующим срывом и ударом об забой. Для снижения влияния сил трения в состав бурового раствора обычно добавляют смазывающие добавки или заменяют раствор на водной основе на более дорогой раствор на углеводородной основе (РУО). Однако, при большом содержании нефтепродуктов в буровом растворе требуется применение специального оборудования, например специального винтового забойного двигателя с эластомером стойким к агрессивным средам. Также к одному из устройств, позволяющих снизить вероятность подвисяния КНБК и влияния сил трения на бурильную колонну и КНБК, относится осциллятор.

Устройство по снижению влияния сил трения в скважине

Принцип работы осциллятора состоит в том, что при циркуляции бурового раствора через бурильную колонну ротор осциллятора начинает создавать радиальные вибрации, сила которых зависит от массы ротора и конструктивных особенностей осциллятора. Создаваемые вибрации передаются на бурильную колонну и позволяют уменьшить силы трения бурильной колонны о стенки скважины. Наилучший эффект от работы осциллятора наблюдается при работе

КНБК в режиме «слайд», когда действие сил трения на бурильную колонну максимально. Отметим, что наиболее оптимальным расположением осциллятора является расстояние 250-300м от КНБК, при более близком расположении возможно влияние вибраций на оборудование, находящимся в составе КНБК.

При моделировании работы осциллятора, как правило, используется программное обеспечение, не имеющее функции расчёта колебаний вдоль колонны и КНБК, а соответственно нет возможности оценки эффективности работы данного оборудования. В данной работе предложена технология оснащения осциллятора датчиками удара и вибраций, которые позволят эмпирически дать оценку работы осциллятора.

Датчик для измерения ударных и вибрационных нагрузок

Датчик для измерения ударных и вибрационных нагрузок является автономным устройством для длительной эксплуатации (Рис.1). Компактное устройство с автономными 3-осевыми инклинометрами, 3-осевыми датчиками удара и двумя датчиками температуры размещается в корпусе элемента. Эта уникальная конструкция позволяет встраивать датчики в существующий инструмент без увеличения их длины и нарушения его целостности (Рис.2). Данное устройство позволит зарегистрировать ударные нагрузки и осевые колебания в процессе работы осциллятора.



Рисунок 1 – Датчик для измерения ударных и вибрационных нагрузок

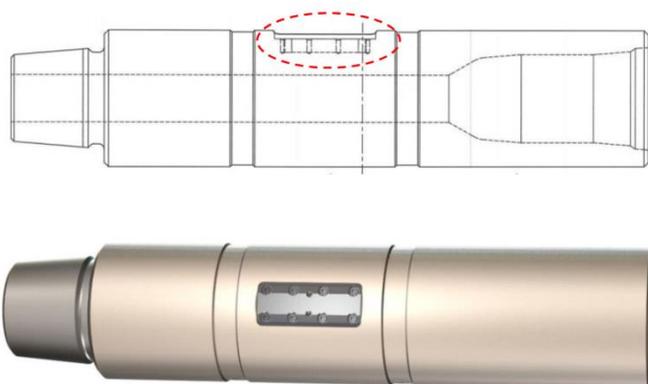


Рисунок 2 – Расположения датчика в предохранительном переводнике

Заключение

При проведении опытно промышленных испытаний и анализе полученных результатов предполагается подтвердить эффективность использования осцилляторов, оснащенных датчиками ударных и вибрационных нагрузок и подобрать наиболее эффективное месторасположение в КНБК для снижения сил трения в скважине.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели: справ. пос. М.: Недра. 1999.
2. Крутик Э.Н., Борисов М.С., Фуфачёв О.И., Патласов А.Ю., Попов А.М. Применение осцилляторов для бурения скважин// Бурение и нефть. 2019. №5. С.35-42.

ВЫБОР МЕСТА УСТАНОВКИ ЯСА В НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ

А.В. Липатов, Д.Я. Яндулов

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Россия, Самара

lipatovalexander@mail.ru, virrgar@gmail.com

Аннотация. В современных условиях разработки нефтяных и газовых месторождений для оптимизации процессов бурения широко используются наклонно-направленные скважины, что предъявляет особые требования к выбору места установки яса. Выбор места установки яса играет ключевую роль в обеспечении эффективности бурения, экономии ресурсов и повышении безопасности технологического процесса. В данной статье рассмотрены ключевые моменты, необходимые для оптимального размещения яса в таких скважинах.

Ключевые слова: прихват, осложнения, яс, наклонно-направленная скважина, место установки яса.

Введение

Несмотря на обширные исследования в области бурения и ликвидации прихватов, недостаток подходов к расчету оптимального места установки яса в наклонно-направленных скважинах представляет собой научную проблему. Разработка новых методов и техник для повышения эффективности ликвидации прихватов в наклонных скважинах имеет высокую научную значимость. Данная работа фокусируется на разработке методик, которые учитывают не только глубину скважины, но и её профиль, что позволяет более точно определить оптимальное место установки яса. Авторы предлагают использовать многокритериальный подход при выборе места установки яса, что дополнительно повышает эффективность мониторинга, а также применять современные методы моделирования, которые позволяют рассчитать результаты выбора конкретного местоположения яса, таких

как Программный пакет для проектирования бурильных систем i-DRILL [23,24], который предоставляет новый инструмент для инженеров и геологов, работающих в области бурения, для повышения эффективности процесса и снижения затрат.

Цель настоящего исследования состоит в разработке методики, которая позволяет определить оптимальное место установки яса в наклонно-направленных скважинах с учетом различных факторов, влияющих на бурение.

Ликвидация прихватов как назначение ясов

Первоначально следует углубиться в особенности геологии и гидродинамики в наклонно-направленных скважинах, которые обуславливают саму постановку проблемного вопроса. Угол наклона скважины и его влияние на процессы добычи играют важную роль при определении места установки яса. При большом угле скважины в условиях недостатка смазочных добавок в буровом растворе, а также осложненных геологических интервалах можно получить прихват. Немаловажную роль в его появлении играет человеческий фактор. Появлению прихвата при спускоподъёмных операциях предшествуют затяжки, при бурении – увеличение крутящего момента на устье скважины, связаны они между собой обвалами или попаданием инструмента в большие каверны, пробуренные на большом литраже в неустойчивых породах, без соблюдения условий скорости спуска обсадной или бурильной колонны. Каждый прихват индивидуален, ликвидация прихвата и его последствий отличаются друг от друга: это и применение различных инструментов, и химических реагентов путем прокачки химических жидкостей в интервал, определенный расчетным путем. При прихвате на большой глубине нужно учитывать немало факторов (вес на крюке, длина бурильной колонны, состав бурильной колонны, параметры раствора, при котором случился прихват, возможные геологические осложнения на данном интервале и т.д.) [1, 16, 25].

К сожалению, на текущий момент, ликвидация прихватов в скважинах – это неотъемлемая часть процесса бурения. Одним из эффективных методов в таких случаях является применение ясов. Ясы находят широкое применение при ликвидации прихватов, вызванных заклиниванием, обвалами горных пород, а также дифференциальных прихватов из-за перепада давлений скважина - пласт.

Применение ясов при ликвидации прихватов обусловлено их способностью разрушать зону заклинивания, разрывая связи между трубами и стенкой скважины [15, 25]. Два основных механизма, применяемых в этом процессе, – гидравлический ударный механизм (ГУМ) и виброударный механизм (ВУК) [5]. Эти механизмы предоставляют возможность создать импульс ударной нагрузки, необходимый для освобождения прихваченной бурильной колонны.

Число применяемых ясов зависит от их массовости и эффективности. Важным аспектом является предварительная установка механических ударных устройств, в компоновке бурильной колонны. Это позволяет мгновенно включить яс в работу при обнаружении прихвата, что особенно ценно при бурении в сложных условиях [9, 16].

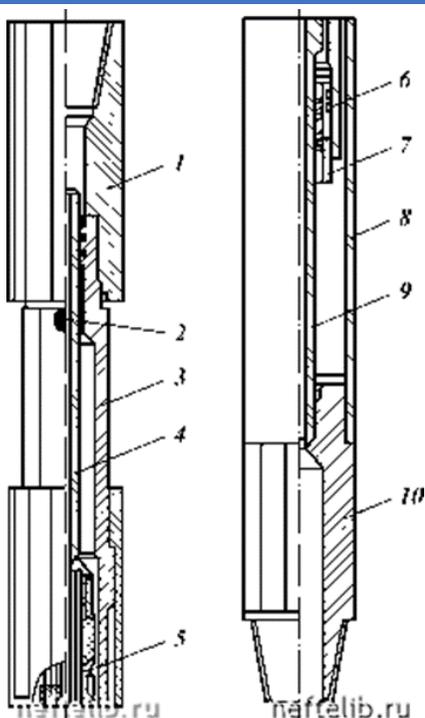


Рисунок 1. Схема яса закрытого типа ЯГЗ-127 [2]

На рис. 1 приведена схема яса закрытого типа ЯГЗ-127, корпус которого состоит из переводника 1, кожуха 8 и переводника 10, соединенных на металлических резьбах. В корпусе размещены полете штоки 3, 4, 9, поршень 6, гайка 7 и гидравлическое сопротивление, состоящее из корпуса 5, имеющего стержневую систему лабиринтных зазоров и обратный клапан. В качестве уплотнительных элементов использованы резиновые кольца круглого сечения и специальная резиновая втулка. Между штоками 3, 4 и поршнем 6 образована замкнутая камера, которая через пробки 2 заполняется авиамаслом МС-20. В процессе спуска яса находится в растянутом положении. Благодаря шестигранному зацеплению между штоками 3 и кожухом 8 через бурильные трубы вращение передается оборудованию, расположенному ниже яса.

Для ликвидации прихватов с использованием ясов определяют интервал прихвата или его верхнюю границу с помощью расчётов вытяжки инструмента и приложенной растягивающей нагрузки на устье скважины. Данный процесс обеспечивает эффективную ликвидацию прихвата и предотвращение его дальнейшего развития [9].

Бурильные гидромеханические ясы, такие как WDT, представляют собой эффективные средства ликвидации прихватов. Они поставляются на буровую в готовом для работы положении с защитным хомутом на открытом участке шлицевого вала. Этот хомут предохраняет полированный участок вала от повреждений во время транспортировки [4, 7, 17].

Установка яса в бурильной колонне осуществляется муфтовой резьбой вверх, ниппельной вниз. Перед сборкой наносится резьбовая смазка [6]. В процессе спуска в скважину защитный хомут снимается, а при подъёме яса через стол ротора хомут вновь устанавливается.

Для нанесения удара вверх бурильную колонну натягивают лебёдкой до разблокирования защелки яса, после чего происходит гидравлическая задержка. Гидравлической задержкой называется интервал времени от разблокирования защёлки до момента срабатывания яса, который обычно составляет от 30 до 120 секунд.

После срабатывания яса, производящего направленный вверх удар, бурение может быть продолжено. Для нанесения удара вниз бурильную колонну разгружают, вызывая срабатывание защелки, и колонна начинает двигаться вниз до закрытого положения яса.

Определение места расположения яса

Расчет выбора места установки яса в наклонно-направленной скважине представляет собой сложную задачу, требующую учета множества факторов, включая геологические, геомеханические и технологические параметры. Оптимальное расположение яса напрямую влияет на эффективность процесса бурения, структуру скважины и общую производительность. Для разработки методики выбора места установки яса проводится анализ различных параметров, включая угол наклона скважины, характер геологического образования и гидравлические характеристики [11, 24]. Расчеты включают в себя определение оптимальной глубины установки яса и минимизацию рисков при ликвидации прихватов.

Авторы обобщили и составили наиболее полный перечень условий, которые необходимо учитывать при принятии решения о месте расположения яса.

Факторы, влияющие на выбор места установки яса [3, 13, 19, 20, 26]:

1. Тип прихвата: перепад давления или механический прихват требуют разного подхода к выбору места яса;
2. Траектория и угол наклона, глубина скважины: данные характеристики скважины влияют на распределение нагрузок и выбор оптимального расположения яса;
3. Конфигурация забойной компоновки: наличие центраторов, калибраторов или соединительных переводников;
4. Растягивающая нагрузка с учётом гидравлики: при работе бурового насоса создается нагрузка, которую необходимо учесть при определении места яса;
5. Коэффициент потерь веса в буровом растворе: определение веса колонны в жидкости важно для расчета эффективного усилия яса;
6. Максимальная нагрузка на долото: учет нагрузки на долото помогает определить необходимую силу яса;
7. Фактически допустимая растягивающая нагрузка на яс: определение границ прочности яса важно для безопасной его работы;
8. Запас прочности бурильной трубы учитывается для предотвращения повреждений трубы при работе яса;
9. Усилия разблокирования защелки для нанесения ударов вверх и вниз.

Далее представим наиболее пригодную, по мнению авторов, **последовательность действий при выборе места установки яса.**

Шаг 1: Сбор данных

Необходимо провести сбор данных о геологии и геомеханике скважины. Это включает в себя информацию о типах пород, инклинометрии скважины, геологии, а также параметрах прочности горных пород.

Шаг 2: Определение целевых зон

На основе собранных данных определяются целевые зоны для установки яса. Это могут быть зоны с повышенным сопротивлением бурению, изменениями геологических характеристик или зоны с высокой степенью искривления скважины.

Шаг 3: Анализ геомеханики

Проводится анализ геомеханики для определения того, как горные породы будут вести себя при работе яса, который включает в себя расчеты напряженно-деформированного состояния и определение возможных проблем, таких как обрушение стенок скважины.

Шаг 4: Выбор типа яса

На основе проведенного анализа выбирается оптимальный тип яса. Решение зависит от конкретных условий скважины и целей бурения.

Шаг 5: Расчет оптимального места установки

С использованием данных о геологии, геомеханике и выбранного типа яса производится расчет оптимального места его установки. Это включает в себя определение угла наклона и направления, а также глубины установки.

Шаг 6: Валидация решения

Расчеты подвергнутся валидации с использованием имеющихся данных о скважине. В случае необходимости, производятся коррекции для учета реальных условий.

Шаг 7: Разработка рекомендаций

На основе проведенных расчетов и валидации разрабатываются рекомендации по установке яса, включая оптимальные параметры.

Этот процесс требует высокой степени инженерной экспертизы и использования специализированного программного обеспечения для численного моделирования [11]. Все этапы должны быть выполнены с учетом специфических условий конкретной скважины, чтобы обеспечить успешность бурения и безопасность технологического процесса.

Для упрощения процесса и приведения максимально приближенных к реальности расчетов можно использовать среду «Инженерные расчёты строительства скважин» ООО «Бурсофтпроект», позволяющую производить расчёты напряженного состояния бурильной колонны и оформления результатов в графическом виде (рис. 2) [14].

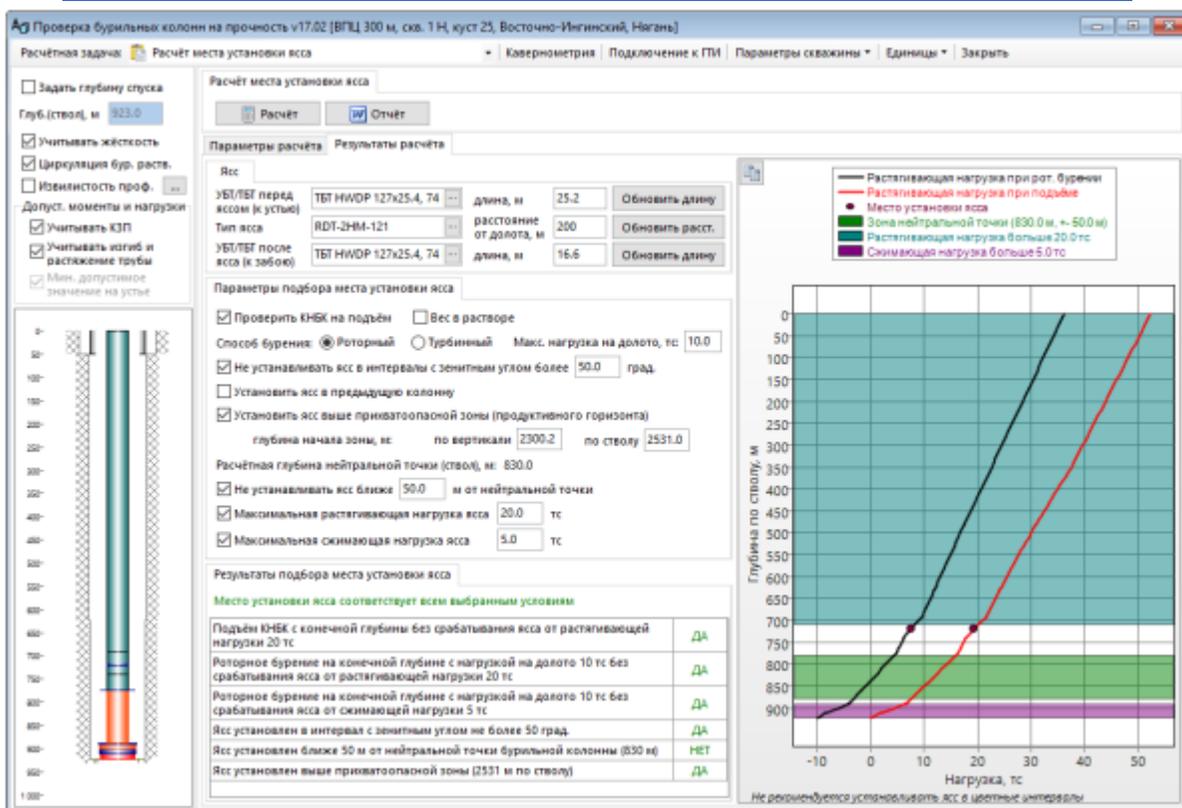


Рисунок 2. Интерфейс «Бурсофтпроект»

Практические рекомендации по выбору места расположения яса:

1. Во время бурения яс должен находиться выше интервала предполагаемого прихвата.
2. Для максимальной эффективности освобождения прихваченного инструмента, яс необходимо располагать ближе к точке предполагаемого прихвата, но не менее длины двух бурильных труб выше верхнего элемента КНБК.
3. Осевые нагрузки на гидромеханический буровой яс WDT не должны превышать 50% от усилия разблокирования защелки.
4. Для обеспечения достаточной массы при нанесении ясом удара вниз, требуется установка необходимого количества УБТ и бурильных труб выше яса.
5. Диаметр бурильных труб над ясом не должен превышать диаметра яса, чтобы избежать прихвата.
6. Не допускается расположение яса в месте установки центриатора, калибратора или соединительного переводника между компонентами забойной компоновки различного диаметра. Яс должен быть расположен минимум на два соединения выше или ниже центриатора [13, 20].

Эти рекомендации предоставляют общую методологию выбора места расположения яса, однако для каждой скважины требуется индивидуальный расчет, учитывающий все перечисленные факторы и условия бурения, что наводит на мысль об необходимости внедрения подбора места установки яса при помощи программного продукта «Бурсофтпроект», обеспечивающего наиболее

приближенные к реальным данным расчёты в процессе строительства скважин на нефть и газ [15, 22].

Заключение

На основе проведенного анализа данных делаются выводы о влиянии различных факторов на выбор места установки яса. В условиях стремительного развития технологий в нефтегазовой промышленности актуальность оптимизации процесса бурения наклонно-направленных скважин с использованием ясов становится фундаментальным вопросом. Правильный выбор места установки яса является ключевым элементом, влияющим на эффективность и безопасность бурения. Применение ясов в ликвидации прихватов является эффективным методом, обеспечивающим непрерывность бурения и безопасность технологического процесса. Разнообразие конструкций и типов ясов позволяет выбрать наилучший вариант в зависимости от условий бурения и характеристик скважины. Представленная методика выбора места установки яса в наклонно-направленной скважине, учитывающая множество факторов, может быть полезна для обеспечения эффективности и безопасности бурения. Полученные результаты могут облегчить принятие инженерных решений и повысить качество бурения в наклонных и направленных скважинах, что является актуальным направлением в развитии нефтегазовой индустрии.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Аджам А.И. Проблема прихватов бурильных и обсадных колонн // *Master's Journal*. – 2021. – № 2. – С. 78-86.
2. Асадчев А.С. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – Гомель, 2017. – 121 с.
3. Бабилов А.В., Селянский Д.Л., Злобин И.В. Гидравлический бурильный яс двухстороннего действия // Патент № 2726689 С1 Российская Федерация, МПК С09К 8/24. Заявка 2019126935, 15.08.2020.
4. Головань Е.В. Применение ударных механизмов для предупреждения и ликвидации прихватов бурильной колонны // *Научно-образовательный журнал для студентов и преподавателей «StudNet»*. – 2020. – №11. – С.140-148.
5. Евсеев В.Д. Разрушение горных пород при бурении нефтяных и газовых скважин. – Томск: Изд. ТПУ, 2002. – 151 с.
6. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. РД 39-7/1-0001-89. – Куйбышев, ВНИИТнефть, 1989.
7. Картелев А.Я., Соколов С.С., Мотлохов В.Н., Свидинская Н.Ф., Горбунов О.Б. Способ и устройство для ликвидации прихватов бурового инструмента // Патент №2 441 133 С1 Российская Федерация, МПК С09К 8/24. Заявка 2006129361/03, 15.08.2006.
8. Клаусен Дж.Р., Коб Дж.М., Прил Дж.Р. Гидравлический яс бурового снаряда (варианты) и способ управления гидравлическим ясом // Патент № 2407880 С1 Российская Федерация, МПК С09К 8/24. Заявка 2009138408/03, 19.03.2008.
9. Ковалев А.В., Епихин А.В. Методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»): Томский политехнический университет, 2016 г.
10. Королев А.Л. Компьютерное моделирование. – М.: БИНОМ. ЛЗ, 2013. – 230 с.

11. Кузнецов В. А., Фролов К. В. Моделирование процесса бурения глубоких скважин // Математическое моделирование и краев. задачи, 2007. – Часть 2. – С. 83-86.
12. Кузнецов В.Г., Липатов Е.Ю. Первоочередные действия при ликвидации прихвата бурильной колонны // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 12. – С. 20-23.
13. Кулябин Г.А. Методические указания по курсу «Технология бурения глубоких скважин» для проектирования режима бурения с забойными двигателями и самостоятельной работы студентов специальности 0908. – Тюменский индустриальный институт: Тюмень, 1990. – Часть 1. – 30 с.
14. Магда Ю.С. LabVIEW: практический курс для инженеров и разработчиков. – М.: ДМК Пресс, 2012. – 208 с.
15. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин. – М.: ИНФРАМ; Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2015. – 336 с.
16. Низамов А.Я., Логинова М.Е., Хайруллин Ф.З. Применение бурильных ясов // Актуальные вопросы современной науки: материалы VIII междунар. науч.-практ. конф.: в 4-х частях, Томск, 16 декабря 2017 г.; ООО «Дендра». – Томск, 2017. – С. 42–46.
17. Панин Н.М., Комаров М.А. Устройство для ликвидации прихвата составной гибкой колонны // Патент № 2 316 639 С1 Российская Федерация, МПК С09К 8/24. Заявка 2006129361/03, 15.08.2006.
18. Попова М.С., Харитонов А.Ю. Компьютерное моделирование процессов, протекающих при бурении скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – №12. – С. 18–27.
19. Северинчик Н.А. Машины и оборудование для бурения скважин. – М.: Недра, 1986. – 368с.
20. Спивак А.Н., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. – М.: Недра, 1979. – 239 с.
21. Тагиров К. М., Нифантов В. И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 160 с.
22. Тимофеев Е.В., Мязин О.Г., Сумароков В.И. Новые технологии при ликвидации прихватов КНБК в процессе строительства горизонтальных скважин на ОНГКМ // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2007. – № 2. – С. 41-43.
23. Товарный знак Schlumberger.
24. Товарный знак M-I L.L.C.
25. Фокин Ю.В., Аверкина Е.В. Анализ методов ликвидации рапопроявлений на месторождениях Восточно-Сибирской платформы // Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследований: мат. Всероссийской науч.-техн. конференции с междунар. участием «Геонауки – 2018: актуальные проблемы изучения недр», посвященной памяти профессора В.Д. Маца. – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2018. – №18. – С. 140-145.
26. Шумова З.И., Собкина И.В. Справочник по турбобурам. – М.: Недра, 1970. – 192 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРОВЫХ РАБОТ В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНЫХ ДАВЛЕНИЙ И СОХРАНЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Г.В. Хршоян¹, П.А. Гаранин²

*1 - магистрант кафедры БНГС, 2 – к.т.н., доцент кафедры БНГС Самарский государственный технический университет г. Самара, Россия
e-mail: khrshoyan.garrik@mail.ru; ninarag@yandex.ru*

Аннотация. В статье рассматривается проблема повышения эффективности буровых работ в условиях аномальных давлений и сохранения естественной проницаемости продуктивных пластов. Особое внимание уделяется опыту Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения, где сложные геологические условия требуют тщательного подхода к проектированию и оптимизации горизонтальных скважин.

Ключевые слова: бурение горизонтальных стволов, аномально низкие пластовые давления, сохранение проницаемости, продуктивный пласт, первичное вскрытие продуктивного пласта, геологические особенности, трещиноватость, кавернозность, поглощение промывочной жидкости, проектирование скважин.

INCREASING THE EFFICIENCY OF DRILLING OPERATIONS UNDER CONDITIONS OF ANOMALOUS PRESSURES AND PRESERVING THE NATURAL PERMEABILITY OF PRODUCTIVE FORMATIONS

1 – G.V. Khrshoyan, 2 – P.A. Garanin

1 - master's student of the BNGS department, 2 - candidate of technical sciences, associate professor of the BNGS department, Samara State Technical University, Samara, Russia
e-mail: khrshoyan.garrik@mail.ru; ninarag@yandex.ru

Annotation. The article considers the problem of increasing the efficiency of drilling operations under abnormal pressure conditions and maintaining the natural permeability of productive formations. Particular attention is paid to the experience of the Yurubcheno-Tokhomskoeye oil and gas condensate field, where complex geological conditions require a careful approach to the design and optimization of horizontal wells.

Key words: horizontal well drilling, abnormally low formation pressures, permeability maintenance, productive formation, primary opening of productive formation, geological features, fracturing, cavernosity, mud absorption, well design.

На сегодняшний день добычу нефти и газа облегчают скважины с

горизонтальным окончанием, которые являются одним из самых востребованных и эффективных способов. Однако подобная разработка месторождений требует скрупулёзного создания проекта с учётом всех технических и технологических аспектов. Предварительное изучение горных пород помогает избежать дополнительных материальных затрат и времени. На примере Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения с крайне сложным геологическим строением видно, насколько важно заранее определять почву. В прошлом из-за непростых условий и существенных упущений произошел неудачный опыт бурения. Данный случай подчеркивает необходимость устранения вышеизложенных проблем.

При более подробном изучении геологического строения Красноярского месторождения можно заметить рифейские отложения, сохранившиеся с архейско-протезойской эры. При бурении скважин в Байкитской нефтегазоносной области были обнаружены образования кембрия, рифея, венда и четвертичные.

Рифейские отложения представляют собой несколько слоев пород, между которыми располагаются толщи с преимущественным содержанием глины:

- горизонт P0, к которому прилегают верхнерифейские отложения, то есть ирэмээнская толща. Непроницаемый слой – многовековые образования, неподдающиеся размыву;

- горизонт P1, приуроченный к камнеподобным глинистым породам (аргиллитам). Образованы в период юктенской, вингольдинской и рассолкинской толщ.

- горизонт P2 охватывается многовековыми отложениями, покрывка – глинистые аргиллиты (копчерская толща) или базальные уровни венда.

При разработке Байкитской залежи основным звеном выступают слои P1-2. Данные пласты состоят преимущественно из карбонатных горных пород кавернозно-трещинного типа. Данный вид коллекторов обладает некоторыми свойствами: низкая температура (27 °C), высокая минерализация пластовой воды и пониженный уровень вязкости нефти (1,67 сПз). Также данный вид характеризуется наличием части залежи, наполненной газом и отдельных вертикальных макротрещин в нескольких направлениях. Они обеспечивают поступление нефти в горизонтальный ствол (рисунок 1, 3) [1, 2].

При проектировании горизонтальной скважины ее направление определяется с учётом направления простирания трещин (см. рисунок 3) [1, 2]. Как правильно, ствол располагается в крест макротрещинам для поступления нефти к скважинам. Пористость коллектора в данном случае не превышает 2%.



Рисунок 2. Образец поднятого керна из отложений рифея (ЮТ НГКМ, продуктивный пласт) (КрасНИПИнефть, 2011)

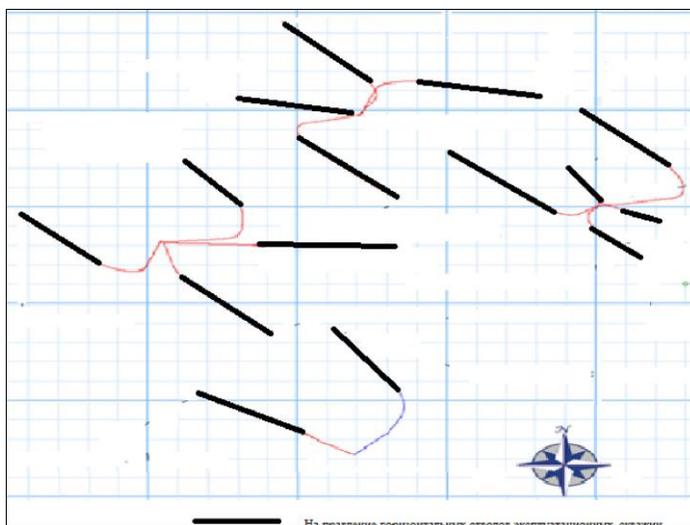


Рисунок 3. Проектная схема раскустовки первоочередного участка разработки ЮТ НГКМ, отражающее заложение горизонтальных стволов перпендикулярно основному направлению простирания открытой проницаемой трещиноватости. Преобладают субвертикальные трещины (85 градусов). (КрасНИПИнефть, 2014)

В настоящий момент, согласно проектированию, длина горизонтального ствола в Красноярском месторождении равняется 1 км. Определение проектной длины происходило на основе экономического анализа общей стоимости скважины. То есть, были задействованы примерные расчёты объема добываемых ресурсов и срок использования залежи.

Бурение скважины в горизонтальном направлении происходит с помощью породоразрушающего инструмента (долота). Во время разрушения грунта и прохода на глубину происходит процесс поглощения промывочной жидкости. Во время изучения геологического строения и долива скважины поглощение продолжается. Иногда возникают ситуации, когда бурение останавливается из-за сверхвысокой проницаемости. Обычно такие случаи происходят в зонах трещинно и карстово-жильного типа [3, 4]. Продолжать бурение нет смысла, так как поглощение в этом типе коллектора слишком сильно [5].

В текущий период проблема высокой интенсивности поглощения сохраняется и требует новых методов минимизации в сложных пластах. Для успешного бурения необходим анализ геологического бурения с учётом всех технологических факторов. От выявленных факторов напрямую зависит успешной вскрытия горных пород и сохранение проницаемости. Также при проводке в условиях с пониженным давлением требуется учитывать гидродинамические процессы. Результатом подобного анализа должны стать новые технологические решения.

Эффективность буровых работ горизонтальных стволов в аномальных условиях можно повысить с помощью некоторых действий:

- предварительное исследование горно-геологических структур и гидродинамики поможет определить сложность дальнейшего бурения;
- определение максимальной длины скважины и значение совместимых зон позволяет составить приблизительных экономический расчёт;
- создание схемы первичного вскрытия горных пород, которое снижает риск опасной проводки горизонтального ствола.

При выявлении низкого пластового давления необходимо снижение плотности растворов до минимального значения. То есть, при вскрытии почвы необходимо исключить использование водных растворов и отдать предпочтение исключительно буровым растворам на углеводородной основе (РУО) [6]. Применение указанного вещества позволяет снизить риски возникновения проблем со стволом скважины. Это происходит благодаря инертности РУО к представленному геологическому разрезу [7].

Заключение

Исходя из вышеперечисленных факторов, успешное вскрытие горизонтальной скважины в аномальных условиях возможно при соблюдении ряда правил и комплексного подхода. То есть, эффективное бурение проводится только

после скрупулёзного проектирования и выявления новых технологий для сохранения естественной проницаемости. В результате исследования работ на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении можно сделать вывод, что упущение важных деталей влечёт дополнительные затраты бюджета и времени.

Эффективность вскрытия горных пород и прохода на глубину зависит от тщательного изучения геологического строения и учитывая особенности пластов. Результат исследований позволяет применить наиболее эффективные методы по поглощению промывочной жидкости. Комплексный подход и непрерывное улучшение технологий, и создание новых позволяет проводить успешное бурение горизонтальных стволов. Помимо высокого качества также сохраняется естественная проницаемость.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кашников Ю. А., Гладышев С. В., Разяпов Р. К., Конторович А. А., Красильникова Н. Б. Гидродинамическое моделирование первоочередного участка разработки Юрубчено-Тохомского месторождения с учетом геомеханического эффекта смыкания трещин // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений, № 4, 2011. С. 104-107.
2. Киселев В. М. и др. Определение оптимального направления ствола добывающей скважины в трещиноватых карбонатных коллекторах // Научно-Технический Вестник ОАО «НК Роснефть», № 29, 2012. С. 16-20.
3. Вахромеев А. Г., Разяпов Р. К., Постникова О. В., Кутукова Н. М., Сверкунов С. А., Сираев Р. У. Литологические и гидродинамические факторы, определяющие условия первичного вскрытия горизонтальным бурением и освоение продуктивных интервалов рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского НГКМ // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. Новосибирск, № 3 (23), 2015. С. 67-81.
4. Иванишин В. М., Сираев Р. У., Данилова Е. М., Вахромеев А. Г. Аномально-проницаемый трещинно-жильный карбонатный коллектор в рифее, ЮТМ (по геологопромысловым данным горизонтального бурения) // Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследований, № 13, 2013. С. 325-330.
5. Вахромеев А. Г., Сверкунов С. А., Сираев Р. У., и др. Геологические факторы, осложняющие первичное вскрытие горизонтальным бурением сложных карбонатных каверново-трещинных коллекторов рифея Юрубчено-Тохомского НГКМ // Геология и минерагения Центральной Азии: мат-лы XIX Международной научно-технической конференции, 2015. С. 250-255.
6. Я.А. Рязанов. Энциклопедия по буровым растворам. Оренбург: "Летопись", 2005. 664 с.
7. Николаева Л. В., Васенева Е. Г. Особенности вскрытия продуктивных горизонтов на нефтяных месторождениях Восточной Сибири // Вестник ИрГТУ, № 9, 2012. С. 68-71.

МЕХАНИЧЕСКИЙ МЕТОД ОЧИСТКИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБ ОТ ТВЕРДЫХ СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

В.А. Глущенков¹, Б.В. Каргин², П.Н. Букин², В.В. Федоров³

*САУ Самарский университет(кафедра ОМД)¹, ФГБОУ ВО «СамГТУ»²,
ООО«СамараНИПИнефть»³*

г. Самара, Россия

Аннотация. Приведено описание и сравнение по производительности и качеству технологических способов очистки нефтепромысловых труб от твердых солевых отложений: механический, гидравлический, химический, электрогидравлический. В сравнении с известными на практике способами предложен новый механический метод очистки труб в косовалковых трубоправильных машинах.

Ключевые слова: нефтепромысловые трубы, твердые солевые отложения, методы очистки труб, упругопластическая деформация трубы, косовалковые трубоправильные машины.

Введение

В нефтяной промышленности используются обсадные, бурильные и насосно-компрессорные трубы. При добыче нефти на внутренних стенках труб образуются солевые отложения. Солеотложение крайне негативно влияет на безопасность эксплуатации трубопроводов. Оно вызывает усиление локальной коррозии металла труб, что приводит к их ускоренному разрушению, сопровождающемуся разливами нефти. Последнее создает на трубопроводах пожароопасную ситуацию, особенно при наличии в перекачиваемом продукте попутного нефтяного газа, рис.1.



Рисунок 1 – Солевые отложения на внутренних стенках труб

Существуют три основные группы часто встречающихся отложений: сульфатные, карбонатные и хлоридные. Отложения всех трех видов образуются в НКТ, хвостовиках, устьевой арматуре, системе подготовки нефти и воды. Толщина отложений зависит от интенсивности и времени осадконакопления. Из опыта добычи обводненной нефти известны случаи образования мощных пробок гипсовых отложений длиной в несколько сот метров, при этом практически перекрывается проходное сечение труб. Дальнейшая эксплуатация труб с такими отложениями неэффективна из-за снижения их пропускной способности.

Анализ методов очистки нефтепромысловых труб

Трубы с отложениями извлекают и подлежат дальнейшей очистке. Данные трубы не могут быть переданы в переплав из-за наличия в них отложений. Используемые в настоящее время методы очистки обеспечивают удаление лишь ограниченного количества разновидностей солевых отложений. Поскольку эти соли часто создают повышенный радиационный фон, то наличие осадка затрудняет не только дальнейшую эксплуатацию труб, но и их утилизацию [1]. В местах складирования, рис. 2 возникает повышенный радиоактивный фон, что вынуждает создавать такие складские площадки вдали от населенных пунктов. Следовательно, задача очистки труб от твердых солевых отложений является весьма актуальной.



Рисунок 2 - Площадка складирования труб на очистку

На практике известно несколько основных классических способов очистки труб: механический, гидравлический, химический, электрогидравлический. Проведенные ранее исследования показали, что одним из путей расширения возможностей очистки труб от солевых отложений является использование электрогидроимпульсной технологии, сущность которой заключается в нагружении обрабатываемого объекта импульсными силами, возникающими в результате высоковольтного электрического разряда в жидкости. Лабораторные испытания процесса показали, что для надежной очистки участка трубы необходимо от трех до десяти импульсов в зависимости от энергии разряда и свойств солевых отложений. Минимальная энергия разряда при десяти импульсах на каждом участке 4 кДж. При этом солевые отложения удаляются на длине 150-250 мм в зависимости от свойств соли. Таким образом, для надежной очистки трубы от солевых отложений шаг обработки должен составлять 150 мм, что значительно растягивает очистку по времени [2]. Производительность 15 труб в смену. Качество очистки составляет 80-85 процентов.

Очистка жидкостью высокого давления. Струя воды под давлением 100-200 бар подается на стенки труб, которые в последствие частично очищаются от соли.

Для промывки используется простая вода без химических веществ, поэтому такой способ очистки является безопасным. Производительность составляет 10 труб в смену. Качество очистки составляет 60-70 процентов.

Механический способ очистки. Используют волоочильные машины, фиксирующие в себе спирали с наконечниками, и вращающие их для лучшего прохождения в трубе и удаления в ней скопление соли. Производительность 10 труб в смену. Качество очистки составляет 75-80 процентов.

Химический способ очистки труб. Для получения более качественного результата применяют химические очистители, в состав которых входят высокотехнологичные формулы. Выбор необходимого химиката зависит от типа отложений. Производительность 5 труб в смену. Качество очистки составляет 80 процентов. Из недостатков: опасные условия труда.

Предлагаемый механический способ очистки труб от твердых солевых отложений заключается путем прокатки их в косовалковых трубоправильных машинах, рис.3. Машина содержит три валковые обоймы, каждая из которых образована двумя вогнутыми валками, расположенных под небольшим углом к оси трубы. Все валки имеют одинаковые диаметры и длину бочек.

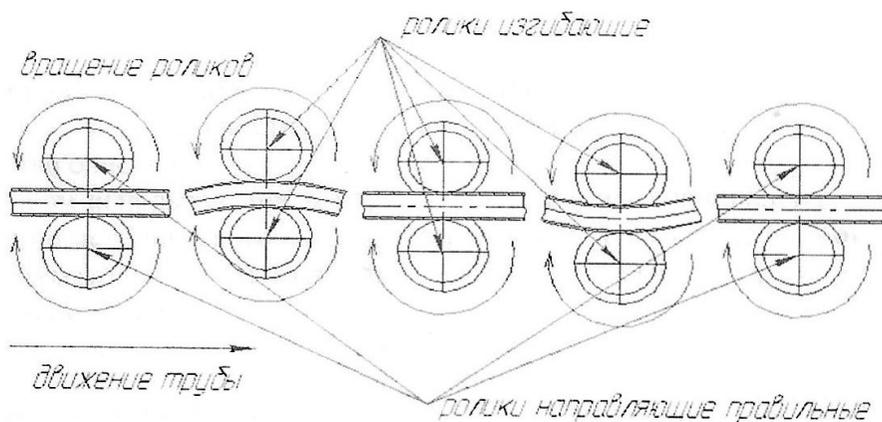


Рисунок 3 – Схема деформирования трубы и ее очистке от солей в изгибно-правильной машине

Машина предназначена для правки труб и прутков круглого сечения. Стол загрузки выполнен с небольшим наклоном к рабочим валкам [1]. Труба в процессе очистки протирается от грязи резиновыми кольцами, которые устанавливают в направляющих воронках перед подачей трубы в машину. Для лучшего захвата трубы, валки омываются керосином, который подается управляющей машиной. Эксперимент проводился в цехе по изготовлению труб на Самарском металлургическом заводе. В эксперименте использовалась труба длиной 12 метров и диаметром 60 мм с толщиной стенки 5 миллиметров. Величину прогиба трубы зафиксировали в 1 мм. В целом, на очистку одной трубы уходит 5 минут. В смену примерно 70 штук. Качество очистки составляет от 90 до 100 процентов. В результате приложения кратковременного силового импульса возникают радиальные упругие колебания стенки трубы с соевыми отложениями. В тех случаях, когда амплитуда колебаний системы превышает предельные деформации хрупких отложений, последние отстают от стенки трубы и разрушаются. При небольших амплитудах колебаний возможно разрушение соли в результате

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

многократной смены знака напряжений. Данный метод легко автоматизируется, можно использовать автоматические переключатели и рольганги для транспортировки труб к стану, что в конечном итоге положительно сказывается на безопасности условий труда. В стандартных условиях очистка производится двумя рабочими. Загрузка и выгрузка труб на машину производится в ручную. Результаты экспериментального расчета сведены в таблицу.1.

Таблица 1 – Результаты расчетов.

Труба	60×50			60×52			60×54		
	0,3	0,5	0,7	0,3	0,5	0,7	0,3	0,5	0,7
<i>L, мм</i>									
<i>F, кН</i>	91,4	54,8	39,1	76,9	46,1	39,2	60	36	25,7
<i>Прогиб, мм</i>	0,78	2,1	4,2	0,78	2,1	4,2	0,77	2,1	4,2

Заключение

Анализ методов очистки нефтепромысловых труб показал, что вопросы повышения производительности и качества очистки остаются актуальными.

Предложен новый высокопроизводительный механический метод очистки труб на косовалковых трубоправильных машинах. Качество очистки от твердых солевых отложений составляет от 90 до 100 процентов

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. В. А. Глущенко, С. Б. Гербер, В. Ф. Карпунин, Р. Ю. Юсупов. Технология очистки насосно-компрессорных труб от радиоактивных твердых солевых отложений. Записки горного института. Т158. 2004 г.
2. В. А. Глущенко, В. Ф. Карпунин, Р. Ю. Юсупов, Ю. М. Овчинников, А. В. Чернов. Технология и оборудование для очистки труб от солевых отложений. Записки горного института. Т166. 2005 г.
3. Борьба с отложением парафина. Под ред. Г.А. Бабаляна.- М.: Недра, 1965.- 340 с.
4. Муравьев В.И. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин.- М.: Недра, 1978.- 448 с.
5. РД 153-39.0-477-06 Трубы насосно-компрессорные, бывшие в эксплуатации. Технологический регламент по очистке НКТ от твердых осадков. ОАО «Татнефть». 2006.- 31 с.
6. РД 153-39.0-593-08 Технологический регламент по обеспечению радиационной безопасности при ремонте и демонтаже оборудования, сборе и реализации металлолома. - 2008.- 27 с.
7. РД 153-39.0-594-08 Технологический регламент по обеспечению радиационной безопасности на объектах подготовки нефти ОАО «Татнефть».- 2008. - 30 с.
8. Серебрицкий П.П. Обработка деталей металлическими щетками. Л.: Лениздат, 1967. -232 с.

ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ ПРИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТАХ

В.Н. Аверкин, В.С. Ванюшкин

*Институт нефтегазовых технологий,
кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»
СамГТУ, г. Самара, Россия*

Ремонтно-изоляционные работы являются неотъемлемой частью нефтегазовой отрасли. В зависимости от поставленной задачи, выбирается необходимая технология, за счёт которой возможно достижение результата. Однако необходимо понимать для чего используется та или иная технология ремонтно-изоляционных работ [1].

Ключевые слова: ремонтно-изоляционные работы, тампонаж, эксплуатационная колонна, пакер, НКТ, ожидание затвердевания цемента.

Актуальность темы: в процессе бурения и эксплуатации скважин возможно возникновение аварий, которые лишают возможности производить задуманные работы по регламенту.

Цель работы: изучить методы и технологии ремонтно-изоляционных работ и рассмотреть, в каких случаях они применяются.

Задачи изучения методов и технологии ремонтно-изоляционных работ можно рассмотреть в два этапа - непосредственное рассмотрение самих методов и технологий ремонтно-изоляционных работ и выделение преимуществ и недостатков. Вывод производится на основании изучения самих работ.

В качестве объекта исследования были взяты методики и технологии ремонтно-изоляционных работ.

Метод, технология и рецептура для выполнения ремонтно-изоляционных работ выбираются на основании результатов комплексного исследования скважин, которое включает: термометрию, дефектоскопию эксплуатационной колонны и анализ цементного камня. Кроме того, требуется очистка каналов и трещин от загрязнений и остатков промывочной жидкости, а также прогнозирование вероятности течения жидкости по ним. Дополнительно рассмотрим общие требования к технологии проведения изоляционных работ:

- изоляционные работы должны осуществляться в соответствии с требованиями нормативной документации или действующих регламентов, относящимися к каждому из применяемых методов и технологий, а также с учетом правил техники безопасности и охраны окружающей среды;

- во время ожидания затвердевания цемента в скважинах, где необходимо поддерживать избыточное давление относительно пластовых давлений. Уровень избыточного давления устанавливается в диапазоне 40-60 % от давления, достигнутого при цементировании. Период ожидания затвердевания цемента составляет 24 часа, а в случаях подбора цементной смеси на основе результатов лабораторного анализа и тестов определяется индивидуально;

- при изоляции сквозных дефектов обсадных колонн время ожидания затвердевания цемента должно составлять от 16 до 24 часов. Однако при

температурах 80°C и выше время ожидания затвердевания цемента может быть сокращено в допустимых пределах;

- до и после выполнения ремонтно-изоляционных работ оценивается приемистость изоляционного интервала;

- тампонажный раствор должен обладать достаточными временем загустевания и сроками схватывания;

- тампонажный раствор должен иметь способность удерживать воду и твердую фазу в себе в необходимых масштабах;

- тампонажная смесь должна обладать низкой водоотдачей, которая позволяет снизить загрязнение породы фильтратом раствора; изменять время затвердевания раствора; предотвратить чрезмерную усадку (уменьшение в объеме) тампонажного камня при схватывании раствора, то есть более полно заполнить пространство тампонажным составом;

- основным критерием для установления цементных мостов в скважинах является прочность затвердевшего тампонажного камня. Эта прочность должна быть достаточной для того, чтобы выдержать нагрузки, возникающие во время разгрузки бурового оборудования или нефтепроводных труб при тестировании качества установленного моста. Показатели прочности цементного камня включают его способность противостоять действию сжимающих, изгибающих и растягивающих сил.

- цемент, используемый для создания цементного камня, должен обладать высокой устойчивостью к коррозии в агрессивных условиях подземных пластов. Это касается сред с высокой степенью минерализации или содержанием сероводорода. Кроме того, материал должен выдерживать воздействие кислотных растворов, таких как соляная и фтористоводородная кислоты, используемых для обработки призабойной зоны пласта.

- для тампонажных материалов критически важным является короткий промежуток времени между началом процесса загустевания и моментом, когда затвердевший раствор начинает проявлять свои несущие способности.

- тампонажный раствор должен иметь возможность регулирования таких свойств как схватывание и загустевание за счёт химической обработки[6].

Основными требованиями к изоляционным материалам для проведения ремонтно-изоляционных работ в скважинах со сложней гидродинамической и температурной обстановкой являются:

- возможность регулирования плотности и времени превращения в нетекучее состояние для предупреждения или ограничения до минимума дополнительного разбавления тампонажных смесей;

- технологичность использования, обеспечивающая приготовление и применение изоляционных материалов о минимальной величиной времени превращения в нетекучее состояние;

- выбор рецептуры тампонажных смесей и технологических схем их приготовления определяется свойствами и характеристиками тампонажного состава, геолого-эксплуатационной характеристикой скважины и опытом проведения ремонтно-изоляционных работ в условиях каждого конкретного месторождения;

- тампонажная смесь должна быть достаточно пластичной для проведения операции, но также ей необходимо иметь сопротивляемость к воздействиям пластовых давлений и давлений, возникающих вследствие проводимых в скважине работ (опрессовка, работа насосного оборудования и другие);

Выбор рецептуры и способа изготовления тампонажного материала реализуется в следующей последовательности:

- заказчик предоставляет необходимые геолого-технические данные по нефтегазонасной скважине и режиму эксплуатации залежи;
- условия скважины классифицируются в соответствии с геологическими и техническими условиями. Далее с помощью таблиц устанавливается вертикальная колонка, которая соответствует геологическим и техническим условиям в данной скважине, на ней же устанавливают оптимальную технологию и тампонажный материал проводимых работ;
- при рекомендации нескольких видов тампонажных материалов, выбор осуществляется на основе экономической целесообразности и возможности реализации из уже имеющихся ресурсов на предприятии, а также учитывается сложность реализации работ.

Перейдём непосредственно к технологиям ремонтно-изоляционных работ.

Изоляция пластов или отдельных интервалов реализуется по методу тампонирования под давлением с использованием общего фильтра без установки пакера (перекрывающего устройства) или с установкой съёмного или разбураемого пакера, который проходит через фильтр отключаемого пласта. Пример можно увидеть на рис.1.

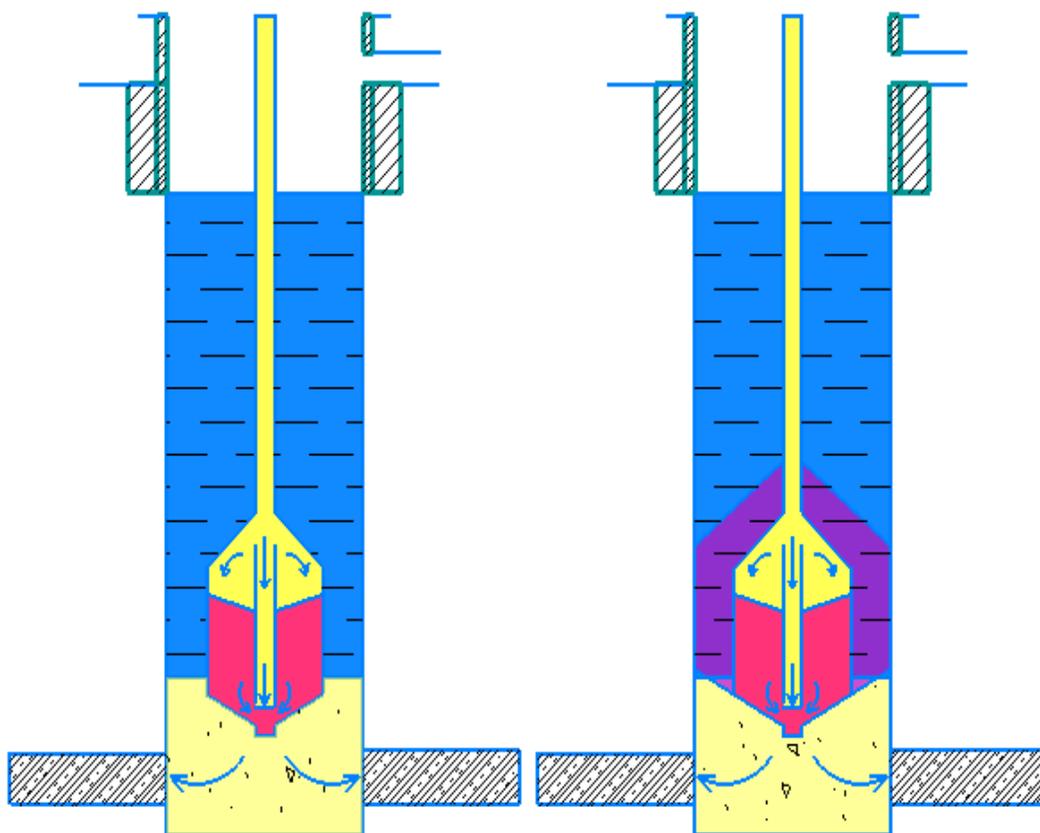


Рис. 1. Тампонирование через фильтр: а) без пакера, б) с пакером

Для изолирования верхних или промежуточных продуктивных горизонтов выполняются меры по защите нижних продуктивных пластов. Это включает заполнение скважины в определённом диапазоне (от искусственного забоя до метки в 1,5-2 метра ниже подошвы изолируемого горизонта) песком или аналогичным техническим средством, устанавливают цементный мост, взрыв-пакер, разбуриваемую или извлекаемую пробку.

В рамках установленной процедуры спуска подземного оборудования в определённый интервал под давлением закачивается тампонажный раствор, и скважина оставляется на время, необходимое для застывания цемента. Время ожидания затвердевания цемента определяется на основе лабораторных анализов. По завершении указанного периода производится проверка (ощупывание) состояния цементного моста и гидравлические испытания эксплуатационной колонны.

Когда верхние и промежуточные горизонты эксплуатируются при депрессии на пласт свыше 2 МПа, после тампонирования под давлением интервал перфорации дополнительно перекрывается металлическим пластырем.

Эти мероприятия наиболее результативны, когда разрез чётко разделяется на отдельные пропластки, изолированные друг от друга в зоне дренирования скважины. Можно изолировать отдельные водонасыщенные пропластки, рассматривая их как отдельные пласты[3].

Целесообразность применения данного вида работ довольно трудно обосновать из-за высоких экономических затрат и сложности проведения. Как правило применяется, когда по проведению других видов ремонтно-изоляционных работ необходимый результат не был достигнут.

Рассмотрим изоляцию от проникновения верхних и пропластковых вод. Она проводится:

- с помощью закачивания цементного раствора под давлением;
- использованием специальных перекрывающих устройств;
- избирательным отделением пластов с использованием специализированных материалов и химических реагентов.

Работы по ограничению притоков воды с использованием тампонажных составов, которые избирательно воздействуют на участки пласта с разными насыщающими жидкостями и избирательно цементируются в них, осуществляют путем закачивания через фильтр с перекрывающими устройствами для раннего отключения продуктивных горизонтов или же без них, в зависимости от необходимости использования, руководствуясь при этом нормативными документами для применения конкретного изолирующего состава.

Работы по изолированию от проникновения нижних и подошвенных вод происходит с использованием метода установки цементных мостов без давления и под давлением[4]. Схема изоляции предоставлена на рис 2.

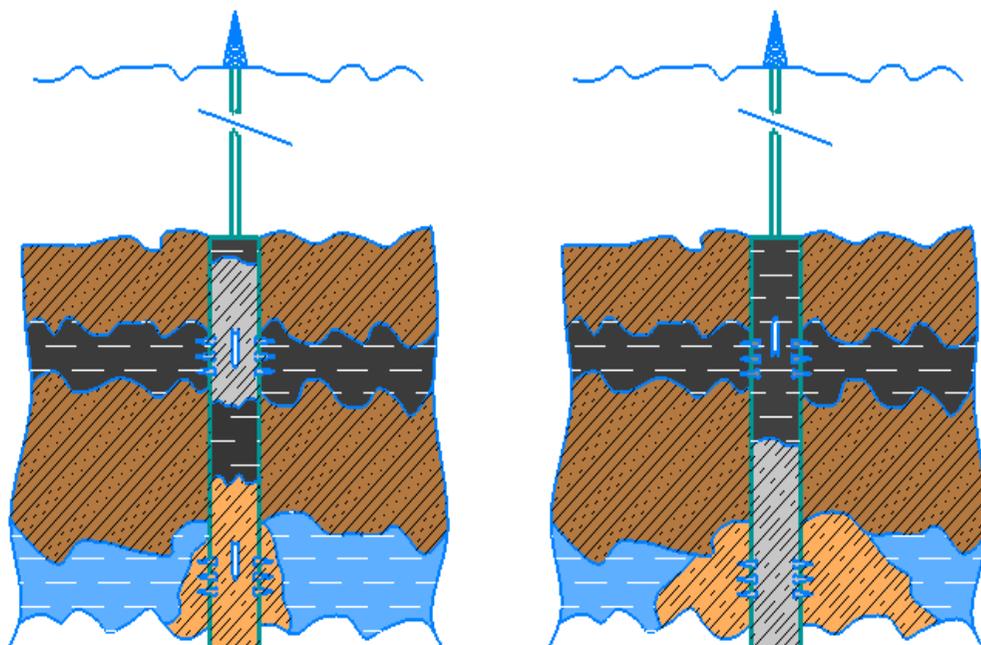


Рис. 4. Поэтапная изоляция методом установки цементных мостов без создания противодействия, с предварительной закачкой изоляционного состава в нижние водоносные горизонты

Для предотвращения проникновения воды через затрубное пространство используется метод тампонирования под давлением.

Если после всех принятых мер (дренаж, кислотная обработка и т. д.) удельная приёмистость скважины составляет менее $0,5 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$, то для подачи тампонажной смеси в каналы перетока следует использовать специальные перфорационные отверстия в колонне, расположенные напротив плотных границ между продуктивным и водоносным горизонтами. Перед созданием специальных отверстий необходимо закрыть перфорированный участок песчаной пробкой или взрыв-пакером.

После завершения ремонтно-изоляционных работ необходимо закрыть интервал между специальными отверстиями и верхней границей плотного раздела с помощью цементного стакана высотой не менее одного метра. Решение о необходимости создания специальных отверстий принимается после оценки качества изоляции на основе результатов геофизических и гидродинамических исследований, а также с учётом опыта подобных изоляционных работ. Если плотные разделы между продуктивным горизонтом и водоносным пластом (или водонефтяной контакт) отсутствуют или недоступны технически, ремонтно-изоляционные работы могут проводиться без использования спецотверстий. Рекомендуется применять нефцецементные растворы при выполнении этих работ[1].

При подготовке к восстановлению герметичности цементного кольца, подбор рецептуры тампонажных смесей следует проводить в строгом соответствии с характером проводимых ремонтно-изоляционных работ, размерами изолируемых

каналов, пластов или отдельных их интервалов, а также в соответствии со схемой изготовления тампонажных смесей.

Рецептура тампонажных смесей должна уточняться в зависимости от наличия конкретных партий исходных продуктов.

Последовательность выполнения работ по восстановлению герметичности цементного кольца:

- 1) проводят процесс глушения скважины;
 - 2) устье скважины оснащают противовыбросовым оборудованием, которое предусматривает возможность прямой и обратной циркуляции, а также расхаживания труб;
 - 3) поднимают насосно-компрессорные трубы и оборудование, которое находится в скважине;
 - 4) выполняют комплекс геофизических и гидродинамических исследований для оценки состояния цементного кольца;
 - 5) Определяют приёмистость коллекторов в затрубном пространстве, направление движения флюида и степень отдачи пластом поглощённой жидкости;
 - 6) изучают геолого-технические особенности пласта и функционирование скважины, включая:
 - величину кривизны и кавернзности ствола скважины;
 - содержание и гранулометрический состав механических примесей в продукции;
 - химический состав изолируемого флюида;
 - уточняют расположение центраторов и других элементов технологической оснастки обсадной колонны в зонах проведения работ;
 - давление гидроразрыва пласта;
 - дебит скважины;
 - температуру и пластовое давление;
 - тип горных пород;
 - 7) проверяют способность дефектной части крепи принимать жидкость при стабильном режиме подачи;
 - 8) оценивают объемы жидкости, которую отдаёт пласт;
 - 9) перед началом работ проводится лабораторный анализ тампонажной смеси с учётом ожидаемых температуры и давления. Во время анализа определяются механические свойства и время начала схватывания тампонажного состава;
 - 10) время проведения операции рассчитывается таким образом, чтобы она составляла не более 75 % от времени начала загустевания цементного раствора. Если это условие не выполняется, то изменяют рецептуру цементного раствора. [5].
- Рассмотрим процесс устранения негерметичности цементного кольца, которое находится над продуктивным пластом. (общую схему тампонирувания кольцевого пространства между стенкой скважины и обсадной колонной можно наблюдать на рис. 3).

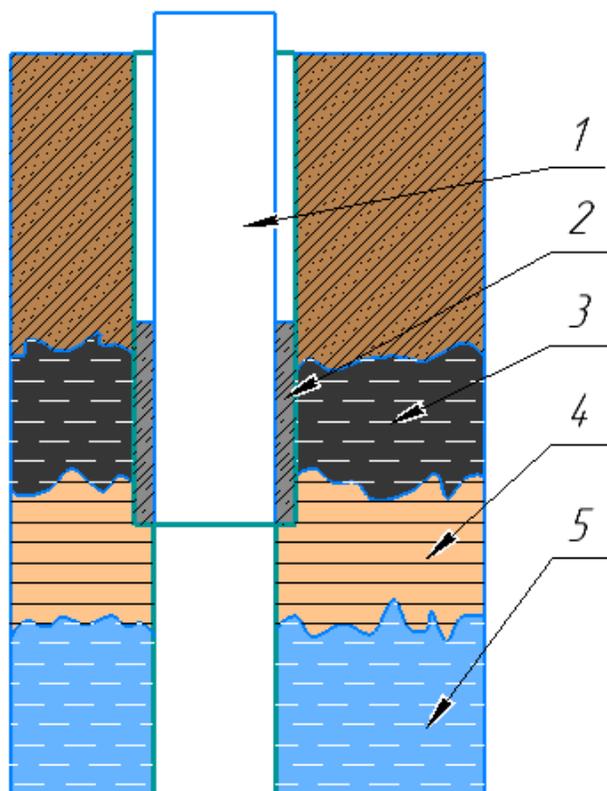


Рис. 5. Общая схема заделки цементного раствора в затрубное пространство.
 1 - колонна обсадных труб, 2 - тампонажный материал, 3 - изолируемый продуктивный пласт,
 4 - непроницаемый пласт, 5- водоносный пласт

1. Продуктивный горизонт изолируется с использованием известных методов (глинистые и песчаные пробки, разбуриваемые пробки и другие). Изоляция проводится в интервале, расположенном на два-три метра выше перфорационных отверстий, но не менее чем на два метра ниже места реализации специальных отверстий.

2. На высоте одного метра (пять-десять отверстий) над эксплуатационным фильтром против плотных пород создают специальные отверстия. Затем интервал перфорации закрывают песчаной пробкой и слоем глины высотой один метр. При установке взрыв-пакера учитывают условие, прописанное в предыдущем пункте.

3. Рассчитывают глубину заложения песчаной (глинистой) пробки (цементного моста, взрыв-пакера).

4. Устанавливают приемистость изолируемого объекта.

5. Подбирают, производят спуск и установку башмака колонны цементировочных труб учитывая приемистость объекта.

6. Осуществляют гидравлические испытания колонны насосно-компрессорных труб и перекрывающего устройства.

7. Приготавливают, закачивают и продавливают тампонажный раствор в заданный интервал.

8. По истечении установленного срока ожидания затвердевания цемента убеждаются в герметичности эксплуатационной колонны, разрушают пробку(мост) и открывают интервал перфорации продуктивного горизонта.

9. По проведении работ производят оценку качества их выполнения с помощью гидродинамических и геофизических исследований.

10. Если не был достигнут результат после проведения ремонтно-изоляционных работ, интервал специальных отверстий перекрывается стальными пластырями (данный метод требует высоких экономических затрат, поэтому рассчитывается целесообразность его использования). Схематично данную процедуру можно наблюдать на рис.4.

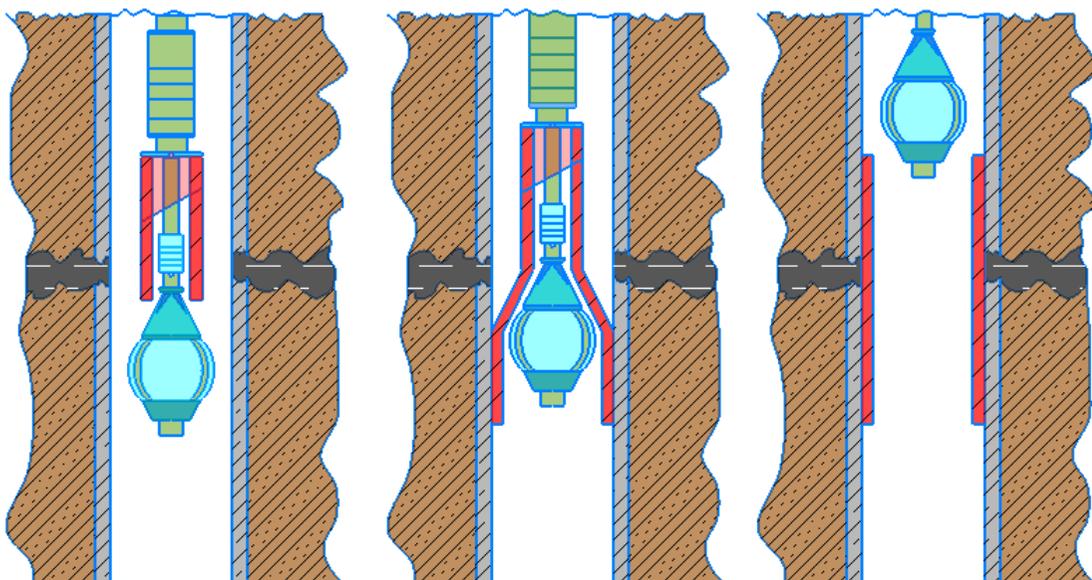


Рис. 6. Спуск и раскатка стального пластыря

Если необходимо восстановить герметичность цементного кольца под эксплуатационным объектом (пластом), ремонтно-изоляционные работы осуществляют через фильтр нижнего объекта или специальные перфорационные отверстия.

Рассмотрев регламентирующие документы, методы и технологии, применяемые при ремонтно-изоляционных работах, можно сделать вывод о том, что каждая из них имеет важную особенность - перед и после проведения работ производят геофизические и гидродинамические исследования в скважине для определения методики и технологии проведения работ и качества выполнения. Также при проведении ремонтно-изоляционных работ необходимо составлять правильную рецептуру тампонажной смеси и проверять её в лабораторных условиях на скважинные условия.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах [Текст] : учебное пособие / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров. – Тюмень :ТюмГНГУ, 2010. – 344 с.
2. Конспект лекций [Текст] : учебное пособие/ Овчинников, В. П. –Тюмень: ТюмГНГУ, 1995 — 237 с.

3. Жгурова И.А. Капитальный ремонт скважин. Технология ремонтно-изоляционных работ КР-1-1. Отключение отдельных обводненных интервалов пласта / Жгурова И.А. [Электронный ресурс] // Мультиурок : [сайт]. — URL: <https://multiurok.ru/files/kapital-nyi-riemont-skvazhin-tiekhnologhiia-riem-1.html%20>(дата обращения: 22.09.2024).
4. Сизов В.Ф. Технологии капитального и текущего ремонта нефтяных скважин / Сизов В.Ф. [Электронный ресурс] // bstudy.net: [сайт]. — URL: https://bstudy.net/841710/tehnika/izolyatsiya_verhnih (дата обращения: 22.09.2024).
5. Реконструкция и восстановление скважин : учеб. пособие / А.А. Кукьян, А.А. Мелехин, В.М. Плотников. –Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2015. – 210 с.
6. Нормативный документ РД 153-39-023-97.
7. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Алкаджи М. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА СКВАЖИНАХ ЮГИДСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2017. № 2. С. 109-137
8. МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ РАБОТАХ В СКВАЖИНАХ (ОАО «ГАЗПРОМ») https://zinref.ru/000_uchebniki/01500_gaz/050_TO_Gazprom_rd_%202_1-140-2005/004.htm

БУРЕНИЕ С ПРОДУВКОЙ ВОЗДУХОМ В УСЛОВИЯХ КАТАСТРОФИЧЕСКИХ ПОГЛОЩЕНИЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Д.А. Никитин¹, Е.О. Игнатьева²

*1 - магистрант кафедры БНГС, 2 – к.х.н., доцент кафедры БНГС
Самарский государственный технический университет г. Самара, Россия
e-mail: windy22@mail.ru*

Аннотация. В статье рассматривается опыт бурения с продувкой воздухом в условиях катастрофических поглощений промывочной жидкости.

Ключевые слова: бурение с продувкой воздухом, катастрофические поглощения, механическая скорость бурения, очистка ствола скважины от шлама, прихват бурильной колонны, затяжки бурильной колонны.

AIR-ASSISTED DRILLING UNDER CONDITIONS OF CATASTROPHIC ABSORPTION OF MUD FLUID

1- D.A. Nikitin, 2 - E.O. Ignateva

1 - master's student of the BNGS department, 2 - Candidate of Chemical Sciences, associate professor of the BNGS department, Samara State Technical University Samara, Russia

e-mail: windy22@mail.ru

Annotation. The article discusses the experience of air-assisted drilling under conditions of catastrophic absorption of drilling fluid..

Key words: air-assisted drilling, catastrophic absorption, mechanical drilling rate, wellbore cleaning, stuck drill string, drill string tightening.

Разработка интервалов под направления и кондукторы на Восточно-Сибирских нефтяных и газовых промыслах характеризуется чрезвычайными поглощениями буровых растворов. Поэтому в данных условиях высокую эффективность имеет разработка скважин с использованием вместо промывки технологическими жидкостями продувки газообразными агентами либо воздухом [1].

Важными отличиями воздуха от буровых растворов являются его сжимаемость, а также малые значения плотности и вязкости. Данные характерные особенности позволяют добиваться больших скоростей потоков при высоких показателях турбулентности, что в свою очередь обеспечивает полную и быструю очистку скважины, моментальный вынос частиц выбуренной породы на поверхность и отсутствие вторичного их измельчения. Поток воздуха с высокой турбулентностью является эффективным охладителем для бурильного инструмента. Поскольку при использовании воздуха отсутствует характерное для столба бурового раствора гидростатическое давление, происходит улучшение условий бурения. Соответственно, многократно повышается скорость разрушения породы и рейсовая проходка. Кроме того, одним из основных преимуществ данной технологии перед буровыми растворами является то, что при применении газа отсутствуют загрязнения при вскрытии продуктивных пластов [2].

На рис. 7 представлена схема техпроцесса разработки скважин на Куюмбинском месторождении.

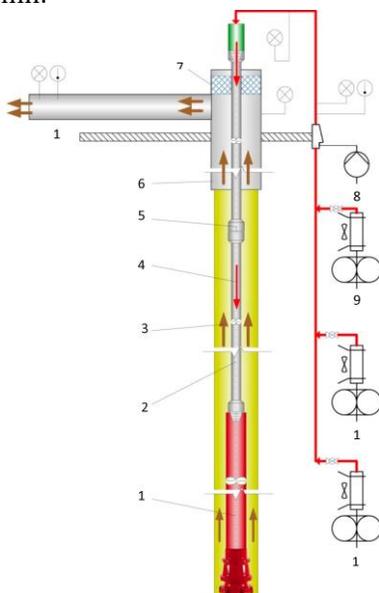


Рисунок 7. Схема бурения под кондуктор:

- 1 - пневмоударник MACH 122 с долотом CONCAVE SD 12 BIT; 2 - ТБПК 127x9,19D;
- 3 -воздушный поток, восходящий внутри кольцевого пространства с выносом шлама; 4 -воздушный поток, нисходящий по бурильной колонне; 5 - замок БТ; 6 -обсадная колонна размером 426 мм;
- 7 - дивертор; 8 - дожимной компрессор HURRICANE B15-62/2175; 9, 10, 11 - компрессоры SULLAIR Combo1150XHH/1350XHDL; 12 - выкидная линия и вынос частиц выбуренной породы

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

При производимой в одно долбление с навеса проводке интервала под кондуктор с определенной цикличностью происходит прерывание осевого воздействия на бурильный инструмент, скважина периодически продувается потоком воздуха с выходом шлама. Процесс продувки с остановкой бурения длится до момента, когда объем удаляемых частиц не достигнет минимума. Шлам отбирается в устье скважины с помощью показанного на рис. 8 штатного штуцера.



Рисунок 8. Схема отбора продуктов разрушения забоя

Стабильные условия бурения создаются при помощи сохранения постоянного значения скорости проходки в пределах от 9 до 11 метров в час, объем подаваемого воздушного потока обеспечивается на уровне 76 кубических метров в минуту. Для определения оптимальной скорости вращения бурильного инструмента используется эмпирический метод, который заключается в том, что нужно взять диаметр инструмента, выраженный в дюймах, и разделить на него 300, результат и будет искомым значением. При производстве расчетов характеристик проходки скважины №401 на Куюмбинском месторождении определили скорость вращения, равную 20 об/мин. Все данные снимаются всякий раз до отключения нагрузки на бурильный инструмент, все полученные при этом значения представлены в табл. 1.

Таблица 1 – Параметры процесса проходки интервала под кондуктор скважины № 401 Куюмбинского месторождения

Интервал скважины, м	Нагрузка на долото ($W_{\text{дол}}$), кН	Частота вращения долота (n), об/мин	Подача воздуха ($Q_{\text{возд}}$), м ³ /мин	Давление на компрессоре ($P_{\text{комп}}$), МПа	Механическая скорость бурения ($V_{\text{мех}}$), м/ч	Время проходки ($t_{\text{бур}}$), ч
34 - 44	20	20	76	1,3	10	1
42 - 66	20 - 30	20	76	1,7	11	2,2
60 - 66	5	20	76	1,7	-	1,5

66 - 75	20 - 30	20	76	1,7	9	1
70 - 75	5	20	76	1,7	-	1,5
75 - 90	20 - 30	20	76	1,7	10 - 11	1,5
85 - 90	5	20	76	1,7	-	1,5
94 - 118	~40	20	76	1,8 - 1,9	до 30 м/ч	1

В процессе разработки рассматриваемой скважины при углублении до 94 метра соблюдался нормальный режим. Далее было осуществлено повышение скорости до значения 30 м/ч и нагрузки на бурильный инструмент до уровня 40 кН. При этом объем подаваемого воздуха не менялся и составлял 76 кубометров в минуту. В результате произошел прихват компоновки низа бурильной колонны, перед которым наблюдался всплеск величины давления на 0,1 - 0,2 МПа и остановился выброс частиц выбуренной породы крупного размера. В процессе принятия мер по устранению прихвата при подъеме колонны время от времени происходили затяжки, на 250 кН превышающие вес оборудования. В результате освобождения компоновки низа бурильной колонны и осуществлении спуско-подъемной операции до устья при обследовании колонны на утяжелённых бурильных трубах и паро-промысловой установке была обнаружена пульпа. В рассматриваемом случае время углубления соотносится к времени продувки в пропорции 6,7 к 4,5 часам.

Заключение

Таким образом, использование воздуха (газа) при бурении интервалов под направления и кондукторы на скважинах месторождений Восточно-Сибирского региона в условиях катастрофических поглощений промывочной жидкости является эффективным методом, но результаты работ на скважине № 401 Куюмбинского месторождения, показывают, что возникают осложнения: возникла ситуация прихвата КНБК, в результате недостаточной очистки ствола скважины от шлама.

ЛИТЕРАТУРА

1. Джураев Р. У., Меркулов М. В. Утилизация теплоты ДВС привода компрессора и избытков воздуха при бурении геологоразведочных скважин с продувкой воздухом // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), № 7, 2016. С. 186-192.
2. Джураев Р. У., Меркулов М. В. Анализ бурения скважин с продувкой воздухом // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), № 12, 2014. С. 327-330.

**ПРОФИЛАКТИКА И УСТРАНЕНИЕ ПРИХВАТОВ ПРИ БУРЕНИИ
БОКОВЫХ СТВОЛОВ: КЛЮЧЕВЫЕ МЕТОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ**

Ф.Ф. Халилов, В.А. Капитонов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: xalilov.fidan@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются основные причины и виды прихватов, возникающих при бурении боковых стволов скважин. Особое внимание уделяется дифференциальному прихвату, заклиниванию посторонними предметами, сальникообразованию и осыпям и обвалам. Публикация подготовлена в рамках работы над магистерской диссертацией под руководством доцента кафедры бурения Самарского государственного технического университета Капитонова Владимира Алексеевича.

Ключевые слова: прихват бурильной колонны, бурение скважин, дифференциальный прихват, заклинивание бурильной колонны, сальникообразование, осыпи и обвалы.

**PREVENTION AND ELIMINATION OF STICKING DURING SIDEWAY
DRILLING: KEY METHODS AND RECOMMENDATIONS**

F.F. Khalilov, V.A. Kapitonov

Samara State Technical University

Samara, Russia

e-mail: xalilov.fidan@mail.ru

Annotation. The article examines the main causes and types of sticking that occur when drilling sidetracks. Particular attention is paid to differential sticking, jamming by foreign objects, packing, and caving and collapses.

Key words: sticking of the drill string, drilling of wells, differential sticking, jamming of the drill string, packing, cavings and collapses.

Горизонтальные ответвления скважины при добыче нефти или газа создаются для повышения ее производительности. Работа нацеливается на отдельные слои ископаемого сырья. При бурении боковых стволов может возникнуть проблема — прихват инструмента. Колонна и ее элементы теряют подвижность. Оборудование, приборы больше не действуют в пользу успешного разрушения породы. Увеличение прикладываемой нагрузки до максимальных значений не решает проблемы.

Процесс, начинаясь с закладки скважины, включает этап установки буровой трубы. При достижении ею пласта с залежами посредством спецтехники создают боковые стволы. Невозможно принудительно восстановить работоспособность застрявшего бурильного инструмента. Этому препятствуют предельно допустимые параметры упругих деформаций материала труб. Все негативные последствия прихвата описывает перечень проблем [1]:

- снижение скорости бурения;

- затрата ресурсов на устранение осложнений;
- вероятность утраты элементов колонны или ее частей без возможности обратного извлечения;
- при неудачной попытке ликвидации прихвата нужно создавать новый ствол, оставив прежний.

Учитывая причины и сопутствующие факторы, отличают несколько типов прихватов. Наиболее вероятными являются:

- дифференциальный, возникающий при воздействии перепада давления;
- заклинивание при попадании посторонних предметов;
- образование сальника;
- следствие обвалов и осыпей.

В числе причин проблемы отмечают геологические условия. Но также влияет и фактор ошибочных действий буровой бригады. Для исключения упущений нужно уделять внимание дополнительному обучению работающих на скважине. Тщательность требуется при учете сложных зон. Персонал должен проявить предельно внимательное отношение к процессу.

Способы предупреждения проблемы [2]:

Для исключения дифференциального прихвата колонны бурильных труб применяются следующие меры.

1. Соблюдение предписанных проектом параметров бурового раствора (БР). Требуется соответствие заданным показателям фильтрации, плотности, состава твердой фазы.

2. На опасных интервалах стараются исключить остановку движения колонн в открытом стволе.

3. Заранее устанавливают периодичность действий. Это касается отрыва долота от забоя. А также поворота бурильной колонны (БК) при работе забойных двигателей.

4. Проектирование профиля наклонных скважин должно проводиться с закладкой минимальных темпов изменения зенитного угла, азимута.

Мероприятия предусмотрены и для профилактики аварий, связанных с заклиниванием БК. Относительно прихвата вследствие попадания посторонних предметов производят следующие действия [2]:

1. Дополнительно оборудуют устье скважины. Используют устройство, предотвращающее попадание предметов в скважину. При спусковых, подъемных операциях (СПО) такими объектами оказываются резиновые обтираторы и другое.

2. Исключают проведение всех видов работ над открытой скважиной.

3. Постоянно контролируют оборудование над устьем: буровые, машинные ключи, захваты.

Образования сальников избегают следующими способами [2]:

1. Поддерживают соответствие параметров БР, включающих липкость, вязкость и ее изменение, плотность, значениям по проекту.

2. Отдают предпочтение равнопроходной БК.

3. Соблюдают правильность и последовательность действий. Призабойная зона обрабатывается до 20 минут новым долотом. Применяют нагрузку 5 т. До 40 минут бурят с отрывом долота через 10 минут. Затем нагрузку доводят до проектных значений.

4. При проблемах налипания спуск БК останавливают. Ствол интенсивно промывают, очищают БР. Применяют смазывающие добавки.

5. Придерживаются определенной периодичности отрыва долота. Инструмент расхаживают на длину трубы. Проворачивают вправо, если позволяет технология.

6. Предпринимают один или более циклов промывки скважины перед подъемом БК.

Профилактику против прихвата инструмента, связанных с осыпями и обвалами, осуществляют посредством ряда действий [2]:

1. Нормируют плотность раствора (БР). Учитывают показатели фильтрации.

2. Регуляцией скорости восходящего потока обеспечивают турбулентный режим протекания жидкости.

3. Вызывают плавную циркуляцию БР.

4. Исключают эффект поршневания.

5. БК поднимают с доливом.

6. Опасные из-за обвалов и осыпей промежутки бурят с использованием ингибирующих растворов.

7. Не допускают образования пены в БР.

Заключение

Все типы прихватов инструмента могут создать серьезные проблемы при бурении боковых стволов. Процесс будет замедлен, расход ресурсов увеличится. Для предотвращения явления, вызванного каждой из причин, предусмотрен ряд мероприятий. Успех обеспечивается учетом факторов риска. Относительно мер профилактики применяют комплексный подход. Важно уделить внимание подготовке персонала, техническим аспектам. Необходимо строго соблюдать предписания и заданный порядок процедур. На процесс оказывает влияние обеспечение требуемых режимов. Нужно придерживаться соответствия заданным параметрам. Сделать правильный выбор средств устранения проблемы поможет анализ всех причин и методов. Тогда даже возникшие осложнения можно будет ликвидировать в кратчайший период.

ЛИТЕРАТУРА

1. Балаба В. И., Зинченко О. Д. Технические средства для повышения эффективности гидротранспорта шлама при бурении наклонных и горизонтальных участков ствола скважины // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, № 3, 2015. С. 23-27.
2. Предеин А. П.. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие / А.П. Предеин. Пермь: Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. 381 с.

**АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ПОДХОДОВ К СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ
СОСТАВОВ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ
НЕУСТОЙЧИВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**

А.А. Маркелов, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия

e-mail: parfenova.samgtu@yandex.ru, kparfenov@mail.ru

В статье рассматриваются современные подходы к совершенствованию составов промывочных жидкостей для вскрытия неустойчивых отложений при бурении скважин. Особое внимание уделено выбору ингибирующих добавок, таких как полиакрилаты, глицерин и формиаты, которые способствуют стабилизации стенок скважины и предотвращению осложнений. Индивидуальный подбор состава промывочных жидкостей в зависимости от горно-геологических условий позволяет значительно повысить эффективность бурения. Оптимизация рецептур промывочных жидкостей способствует сокращению времени бурения, снижению затрат и улучшению технико-экономических показателей.

Ключевые слова: промывочные жидкости, ингибирование, бурение скважин, глинистые породы, стабилизация ствола скважины.

В процессе бурения нефтяных и газовых скважин одной из важнейших задач является обеспечение устойчивости стенок ствола, особенно при вскрытии неустойчивых отложений. Условия бурения в таких пластах могут приводить к возникновению осложнений, связанных с обрушением пород, образованием прихватов бурового инструмента, потерей циркуляции и, как следствие, повышением затрат и увеличением сроков выполнения работ. Одним из ключевых факторов, влияющих на стабилизацию стенок скважины и предотвращение осложнений, является правильный выбор и применение состава промывочной жидкости. Успешное бурение скважин во многом определяется составом и характеристиками промывочных жидкостей, которые должны обеспечивать безопасное и безаварийное выполнение работ, а также способствовать при этом высокой скорости бурения и эффективному вскрытию продуктивного пласта.

Развитие технологии бурения неразрывно связано с совершенствованием буровых растворов, которые представляют собой сложные дисперсные системы. Особенно актуальной задачей становится разработка и оптимизация рецептур промывочных жидкостей для вскрытия неустойчивых пород, таких как глинистые отложения, которые подвержены деформациям при изменении гидростатического давления и взаимодействии с промывочной жидкостью.

Введение новых рецептур и подходов к совершенствованию состава промывочных жидкостей позволяет снизить риски осложнений и минимизировать негативное воздействие на продуктивные пласты. В настоящей статье проводится обзор современных исследований и практических решений, направленных на улучшение стабильности скважинного ствола за счет применения

модифицированных промывочных жидкостей. Рассматриваются различные добавки, применяемые для регулирования реологических свойств, снижение водоотдачи и ингибирования глинистых пород.

При взаимодействии бурового раствора с глинистой породой происходит процесс увлажнения, заключающийся в проникновении водной фазы в структуру породы. Молекулы воды проникают как в межструктурные, так и в межпакетные промежутки глинистых частиц [1]. Основным критерием качества бурового раствора является его способность гарантировать аварийно-безопасное бурение, высокую скорость проходки и успешное вскрытие продуктивного пласта [2].

Задачу ингибирования гидратации глинистых пород решают в основном с помощью электростатической защиты, а также применением растворов, содержащих ионы Ca^{++} , Mg^{++} , Na^+ , K^+ , и различных растворов на углеводородной основе [3, 4]. Малоглинистые промывочные жидкости применяют с целью повышения технико-экономических показателей бурения и частичного сохранения физико-химических характеристик продуктивного пласта [5].

Направленность на совершенствование промывочных жидкостей предполагает уменьшение ситуаций, при которых удовлетворение ограничений в целях предотвращения возникновения осложнений существенно ухудшает процесс углубления скважины. Промывочные жидкости по специфическим функциям предупреждения осложнений, связанных с их взаимодействием с разбураиваемыми породами, подразделяют на ингибирующие (относительно стенки скважины) и недиспергирующие или флокулирующие (относительно шлама), а по способности сохранять свои свойства — на неингибированные (пресные, несолесстойкие, нетермостойкие, нетермосолесстойкие) и ингибированные [6].

Можно утверждать, что наиболее рационально классифицировать промывочные жидкости по их компонентному составу, при условии определения вклада каждого компонента в формирование свойств промывочной жидкости [7]. Например, наличие солей в составе промывочной жидкости является обязательным для обеспечения его ингибирующих свойств при взаимодействии с хемогенными породами и для ингибирования размокаемых глин. Следовательно, присутствие соли в промывочной жидкости требует использования солесстойких реагентов [8].

Так, например, в работе [9] стабилизация стенок скважины в потенциально неустойчивых переслаивающихся аргиллитах обеспечивается добавками сульфированного битума SULFATROL. Заданная плотность обеспечивается применением барита.

В Оренбургском филиале ООО «РН-Бурение» возникла проблема с непроизводительным временем бурения, которое составляло 19% от общей продолжительности строительства скважин. Это привело к увеличению себестоимости работ и снижению показателей эффективности [10-11]. Причиной аварий стало нерациональное использование промывочных жидкостей, неподходящих для горно-геологических условий глинистых пород [10, 12]. Проблему удалось решить за счет улучшения состава промывочной жидкости, включив в неё полиакрилаты натрия (калия) в сочетании с глицерином и формиатом натрия. Эти компоненты способствовали повышению ингибирующей способности в неустойчивых глинистых породах, связывали высокомолекулярные соединения, снижали активность дисперсионной среды раствора, сдерживали рост порового давления в стенках скважины и, таким образом, повышали устойчивость ствола скважины [10, 13].

Анализ современных подходов к совершенствованию составов промывочных жидкостей для вскрытия неустойчивых отложений показал, что успешное бурение скважин напрямую зависит от правильного подбора и применения ингибирующих растворов. Универсальные решения для всех типов скважин невозможны, так как эффективность бурения зависит от горно-геологических условий и особенностей разрабатываемых пластов. Однако, используя индивидуальный подход и адаптируя составы промывочных жидкостей в соответствии с особенностями пород, можно минимизировать риски осложнений, улучшить стабильность стенок скважины и значительно повысить результативность бурения. Ингибирующие добавки, такие как полиакрилаты, глицерин и формиаты, играют ключевую роль в стабилизации глинистых пород, что подтверждается практическими результатами применения модифицированных растворов в реальных условиях. Оптимизация составов промывочных жидкостей позволяет сократить время бурения, снизить затраты и улучшить технико-экономические показатели буровых работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дерябин, А. В. О методах обеспечения безаварийной проводки скважин / А. В. Дерябин // Нефть и газ Западной Сибири : Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 90-летию со дня рождения Косухина Анатолия Николаевича, Тюмень, 15–16 октября 2015 года. Том IV. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. – С. 59-67.
2. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: В 4 кн. Кн.2. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1995. 272 с.
3. Исследование глин и новые рецептуры глинистых растворов / В.Д. Городнов [и др.]. – М.: Недра, 1971г.
4. Новиков В.С. Критерии ингибирующих свойств бурового раствора // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 6.
5. Нечаева, О. А. Изучение свойств малоглинистого полимерного раствора на основе МФ-17 для бурения неустойчивых горных пород / О. А. Нечаева, В. В. Живаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 9. – С. 28-32.
6. Аверина, Ю. М. Совершенствование системы буровых растворов на спиртовой и углеводородной основе с целью улучшения качества продукции / Ю. М. Аверина, В. А. Орлов, Ю. Д. Пушкарева // Успехи в химии и химической технологии. – 2021. – Т. 35, № 5(240). – С. 144-145.
7. Агабальянц Э.Г. Промывочные жидкости для осложненных условий бурения. - М.: Недра, 1982. - 184 с.
8. Иогансен К. В. Спутник буровика: Справочник.-3-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1990. - 303 с.
9. Совершенствование составов буровых растворов для проводки скважин в сложных термобарических условиях / Р. Р. Гасумов, Ю. К. Димитриади, В. Т. Лукьянов, В. В. Федоренко // Наука. Инновации. Технологии. – 2017. – № 4. – С. 137-156.

10. Новикова, А. С. Совершенствование состава бурового раствора с целью повышения эффективности деятельности Оренбургского филиала ООО «РН-Бурение» / А. С. Новикова, О. В. Еременко // Нефтепромысловая химия : Материалы VII Международной научно-практической конференции (XV Всероссийской научно-практической конференции), Москва, 19 ноября 2020 года. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2020. – С. 31-34.
11. Novikova A.S., Eremenko O.V. Innovations that increase environmental-economic sustainability of the Russian subsoil users // 19th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM 2019 / Sofia, Bulgaria, 2019, Pp. 445-450.
12. Eremenko O.V., Novikova A.S. Improvement of technologies as a basis for effective development of Mature field // Geonature 2019: 6-th scientific conference / Tyumen, Russia, 2019.
13. Graham M., Sheldon P., Harjadi Y. Drilling Efficiency and Rate of Penetration: Definitions, Influencing Factors, Relationships, and Value (Chevron Corp.) / M. Graham, P. Sheldon, Y. Harjadi // IADC-SPE Drilling Conference and Exhibition. - New Orleans – 2019, 417 p.

МЕТОДЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА

А.В. Липатов, П.И. Демидова

ООО «СамараНИПИнефть»

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Россия, Самара

lipatovalexander@mail.ru, demidovapolina7@gmail.com

Аннотация. В данной работе рассмотрены методы применяемые для процесса ограничения водопритока в скважине, а именно узловой анализ, численное моделирование и компьютерное моделирование. Кратко описан каждый метод и область его применения при цементировании скважин. Также обозначена необходимость моделирования процесса ОВП при строительстве скважины для повышения технико-экономических показателей проводки скважины.

Ключевые слова: узловой анализ, математическая модель, численное моделирование, компьютерное моделирование, тампонажный раствор, цементирование.

Одним из ключевых направлений в развитии бурения скважин является стремление к повышению технико-экономических показателей, а также разработка инновационных технологий, способных улучшить процесс проводки скважины. Для достижения этих целей требуется глубокое понимание процессов, происходящих во время бурения, которые зачастую имеют сложный и многоступенчатый характер,

что делает их детальное изучение особенно важным, особенно в труднодоступных участках призабойной зоны, где условия могут быть крайне нестабильными и непредсказуемыми.

Изучение процессов бурения включает в себя анализ различных факторов, таких как геологические условия, свойства тампонажного раствора, взаимодействие с горными породами и многое другое. Важно отметить, что в некоторых случаях применение экспериментальных методов для исследования этих процессов может быть затруднительным. Это может быть связано как с высокими материальными затратами, так и с невозможностью проведения экспериментов в реальных условиях, где факторы могут сильно варьироваться.

Современные научные исследования в области бурения требуют комплексного подхода. Такой подход позволяет не только более точно моделировать процессы, но и разрабатывать новые методики, которые могут значительно повысить эффективность бурения.

В последние годы наблюдается рост интереса к использованию цифровых технологий и автоматизации в бурении, что, в свою очередь, способствует более эффективному управлению процессом бурения и снижению рисков. Таким образом, повышение технико-экономических показателей бурения скважин — это многогранная задача, требующая интеграции научных исследований, новых технологий и устойчивых практик.

Цементирование нефтяных и газовых скважин – операция, определяющая эффективность и долговечность их эксплуатации. Главная цель цементирования – надежное разобщение продуктивных пластов (нефтеносных, газоносных, водоносных) друг от друга и от окружающих горных пород. Это предотвращает нежелательные перетоки флюидов, такие как прорыв воды в продуктивный пласт, снижающий качество добываемой нефти или газа, или же миграцию углеводородов в водоносные горизонты, приводящую к загрязнению подземных вод. Качество цементирования напрямую влияет на дебит скважины, срок её службы.

Цементный камень должен образовать герметичное пространство вокруг колонны обсадных труб, полностью изолируя пласты по всей протяженности. Однако, на практике, особенно при бурении в сложных геологических условиях, достижение этого идеала затруднено. Сложности могут быть связаны с различными факторами. Например, наличие интервалов с резко отличающимися пластовыми давлениями может привести к поглощению тампонажного раствора – цементный раствор просачивается в пористые пласты, не обеспечивая должной изоляции. Это особенно актуально для высокопроницаемых коллекторов или трещиноватых пород. В таких случаях применяются специальные технологии, такие как использование тампонажных растворов с пониженной водоотдачей, добавление в раствор различных уплотнителей (например, бентонитовой глины), прессование цементного раствора под повышенным давлением.

Ещё одной проблемой является недоподъем цементного раствора до проектной высоты. Это может быть вызвано различными причинами: недостаточным давлением нагнетания, некачественным приготовлением раствора (неправильное водо-цементное соотношение, недостаточное смешивание), а также наличием осыпей, сужением ствола скважины).

Кроме того, недостаточно качественное разобщение пластов может быть вызвано неравномерностью цементирования, образованием каналов в цементном камне, низким качеством самого цемента.

В целом, качество цементирования скважин во многом определяется комплексом факторов, начиная от геологических условий и заканчивая квалификацией персонала и качеством применяемого оборудования. Постоянное совершенствование технологий цементирования, внедрение новых материалов и методик контроля являются важнейшими направлениями повышения эффективности и безопасности нефтегазодобычи.

Существует несколько способов цементирования скважины:

1. Одноступенчатый.
2. Манжетный.
3. Многоступенчатый.
4. Цементирование хвостовиков и секций обсадных колонн.
5. Обратное цементование.

Для построения модели рассмотрим только способ одноступенчатого цементирования, как наиболее распространенный.

Моделирование процессов в скважине позволяет анализировать и оптимизировать работу скважины, а также вносить необходимые корректировки для решения проблем, возникших в ходе строительства скважины [1].

Моделирование процесса цементирования может осуществляться с использованием различных подходов:

1. **Узловой анализ.** Позволяет разделить систему «пласт – скважина» на компоненты, соединённые узловыми точками, и визуально оценить влияние различных параметров на процесс цементирования [2].

Узловой анализ скважины – это метод, который позволяет определить функциональные параметры скважины с учётом параметров пласта [7]. Он построен на моделировании пласта и скважины как двух систем с одной общей точкой – забоем. Для решения при помощи этого метода строят две кривые в координатах «значение притока флюида – забойное давление». Для отображения профиля притока из пласта строят характеристическую кривую пласта, а для скважины – индикаторную кривую. У них может быть две, одна или не быть точек пересечения.

Таким образом, применение метода узлового анализа в рассматриваемой работе актуально для определения ограничений потока.

2. **Компьютерное моделирование процессов с помощью программных модулей.** Данный метод является самым распространенным и используемым в практике. Он позволяет точно, а самое главное наглядно и достоверно проводить исследования процессов бурения, максимально приближая модель к реальным условиям, сокращая время и затраты на разработку инструмента и анализ процессов бурения [3]. Одним из примеров является компьютерный комплекс «Кассандра». С его помощью можно прогнозировать вероятность возникновения миграции пластовых флюидов по заколонному пространству скважины после его цементирования. Для этого в программе используются выверенные математические модели процессов, протекающих в зацементированном заколонном пространстве скважины [8].

Выделим следующие преимущества компьютерного моделирования:

- решение задач моделирования возможно с применением современных средств программирования;

- компьютерное моделирование дает возможность учитывать все факторы, влияющие на результат;
- компьютерное моделирование позволяет проводить исследования даже в мелких элементах и труднодоступных местах расчётной схемы;
- метод компьютерного моделирования облегчает процесс анализа и визуализации результатов исследования.

3. **Численное моделирование** процессов, связанных с цементацией скважины. Оно осуществляется в два этапа: расчёт положения цементной пробки в скважине с помощью модели «свободного падения» и расчёт нестационарного поля температур при закачке и гидратации цемента [9].

Данный метод является самым не изученным в аспекте цементирования скважин.

При составлении математической модели процесса цементирования обсадной колонны в условиях поглощения тампонажного раствора допускаются упрощения, не искажающие физическую сущность изучаемых процессов, и позволяющие получить простые и достаточно точные формулы. Необходимо отметить, что полученные аналитические выражения справедливы для любых тампонажных смесей, обладающих способностью интенсивно увеличивать объем в процессе фильтрации в поглощающий интервал [10].

Аналитические зависимости позволяют рассчитать требуемый объем тампонажного материала для ликвидации поглощения известной интенсивности и давление необходимое для продавливания тампонажной смеси по поглощающему пласту, создаваемое путем перекрытия затрубного пространства на цементировочной головке.

Математическая модель позволяет проводить расчеты необходимого давления с учетом плотности тампонажной смеси и радиуса ее проникновения необходимого для предотвращения поглощения цементного раствора при креплении обсадной колонны.

Для разработки новой модели цементирования скважины, отвечающей современным требованиям, необходимо достоверное исследование ее работы в условиях скважины. При построении модели, необходимо учитывать, что бурение скважин как модель является сложной системой моделирования, поэтому научные исследования процессов бурения должны основываться на комплексном подходе [6].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Well Modelling: Optimized Production and Troubleshooting Using Nodal Analysis/ J F Lea, PLTech LLC, Lubbock TX Cleon Dunham, Oilfield Automation Consulting, Austin TX Lynn Rowlan, Echometer Inc, Wichita Falls, TX.
2. Кищенко М.А., Александров А.Н., Рогачев М.К., Кибирев Е.А. Моделирование процесса образования органических отложений парафинового типа при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами // Экспозиция Нефть Газ. 2018. №5 (65).
3. Попова М. С. Компьютерное моделирование процессов, протекающих при бурении скважин / М. С. Попова, А. Ю. Харитонов // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 12. – [С. 18-27].

4. Интегрированные системы и технологии. Каталог компании Schlumberger. URL: <https://sis.slb.ru/> (дата обращения: 05.10.2024).
5. Инновационные подходы к конструированию высокоэффективного породоразрушающего инструмента / А.Я. Третьяк, В.В. Попов, А.Н. Гроссу, К.А. Борисов // Горный информационно аналитический бюллетень. – 2017. – № 8. – С. 225–230.
6. Нескоромных В.В., Попова М.С. Основы системного подхода к проектированию бурового инструмента // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – 2018. – № 8. – С. 26–31
7. Сергей Парашчук, Мариеа Марку Изучение режима работы скважины в открытом извержении с применением узлового анализа // Записки Горного института. 2006. №2.
8. Черненко, А. В. Обеспечение герметичности заколонного пространства скважины благодаря проектированию технологии его цементирования с использованием компьютерного комплекса "Касандра" / А. В. Черненко, Г. Н. Лышко // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 330-332. – EDN XWINXN.
9. Семенова, А. П. Численное моделирование температурных эффектов, связанных с цементацией скважины / А. П. Семенова, В. П. Пименов // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2006. – № 5. – С. 56-58. – EDN HUAUBL.
10. Литвиненко В.С., Николаев Н.И. Математическая модель цементирования обсадных колонн при строительстве и капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин // Записки Горного института. 2012. №.

ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ КОШАЙСКИХ ГЛИН: ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

А.А. Баранов¹, Е.О. Игнатьева²

*1 - магистрант кафедры БНГС, 2 – к.х.н., доцент кафедры БНГС
Самарский государственный технический университет г. Самара, Россия
e-mail: ss-tlt@mail.ru ; windy22@mail.ru*

Аннотация. В статье рассматриваются геологическая структура и особенности бурения кошайских глин, представляющих собой верхнюю подсвиту алымской свиты аптского возраста.

Ключевые слова: бурение неустойчивых отложений, бурение кошайских глин, плотность бурового раствора, поглощение бурового раствора, механический прихват буровой колонны, дифференциальный прихват буровой колонны, борьба с неустойчивостью стенок скважины

FEATURES OF DRILLING KOSHAISKY CLAYS: PROBLEMS AND SOLUTIONS

A.A. Baranov¹, E.O. Ignateva²

1 - master's student of the BNGS department, 2 - Candidate of Chemical Sciences, associate professor of the BNGS department, Samara State Technical University

Samara, Russia

e-mail: ss-tlt@mail.ru ; windy22@mail.ru

Annotation. The article discusses the geological structure and drilling features of the Koshai clays, which represent the upper sub-suite of the Alym suite of the Aptian age.

Key words: drilling unstable deposits, drilling koshai clays, drilling mud density, drilling mud absorption, mechanical sticking of the drill string, differential sticking of the drill string, combating borehole instability.

Кошайские глины представляют собой верхнюю подсвиту алымской свиты аптского возраста (K1a). Они состоят из смешанных слоев гидрослюдисто-монтмориллонитовых образований с различным содержанием набухающих слоев (от 40% до 85%). Эти глины имеют темно-серый цвет и часто содержат тонкие прослои алевролитов.

Нижняя подсвита включает разнообразные породы - от чистых песчаников до песчано-алевролитовых пород с тонкой слоистостью. Общая толщина этой свиты обычно составляет 60-80 метров.

Особенностью данной свиты является ее высокая обвалистость и проницаемость, что создает проблемы при вскрытии. Для обеспечения устойчивости стенок скважины требуется увеличение плотности раствора, что повышает риск поглощения. Вибросита забиваются глиной, что приводит к перерасходу бурового раствора.

После добуривания интервала под эксплуатационную колонну, во время проработки, шаблонировки и спуска обсадной колонны, высок риск механических или дифференциальных прихватов. Эти осложнения увеличивают время строительства скважины, расходы химических реагентов и создают сложности при эксплуатации, то есть буровое предприятие несёт большие временные и материальные затраты при бурении интервала кошайских глин.

Суждения о природе осыпей и обвалов в глинистых отложениях позволили сформулировать факторы их возникновения: при наличии в разрезе глинистых отложений с определенными показателями устойчивости и гидратационной способности возможны нарушения стенок скважины деформационного характера (табл. 2) [1].

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Таблица 2 – Классификация глинистых пород по величине показателя устойчивости

Класс или категория устойчивости	Показатель устойчивости, a	Гидратационная способность, Q	Поведение пород при бурении
1	1-0,950	до 5	практически устойчивы
2	0,949 - 0,900	5-10	подвержены незначительным осыпям, процесс бурения не нарушается
3	0,899-0,850	10-25	заметные осыпи, требующие периодических проработок ствола скважины
4	0,849-0,800	25-40	значительные осыпи, приводящие к посадкам и затяжкам при движении колонны бурильных труб и понижению давления при промывке скважины
5	0,799 и менее	40 и более	сильные осыпи, требующие систематических проработок интервалов залегания глин, возможна частичная потеря ствола скважины

Из таблицы следует, что к объектам осложнённости следует относить глинистые отложения выше третьей категории.

Условиями возникновения осыпей и обвалов в глинистых отложениях следует считать, во-первых, снижение давления бурового раствора в скважине ниже порового давления, во-вторых, гидроразрыв этих пород, в-третьих, наличие влагопереноса при контакте этих пород с буровым раствором. Последнее связано с наличием в породе свободной и рыхлосвязанной воды, которая, являясь «активной влагой», участвует во влагопереносе, а также с наличием разности осмотической активности контактирующих сред («порода - буровой раствор») [2, 3].

Поддержание максимально возможной плотности промывочной жидкости является одним из необходимых факторов обеспечения устойчивости ствола скважины. Такого мнения придерживается большинство авторов работ по строительству скважин [4, 5, 6]. Они считают, что увеличение плотности бурового раствора – одно из основных мероприятий, рекомендованных для борьбы с неустойчивостью стенок скважины. Такие представления о превалирующей роли горного давления в профилактике обвалообразований привели к тому, что в ряде районов нашей страны широко применяют утяжеление буровых растворов специальными реагентами [7], как метод борьбы с потерей устойчивости стенок скважины, что не учитывает физико-химическую природу этого явления [4].

Аксенова Н. А. и Рожкова О. В. считают, что одним из основных факторов, обеспечивающих устойчивость стенок скважины, является плотность. С ее увеличением интенсивность осыпей и обвалов ствола, как правило, уменьшается, однако при этом становится все более опасным другой вид осложнений – поглощения бурового раствора. Поэтому на практике для повышения устойчивости стенок скважины регулируют одновременно плотность, показатель фильтрации, соленость бурового раствора с целью уменьшения степени проникновения фильтрата бурового раствора в поры породы за счет фильтрации, осмоса [8].

В случае наблюдения повышенного выноса породы на вибросита, появления затяжки и посадок бурового инструмента при бурении – основным мероприятием считается поэтапное (на 0,02 г/см³) постепенное увеличение плотности бурового раствора до прекращения осложнения. Таким путем создается избыточное давление столба жидкости, предотвращающее осыпание стенок ствола скважины [9].

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Поднятие удельного веса бурового раствора зачастую на какое-то время действительно помогает, и осыпи прекращаются (рис. 9).

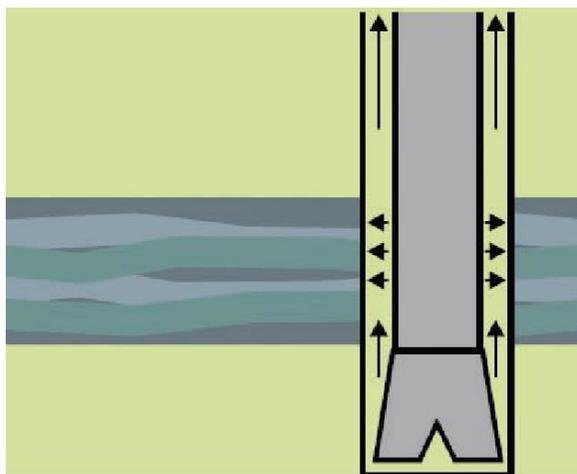


Рисунок 9. Давление бурового раствора оказывает поддержку стенке скважины

Но улучшение состояния ствола скважины носит временный характер и спустя 2 - 3 суток ситуация усугубляется - осыпание возобновляется и увеличение удельного веса уже не помогает. Это происходит, потому что при увеличении плотности бурового раствора увеличивается давление на стенки скважины и происходит интенсификация проникновения бурового раствора и фильтрата в структуру породы - продвижение водяного фронта в пласт (рис. 10). В результате проникновения бурового раствора и фильтрата в породу, снижается предел ее прочности, что приводит к последствиям: обрушению стенки скважины и прихвату инструмента (рис. 11). Кроме того, образовавшиеся каверны и расширенный ствол плохо влияют на очистку скважины, качество цементирования и проведения каротажных работ [10].

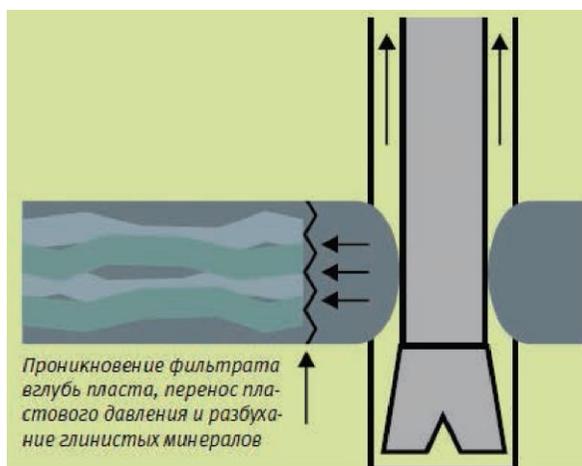


Рисунок 10. Проникновение бурового раствора в глинистые породы после разбухания

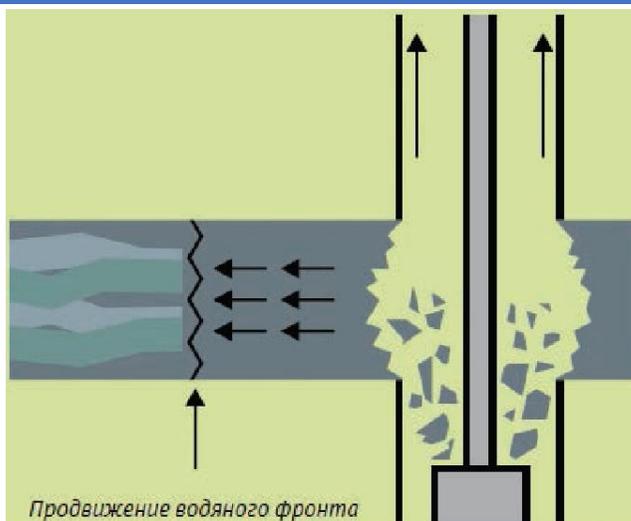


Рисунок 11. Обрушение стенки скважины

Заключение

Высокая обвалистость и проницаемость кошайских глин требуют увеличения плотности раствора, что повышает риск поглощения и приводит к забиванию вибросит глиной. Это, в свою очередь, увеличивает временные и материальные затраты на бурение. На основании данных можно сделать вывод, что бурение интервала кошайских глин требует тщательного подхода и выбора оптимальных методов для успешного завершения работ. Необходимо учитывать физико-химическую природу этих отложений и применять меры по регулированию плотности и показателя фильтра бурового раствора для обеспечения устойчивости стенок скважины.

Таким образом, проведенное исследование подчеркивает важность детального анализа геологических условий при бурении, что позволяет минимизировать риски и повысить эффективность работ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аветисян Н. Г. Выбор типа бурового раствора для бурения в неустойчивых породах. ОИ, сер. «Бурение», №19. Москва: ВНИИОЭНГ, 1983.
2. Аветисян Н. Г., Шеметов В. Ю. Выбор водоотдачи бурового раствора при разбурировании глинистых отложений. РНТС, сер. «Бурение», вып. 1. Москва: ВНИИОЭНГ, 1980.
3. Шеметов В. Ю., Аветисян Н. Г., Динмухаметов Д. Х. Влияние влажности глинистых пород и водоотдачи бурового раствора на осмотический массоперенос. Сб. «Промывка скважин». Тр. ВНИИКРнефти, вып. 14. Краснодар. 1978.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Басарыгин Ю. М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. Недра, 2000. 677 с.
5. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Заканчивание скважин: учебное пособие для вузов. Москва: Недра, 2000. 667 с.

6. Я.А. Рязанов. Энциклопедия по буровым растворам. Оренбург: "Летопись", 2005. 664 с.
7. Рябоконт С. А. Утяжелители для буровых растворов и технология их применения – М. Недра, 1981. 240 с.
8. Аксенова Н. А., Рожкова О. В.. Буровые промывочные жидкости и промывка скважин: учебное пособие для вузов. – В 3 т. Т1. Тюмень: ТИУ, 2016. 168 с.
9. Буянова М. Г. Разработка технологии применения и совершенствование составов модифицированного бурового раствора для повышения эффективности строительства скважин: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. 2022. 189 с.
10. Широков М. Н. Исключительная стабильность ствола скважины: что делать, когда не работает повышение плотности бурового раствора? // Бурение и нефть, № 9, 2019. С. 46-49.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ РОССИЙСКИМИ КОМПАНИЯМИ MWD/LWD СИСТЕМ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

*Ю.А. Агеева¹, Б.В. Каргин², Д.Д. Бархатов³,
М.А. Тихонов⁴, Н.А. Расихин⁵*

*1 – ст. преподаватель кафедры БНГС, 2 – к.т.н., доцент кафедры БНГС, 3,4,5
– магистранты кафедры БНГС
Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: ageeva_julia04@mail.ru, kargin163@gmail.com, barhatov.01@mail.ru,
tihonov-mikhail@list.ru*

Аннотация. В статье рассматривается применение современных телеметрических систем MWD/LWD российского производства для бурения горизонтальных скважин.

Ключевые слова: бурение горизонтальных скважин, бурение в осложнённых условиях, телеметрическая система, контроль процесса бурения скважины, контроль траектории бурения скважины, гидравлический канал передачи данных, электромагнитный канал передачи данных, применение отечественного оборудования для бурения скважин.

EXPERIENCE IN THE USE OF MWD/LWD SYSTEMS BY RUSSIAN COMPANIES IN THE CONSTRUCTION OF HORIZONTAL WELLS

*Yu.A. Ageeva¹, B.V. Kargin², D.D. Barkhatov³, M.A. Tikhonov⁴, N.A. Rassokhin⁵
1 – senior lecturer of the BNGS Department, 2 – candidate of technical sciences, associate professor of the BNGS Department, 3,4,5 – undergraduates of the BNGS Department,
Samara State Technical University
Samara, Russia
e-mail: ageeva_julia04@mail.ru, kargin163@gmail.com, barhatov.01@mail.ru,
tihonov-mikhail@list.ru*

Annotation. The article discusses the use of modern Russian-made MWD/LWD telemetry systems for drilling horizontal wells.

Key words: drilling of horizontal wells, drilling in complicated conditions, telemetry system, control of the well drilling process, control of the well drilling trajectory, hydraulic data transmission channel, electromagnetic data transmission channel, application of domestic equipment for drilling wells.

Строительство горизонтальных скважин является важным этапом в нефтегазовой промышленности, позволяющим увеличить добычу и эффективность разработки месторождений. Бурение горизонтальных скважин представляет собой сложный и многоэтапный процесс, требующий тщательного планирования и контроля. В частности контроль траектории горизонтального участка скважины имеет большое значение, особенно при бурении в тонких пластах с газовой шапкой и подстилающим водоносным пластом. Значительное отклонение от заданной траектории может привести к:

- столкновению с соседними скважинами;
- недостижению проектного забоя;
- затруднению дальнейшего управления траекторией, и к дополнительным затратам на корректировку;
- невозможность прохождения (спуска) обсадных колонн;
- повышенному износу газопромыслового оборудования при эксплуатации скважины;
- аварийным ситуациям;
- значительным финансовым затратам на корректировку траектории и устранение последствий аварий.

Одним из ключевых аспектов успешного бурения является использование современных телеметрических систем (ТС), которые обеспечивают контроль и мониторинг процесса в реальном времени.

Телеметрические системы представляют собой комплекс оборудования и программного обеспечения, предназначенного для передачи данных о состоянии скважины и процессе бурения в режиме реального времени. Они включают датчики, передатчики, приемники и программное обеспечение для обработки и анализа данных. Телеметрические системы зарубежного производства предлагают такие компании как Schlumberger, Halliburton, Weatherford, APS Technology, GE Energy, Geolink, EGSS и Baker Hughes. Отечественные производители телеметрических систем: ООО «Нефть-Сервис» [1], АО «Башнефтегеофизика» [2], ООО «БИТАС» [3], ООО НПФ «Горизонт» [4], АО «ОКБ Зенит» [5], инженерно-производственный центр «Геофит» [6].

Для бурения горизонтальных скважин успешно применяется отечественная телеметрическая система «Атлас» производства компании ООО «Нефть-Сервис» с гидравлическим каналом связи и предназначена для измерений в процессе бурения (ИПБ) боковых и вертикальных стволов и повторного входа в скважины диаметром от 105 мм. Производство телесистемы полностью локализовано на территории России. Производителем заявлена применимость во всех типах буровых растворов, а рабочая температура до 125° С. Роторный пульсатор с надёжной конструкцией обеспечивает устойчивую передачу данных по гидроимпульсному каналу в условиях помех. Оборудование представляет собой полностью локализованную версию телеметрической системы серии Navitrak мирового лидера – компании Baker Hughes

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

(США). Система прошла успешные тестирования испытания, подтвердившие 100% годность получаемых результатов. Качество калибровки, настройка оборудования и точность программного обеспечения подтверждена на опытно-промысловых испытаниях.

Инженерно-производственный центр «Геофит» для бурения горизонтальных скважин предлагает несколько видов ТС: СИБ 2.2 с электромагнитным каналом передачи данных (рис. 27), СИБ 2.4М с гидравлическим каналом связи (рис. 27), и INNO (Фаза ОПИ) с новой архитектурой допускающей размещение модуля инклинометрии и гамма-каротажа в любой точке компоновки низа бурильной колонны (КНБК). INNO (Фаза ОПИ) предназначена для бурения глубоких и протяжённых скважин со сложными КНБК с приборами ГИС во время бурения и РУС, а также для бурения с регулируемым давлением и на депрессии [6].



Рисунок 12. СИБ 2.2 с электромагнитным каналом передачи данных и СИБ 2.4М с гидравлическим каналом связи

Сравнение рабочих характеристик телеметрических систем зарубежного и отечественного производства представлено в таблице 1.

Таблица 3 – Сравнение рабочих характеристик телеметрических систем зарубежного и отечественного производства

Параметр	Телеметрическая система (ТС)				
	LWD Vector	APS Technology	GE Tensor	Битас	СИБ 2.2 (2.4М)
Диапазон измерения зенитного угла	0° - 180°	0° - 180°	0° - 180°	0° - 120°	0° - 180°
Точность изменения зенитного угла	±0,15	±0,1°	±0,1°	±0,2°	± 0,1°
Диапазон измерения азимута	0° - 360°	0° - 360°	0° - 360°	0° - 360°	0° - 360°

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Продолжение таблицы 1

Точность изменения азимута	±1,5	±1,0° (Угол>10, Dip<70°)	±1,0° (Угол>10, Dip<70°)	±1,0°	±1,0°
Точность измерения положения отклонителя (гравитационного)	±0,5	±1,0°	±1,0°	±2,0°	±1,0°
Точность измерения положения отклонителя (магнитного)	±1,5	±2,25°	±1,0°	±2,0°	±1,5
Датчик гамма-каротажа (опционально)	1 - 250 мкр/ч ±5%	0 - 180 API ±5%	0 - 100 API ±5%	1 - 250 мкр/ч ±10%	1 - 250 мкр/ч ±5%

Анализ данных таблицы 1 показывает, что диапазон и точность измерений современных отечественных ТС сопоставимы с аналогичными параметрами зарубежных ТС.

Кроме того, современные модернизированные отечественные телеметрические системы отличает:

- возможность адаптации ТС под Заказчика (типы датчиков наземной части, беспроводная связь на буровой, отчёты и пр.);
- сопоставимую с зарубежными аналогами точность измерений, что позволяет более точно контролировать процесс бурения и избегать ошибок;
- оборудование разработано с учетом суровых условий эксплуатации, что гарантирует его надежность и долговечность даже в экстремальных условиях;
- использование отечественных систем позволяет интегрировать их с другими российскими технологиями и оборудованием, что упрощает процесс эксплуатации и обслуживания.
- применение отечественных систем снижает затраты на импортное оборудование и обслуживание, что делает их экономически выгодными для использования.

Заключение

Бурение горизонтальных скважин сопряжено с множеством осложнений, требующих тщательного планирования, контроля и использования современных технологий. Однако, несмотря на все трудности, этот метод позволяет значительно увеличить добычу нефти и газа, что делает его важным направлением технического прогресса в нефтегазовой промышленности. При бурении горизонтальных скважин ключевую роль играют телеметрические системы.

Специалисты отечественных компаний-производителей телесистем непрерывно занимаются поиском инновационных решений, внося коррективы и изменения в конструкцию систем и программ приема и обработки сигналов. Эти меры направлены на повышение надежности работы системы. В результате модернизации достигается увеличение точности показаний приборов в процессе бурения, продление срока службы узлов телесистемы между ремонтами, а также возможность более точного контроля технологических параметров в процессе бурения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Забойная телеметрическая система Атлас [Электронный ресурс] // ООО «Нефть-Сервис»: [сайт]. [2024]. URL: <https://oil-service.com/atlas>
2. Телесистема с гидравлическим каналом связи Vector Ø 95 - 172 мм [Электронный ресурс] // АО «Башнефтегеофизика»: [сайт]. [2024]. URL: <https://www.bngf.ru/services/381/>
3. Бескабельная телесистема АБТС-ЭМ [Электронный ресурс] // ООО «БИТАС»: [сайт]. [2024]. URL: <https://bitas.ru/Products/telemetry/abts-am/>
4. Телеметрическое сопровождение [Электронный ресурс] // ООО НПФ «Горизонт»: [сайт]. [2024]. URL: <https://npfgorizont.ru/Telemetry-tracking>
5. Телеметрия [Электронный ресурс] // АО «ОКБ Зенит»: [сайт]. [2024]. URL: <https://zenith.ru/produksiya/telemetriya>
6. Телесистемы с электромагнитным и гидравлическим каналами связи [Электронный ресурс] // Инженерно-производственный центр «Геофит»: [сайт]. [2024]. URL: <https://www.geofit.ru/products/system-mwd/telesistemy-s-elektromagnitnym-i-gidravlicheskim-kanalami-svyazi/>

ОПТИМИЗАЦИЯ КОМПОНОВКИ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

В.А. Капитонов, к.т.н., Т.В. Голышков

ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара

E-mail: Golyshkov.tv@gmail.com

Аннотация

В статье рассмотрен вопрос оптимизации конструкции низа бурильной колонны (КНБК) для передачи необходимой нагрузки на долото и обеспечения бесперебойной работы. Применимость предлагаемого решения проверено выполненными расчётами механической нагрузки, доводимой до долота, и возникновением баклинг-эффекта. Как известно, баклинг-эффект – это локальная потеря продольной устойчивости бурильной колонны, которая сначала проявляется в форме плоской синусоиды, а при последующем росте сжимающей нагрузки может перерасти в пространственную спираль.

Ключевые слова: бурение, скважина, планирование, строительство, траектория, профиль, баклинг-эффект.

OPTIMIZATION OF DRILLSTRING BOTTOMS LAYOUT

T. V. Golyshkov, V. A. Kapitonov, Ph.D.

FGBOU VO "SamSTU", Samara, Russia.

E-mail: Golyshkov.tv@gmail.com

Abstract

The article deals with the issue of optimizing the drill string bottom design (DSTD) to transfer the required load to the bit and ensure smooth operation. The applicability of the

proposed solution has been verified by calculations of mechanical load delivered to the bit and occurrence of buckling effect. As it is known, buckling effect is a local loss of longitudinal stability of the drill string, which first appears in the form of a flat sinusoid, and at the subsequent growth of compressive load can grow into a spatial spiral.

Key words: drilling, well, planning, construction, trajectory, profile, buckling effect.

Оценка буримости скважины на стадии проектирования является сложным процессом, который включает расчёт механических нагрузок для различных режимов работы буровой колонны с учётом: скорости вращения, расхода промывки, продолжительности бурения в слайде, подъем бурильной колонны с затяжкой (с вращением и без). Также учитываются нагрузки при спуско-подъемных операциях.

Расчет необходимой нагрузки на долото, достаточной для разрушения породы, учитывает все факторы, влияющие на поведение бурильной колонны: трение, кривизну ствола, крутящий момент на долоте, вес оборудования и т.д. При этом максимальная нагрузка не должна вызывать синусоидального или спирального скручивания инструмента.

Расчёт выполнен для компоновки при бурении под эксплуатационную колонну с наружным диаметром 220,7 мм и внутренним – 178 мм. В качестве программы для выполнения расчёта применялась DOX.2.10.829.1. Предусматривалось применение алюминиевых бурильных труб. Трение принято на уровне 0,3. Закладываемая нагрузка составил 9 т. Кривизна в вертикальном интервала принята 0,75° на 30 м, в интервале набора – 1,5°, стабилизации – также не более 0,75°. Вес верхнего силового привода принят величиной 15 т. Результаты расчётов приведены в табл. 1.

Таблица 1 – Дизайн КНБК

№ п/п	Дизайн КНБК-1		Дизайн КНБК-2	
	Наименование	Длина, м	Наименование	Длина, м
1	Долото	0,32	Долото	0,32
2	ВЗД	9,01	ВЗД	9,01
3	Обратный клапан	0,33	Обратный клапан	0,33
4	Короткая немаг. УБТ	4,17	Короткая немаг. УБТ	4,17
5	Предохр. переходник	0,72	Предохр. переходник	0,72
6	Телеметрия	8,87	Телеметрия	8,87
7	Предохр. переходник	0,9	Предохр. переходник	0,9
8	Немаг. УБТ	9,24	Немаг. УБТ	9,24
9	Переводник	1,52	ТБТ	50,00
10	Алюмин. бур. трубы	200	Переводник	1,52
11	Переводник	1,52	Алюмин. бур. трубы	150
12	ТБТ	28,5	Переводник	1,52
13	Яс	5,87	ТБТ	28,5
14	ТБТ	28,5	Яс	5,87
15	Переводник	1,52	ТБТ	28,5
16	Алюмин. бур. трубы	2579,77	Переводник	1,52
17			Алюмин. бур. трубы	2579,77

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Результаты расчёта синусоидального и спиралевидного складывания при бурении с вращением приведены на рис. 1 и 3. На данных графиках видно, как при КНБК-1 возникают не только синусоидальный, но и спиральный баклинги, что не допустимо при бурении.

На рисунках 2 и 4 можно увидеть, как ведут себя баклинги при бурении с КНБК-2. При заданной нагрузке на долото в 9 тонн не возникает синусоидального и спиралевидного складывания. Такого результата удалось добиться благодаря добавления толстостенных бурильных труб. Из-за складывания первой компоновки бурильной колонны выше яса, он просто не сработает. Поэтому, для доведения нагрузки предлагается разместить 50 метров толстостенных бурильных труб над немагнитными утяжеленными бурильными трубами, что учтено во второй компоновке. Эффективность предлагаемого решения подтверждают графические результаты расчёта, приведённые на рис. 2 и 4.

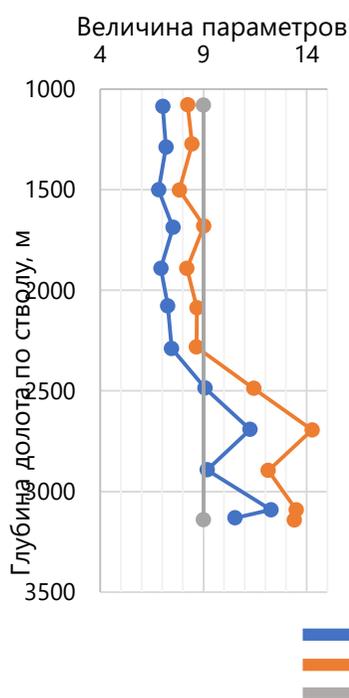


Рис. 1 – Роторное бурение (КНБК-1)

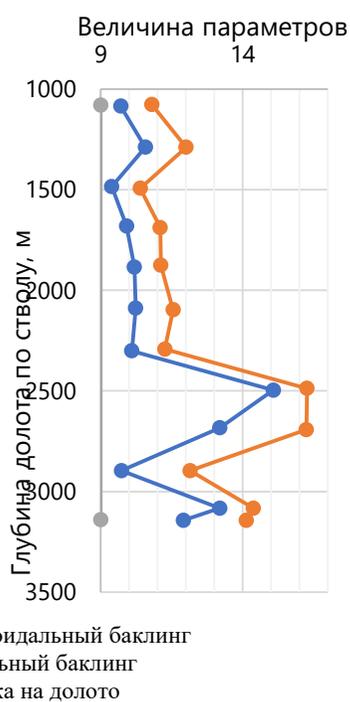


Рис. 2 – Роторное бурение (КНБК-2)

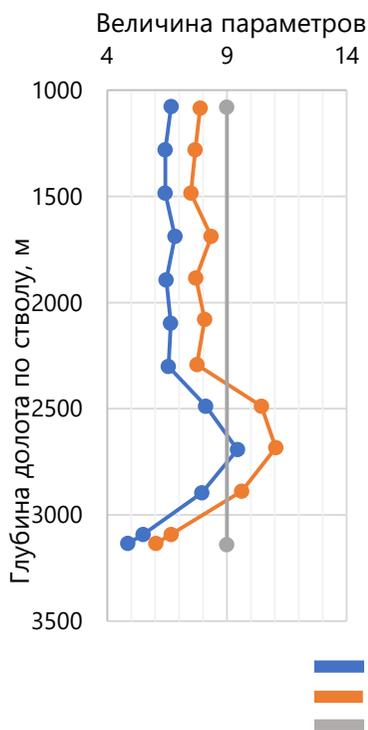


Рис. 3 – Направленное бурение (КНБК-1)

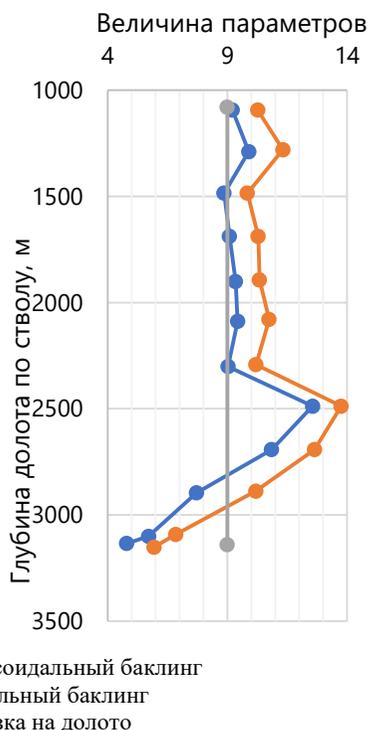


Рис. 4 – Направленное бурение (КНБК-2)

Выводы

Применяемые компоновки могут создавать аварийные ситуации, связанные с появлением баклинг-эффекта при усложнении профиля скважин. Для предотвращения данных осложнений было предложено включение в компоновку толстостенных бурильных труб протяжённостью 50 метров над немагнитными утяжелёнными бурильными трубами. Следует отметить, что полученное решение применимо к условиям рассмотренного профиля, возникающих нагрузок и компоновки, включающей алюминиевые бурильные трубы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Семенов, И. А. Современные технологии бурения и их оптимизация // Издательство: Наука, 2020.
2. Савельев А. В. Бурильные колонны и их компоновка // СПб.: Издательство Политехнического университета, 2015.
3. Давыдов А. Т. Оптимизация конструкции бурильной колонны // Омск: Омский государственный технический университет, 2017.
4. Голубев, В. Г. Оптимизация процессов бурения // Издательство: Гео, 2018.
5. Дьяков, Е. П. Технология бурения и оптимизация буровых решений // Издательство: Гидрометеиздат, 2017.

**ВЫПОЛНЕНИЕ ПОСТРОЕНИЯ ПРОФИЛЯ И ПРОВЕДЕНИЕ
ТЕХНИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ БУРИМОСТИ СКВАЖИНЫ С ПОМОЩЬЮ ПК
«БУРОВЫЕ РАСЧЕТЫ»**

¹*А.Д. Чернов, ¹Е.О. Игнатьева, ²И.Т. Файзуллина, ²М.Н. Хабиров*

¹*ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия;*

²*ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), Уфа, Россия*

E-mail: Chernov802@gmail.com

Аннотация. Разработка отечественных программных продуктов является актуальной задачей для нефтедобывающего сектора ТЭК РФ. Компания ПАО «НК «Роснефть» развивает собственное ПО для выполнения инженерных расчетов на всех этапах создания проектной документации на строительство скважин – программный комплекс «РН-БУРОВЫЕ РАСЧЕТЫ» (далее ПК «РН-БУРОВЫЕ РАСЧЕТЫ», ПО). Разработчиком ПО является научно-исследовательский и проектный институт ООО «РН-БашНИПИнефть». В данной статье будет рассматриваться функционал данного ПО, который позволяет провести техническую оценку на буримость скважины – функционал для построения профиля скважины, моделирования нагрузок и расчета предельных значений. Следует отметить, что данное ПО включает в себя не только вышеуказанный функционал, но и позволяет спроектировать дизайн обсадной колонны, произвести расчеты по гидравлике, смоделировать процесс цементирования и установки цементных мостов.

Ключевые слова: программное обеспечение, инженерные расчёты, профиль скважины, проектирование скважин, строительство скважин, бурение ротором, вес на крюке, буровой раствор, момент.

Процесс создания технологического тома проектной документации на строительство скважин включает различные разделы, в том числе построение кустовой площадки и профилей скважин.

ПК «РН-БУРОВЫЕ РАСЧЕТЫ» позволяет проектировать все возможные виды профилей скважин, начиная с несложных двухмерных и заканчивая горизонтальными с азимутальными разворотами. На ряду с зарубежными аналогами, ПК «РН-БУРОВЫЕ РАСЧЕТЫ» имеет функционал моделирования нагрузок, напряжений, моментов создаваемых в процессе бурения и спуска бурового инструмента, обсадных колонн, которые визуализируются в графиках эффективных сил, веса на крюке, крутящего момент, усталостных напряжений и многих других.

Перед проведением расчетов для моделируемых процессов при строительстве скважин необходимо загрузить готовую (фактическую) траекторию или построить профиль скважины самостоятельно, что выполняется довольно просто, так как имеется удобный интерфейс, который позволяет не только в ручном формате корректировать данные, но и предоставляет возможность воспользоваться оптимальным вариантом, который автоматически просчитает программа и выберет наилучшее решение.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Пример построения профиля скважины с помощью оптимального выравнивания представлен на рисунке 1. Мы получаем развертку траектории (Рисунок 2) и вид сверху (Рисунок 3). Кроме того, ПО позволяет нам увидеть риски пресечения с построенными и находящимися на стадии проектирования скважинами с помощью таких графиков, как «Лестничный график» (Рисунок 4) и «График коэффициента расхождения» (Рисунок 5).

Траектория																	Тип севера: Картографический		
MD [м]	ДИ [м]	Зенит [°]	Азимут [°]	TVD [м]	TVDSS [м]	С/Ю [м]	В/З [м]	Верт. сечение [м]	ИИПУ [°/10 м]	Положение отклонителя [°]	ИИЗУ [°/10 м]	ИИАУ [°/10 м]	Метод	Цель	Сегмент	Отход [м]	Карт. Север [м]	Карт. Восток [м]	
1	0.00	0.00	0.00	0.00	-75.00	100.03	103.58	8.86	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	0.00	7212358.44	536081.42	
2	300.00	300.00	0.00	0.00	300.00	225.00	0.00	150.68	0.00	0.00	0.00	0.00	Ручной ввод	-	Ручной ввод-1	144.00	7212258.41	535977.84	
3	614.16	314.16	30.00	61.18	600.00	525.00	38.75	70.43	70.63	0.95	61.18	0.95	1.95	Ручной ввод	Ручной ввод-2	69.68	7212297.16	536048.27	
4	624.16	10.00	30.00	61.18	608.66	533.66	41.16	74.81	65.65	0.00	0.00	0.00	0.00	Ручной ввод	Ручной ввод-3	65.53	7212299.57	536052.65	
5	828.53	204.37	54.52	60.79	758.76	683.76	107.42	194.03	70.24	1.20	359.23	1.20	-0.02	Оптимальное выравнивание	Оптимальное выравнивание-4	90.75	7212365.83	536171.87	
6	1279.98	451.45	54.52	60.79	1020.77	945.77	286.85	514.91	436.58	0.00	0.00	0.00	0.00	Оптимальное выравнивание	Оптимальное выравнивание-4	451.76	7212545.25	536492.75	
7	1557.28	277.30	90.00	53.92	1104.00	1029.00	428.31	732.75	696.28	1.30	348.27	1.28	-0.25	Оптимальное выравнивание	Т1 - 7	709.66	7212686.72	536710.59	
8	3820.28	2263.00	90.00	53.92	1104.00	1029.00	1761.10	2561.65	2957.82	0.00	0.00	0.00	Стабилизация	Стабилизация-4	2966.68	7214019.50	538539.49		

Рисунок 13. Результаты построения траектории скважины

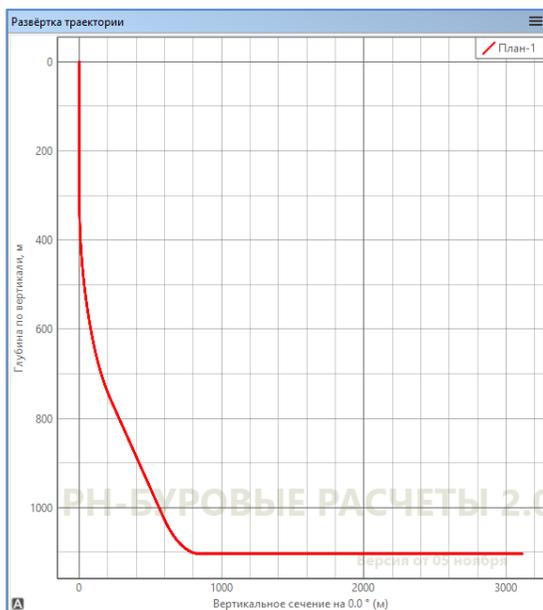


Рисунок 14. Развертка траектории

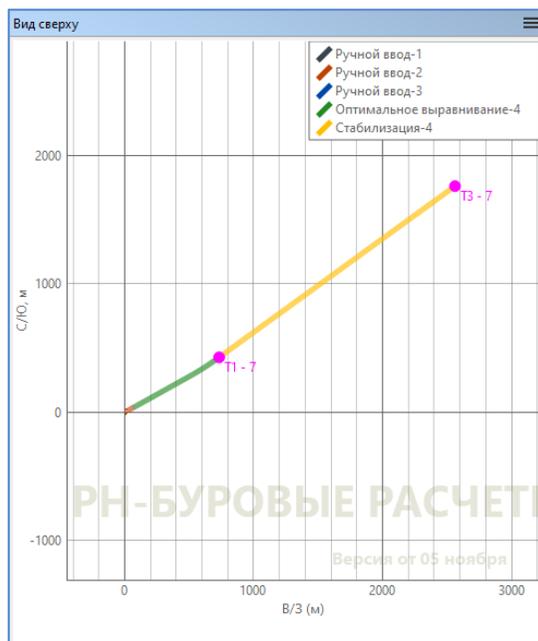


Рисунок 15. Вид сверху

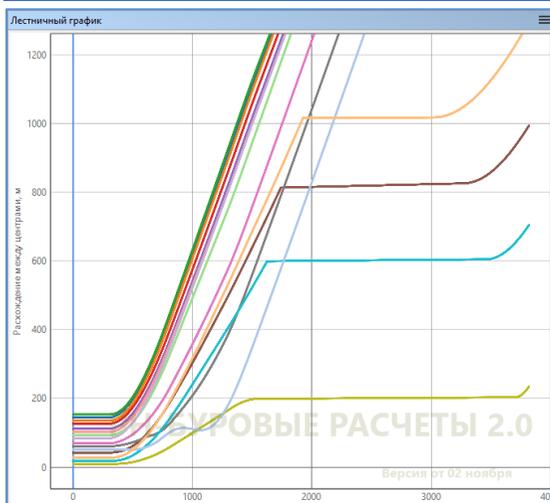


Рисунок 16. Лестничный график

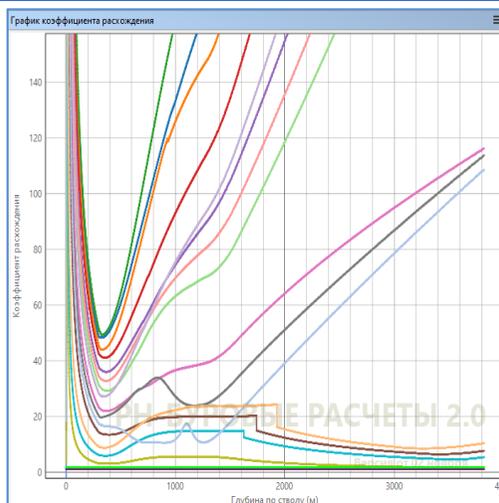


Рисунок 17. График коэффициента расхождения

Для оценки технической буримости скважины в основном анализируются такие графики, как «Эффективные силы», «Вес на крюке», «Крутящий момент», «Усталостные напряжения».

Рассмотрим расчет на примере реальной скважины. Для этого была выбрана компоновка для бурения секции диаметром 155,6 мм. В ПО необходимо спроектировать бурильную колонну воспользовавшись внутренним каталогом оборудования, корректируя при необходимости, наружные и внутренние диаметры частей компоновки низа бурильной колонны (КНБК), вес погонного метра, материал и марка стали, потери на забойном двигателе, телесистеме. ПО рассчитает внутренний объем и воспользуется ранее построенным профилем. В процессе работы необходимо ввести данные в таблицу 1, которая демонстрирует информацию, введенную вручную на начальном этапе и полученные в ходе расчетов. Неоспоримым плюсом «РН-БУРОВЫЕ РАСЧЕТЫ» является то, что весь требуемый для расчетов функционал находится в пределах одной программы, и не требуется производить расчеты в разных версиях ПО или в разных программах. ПК «БУРОВЫЕ РАСЧЕТЫ» визуализирует используемую компоновку с обозначениями диаметров и глубины нахождения в скважине (по вертикали и по стволу) каждой части КНБК.

Для получения корректного результата необходимо ввести данные по реологическим параметрам бурового раствора, проектным ограничениям, извилистости профиля, информацию по моделируемым операциям (спуск, подъем, бурение ротором, бурение слайдом, вращение над забоем, обратная проработка), расходу шлама. Детально данные для ввода представлены в таблице 1 и 2.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Таблица 1. Общие данные для ввода

Общие			
Действующая жидкость	DrillPlex		
Расход насоса	0		л/с
Параметры запуска	Начальная глубина	0	м
	Конечная глубина	0	м
	Размер шага	30	м
	Расстояние между узлами	10	м
Опции расчета	Плотность морской воды		кг/м ³
Момент и натяжение			
Коррекция веса на крюке/ индикатора веса	Использовать поправку веса на крюке	Нет	
	Вес блока	15	т
	Использовать поправку трения на шкиве	Да	
	Тросов подвешено	8	
	Механический КПД	97	%
Аналитический метод	Использовать усиление напряжения изгиба	Да	
Модель анализа колонны	Использовать вязкий момент и сопротивление	Да	
	Коэффициент прочности на смятие	--	
	Использовать модель жесткой колонны	Нет	
Максимальные затяжки	Использование % от текучести	66.67	%
Максимальный момент	Использование % от момента свинчивания	80	%
Гидравлика			
Шлам	Диаметр частиц шлама	6	мм
	Плотность шлама	2000	кг/м ³
	Пористость пласта	36	%
	Интервал расчета MD	300	м
	Скорость проходки	0.167	м/мин
Расходы насоса	Минимум	1	л/с
	Максимум	10	л/с
	Размер шага	5	
Проектные ограничения			
Эксплуатация долота	Скорость насадок	0	м/мин
	Ударная сила	0	тс
	Гидравлическая мощность насоса	0	Вт
Потери давления	Долото	0	
Теплоперенос: температурная модель	Включен расчет температурной модели	Да	
	Температура раствора на входе	50	°С
	Время циркуляции	0.017	мин
	Начало MD проходки	0	м
	Конец MD проходки	0	м
	Количество шагов по глубине	10.0	

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Таблица 2. Анализ моментов и напряжений

Анализ моментов и натяжений			
Спуск буровой колонны	Скорость	10	м/мин
	Частота вращения	30	об/мин
Подъем буровой колонны	Скорость	18,29	м/мин
	Частота вращения	0	об/мин
Вращение на забое	Осевая нагрузка на долото	--	тс
	Крутящий момент на забое	--	кН*м
Бурение слайдом	Осевая нагрузка на долото	3	тс
	Крутящий момент на забое	0	кН*м
Обратная проработка	Затяжки	--	тс
	Крутящий момент на забое	--	кН*м
Вращение над забоем	Нет		

В результате расчетов ПО выведет анализ колонны по операциям (Рисунок 6) и графики, которые необходимы для технической оценки скважины и, исходя из которых, можно получить значения для наших условий и сравнить с предельными. После анализа полученных результатов можно будет сделать вывод о буримости скважины.

Анализ колонны:										
Операция	Усталость	67% от максимального предела	Синусоидальный изгиб	Спиральный изгиб	Запирание	Измеренный вес [тс]	Момент стола ротора [Н*м]	Закручивание с моментом [об]	Осевое напряжение = 0 (от забоя) [м]	Нейтральная точка поверхности (от забоя) [м]
Спуск	Нет	Нет	Да	Да	Нет	13.95	14730.86	10.94	3191.21	0.00
Подъем	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	68.89	0.00	0.00	298.36	0.00
Вращение на забое	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	22.12	20898.34	18.34	2791.87	3313.69
Бурение слайдом	Нет	Нет	Да	Да	Нет	-25.34	2000.00	2.73		
Обратная проработка	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	35.12	16043.33	13.17	2113.83	
Вращение над забоем	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	32.12	14936.92	11.90	2106.86	2576.71

Рисунок 18 - Механические пределы: Анализ Колонны

Рассмотрим примеры базовой технической оценки скважины. Одним из инструментов для данной оценки является график эффективных сил, приведённый на Рисунке 7. Данный график позволяет определить потери устойчивости колонны (спиральные и синусоидальные изгибы) и сигнализирует о возможности разрыва колонны. По результатам расчетов рассмотренная бурильная колонна и элементы КНБК проходят по допустимым растягивающим нагрузкам с учетом коэффициента запаса 1,5.

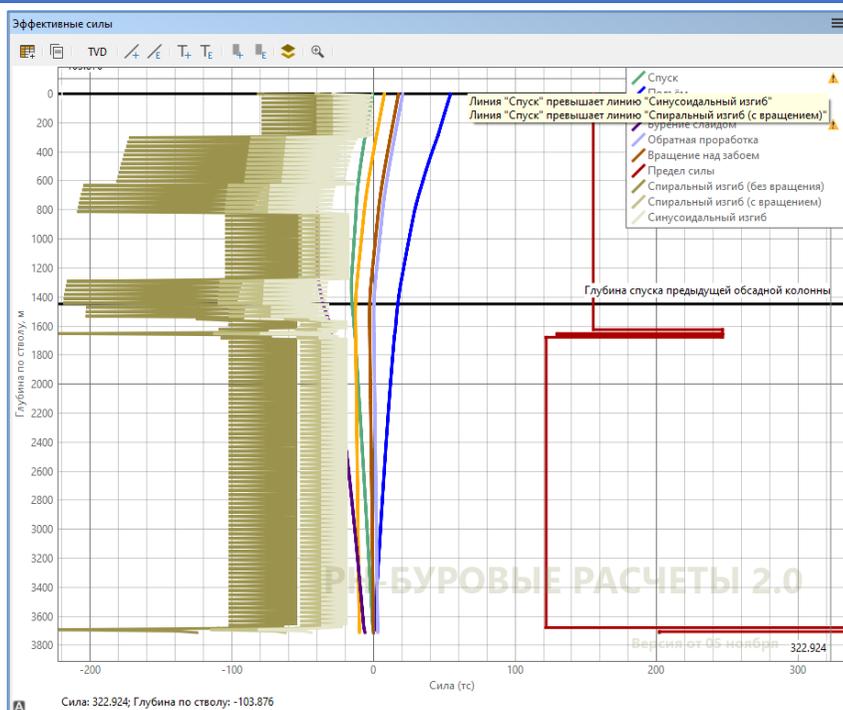


Рисунок 19. График эффективных сил

График веса на крюке (Рисунок 7) показывает предельные напряжения при растяжении или сжатии колонны на всей глубине скважины при проведении соответствующей операции. Превышение лимита максимального веса до достижения предела текучести при подъеме инструмента может привести к разрыву колонны. При операциях спуска колонны и бурения, пресечение лимита на спиральный изгиб может привести к потере устойчивости, либо к запираанию колонны. Максимальный вес бурильной колонны возникает при ее подъеме без вращения и циркуляции и составляет 68,9 т (с учетом веса верхнего силового привода (ВСП)). На основании выполненных расчётов, с глубины 1800 м прогнозируется синусоидальный и спиральный изгиб при бурении слайдом (винтовым забойным двигателем (ВЗД)). Также прогнозируются проблемы складывания при спуске с глубины 3400м. При бурении в роторном режиме синусоидальный изгиб начнется при нагрузке 13,5т.

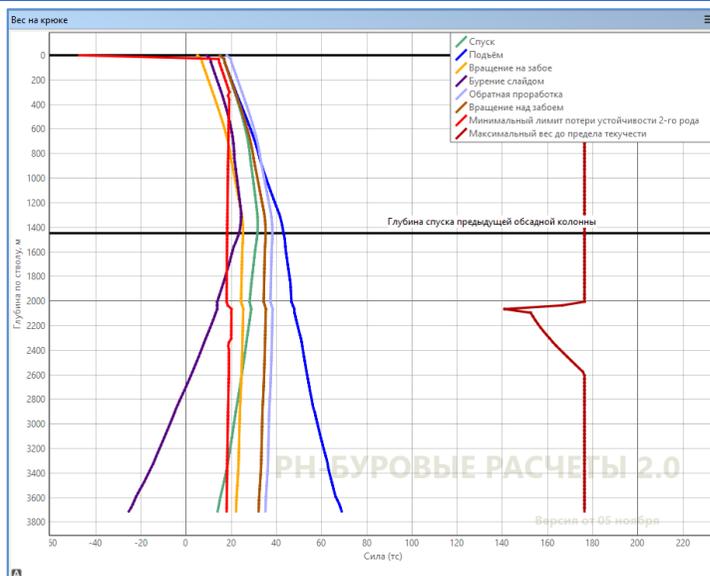


Рисунок 20. График веса на крюке

График крутящего момента (Рисунок 9) показывает предельный момент свинчивания рабочей колонны. Если произойдет превышение лимита на свинчивание, то на этой глубине возможен слом инструмента. Согласно диаграмме моментов, принятая бурильная колонна и элементы КНБК подходят по допустимым моментам при бурении. Ограничение по моменту принимается в соответствии с моментами свинчивания резьбовых соединений, которые устанавливаются заводом изготовителем. Наибольший момент возникает при бурении ротором – 20,9 кН*м.

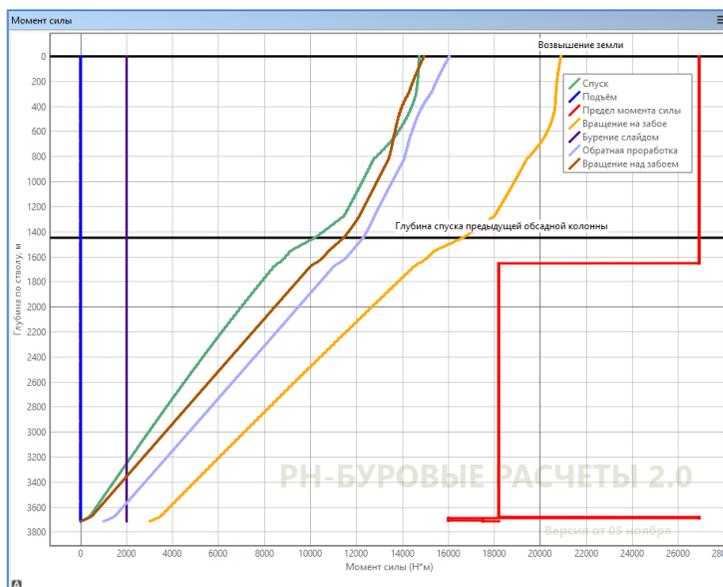


Рисунок 21. График крутящего момента

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

График усталостных напряжений (Рисунок 10) показывает коэффициент по глубине колонны. Коэффициент усталости – это рассчитанные напряжения при изгибе и потери устойчивости, деленные на предел усталости трубы. Значение данной величины при бурении не должно превышать 1.

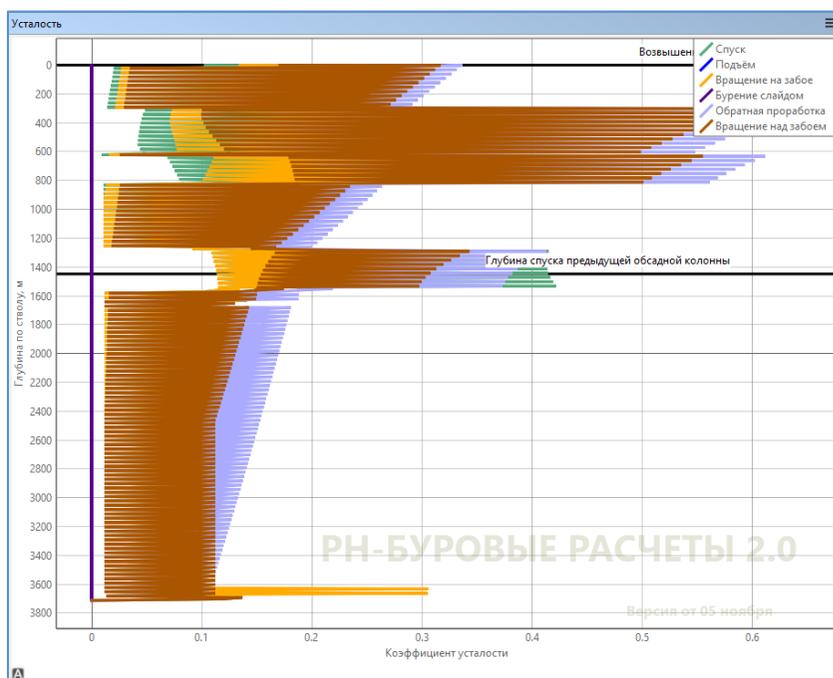


Рисунок 22. График усталостных напряжений

Вывод

В заключение необходимо отметить, что ПК «РН-БУРОВЫЕ РАСЧЕТЫ» удовлетворяют потребностям, которые появляются в процессе технической оценки скважины на буримость. ПО обладает удобным интерфейсом и простой освоения. Разработка данного программного комплекса является одним из ключевых шагов для укрепления технологической независимости от зарубежных решений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Левинсон Л.М., Агзамов Ф.А., Конесев В.Г., Мухаметов Ф.Х. Технология бурения горизонтальных скважин учебное пособие для студентов и аспирантов по направлению «Нефтегазовое дело». Уфа: Монография, 2019. 317 с.
2. ПАО «НК «Роснефть» Руководство пользователя программный комплекс «РН-БУРОВЫЕ РАСЧЕТЫ 2021» Москва 2022 г., 119 с.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ СОСТАВА И СВОЙСТВ ТАМПОНАЖНОГО
МАТЕРИАЛА ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ
ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ**

И.Н. Евсеев, В.А. Капитонов, к.т.н.

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия

E-mail: ilia-evseev2016@mail.ru

Аннотация. На данный момент разработано множество составов, а также операционных решений для цементирования обсадных колонн на газовых месторождениях, однако проблема газовой миграции по заколонному пространству остаётся существенной. Изучив различные источники – как отечественные, так и зарубежные, можно сделать вывод о том, что межколонные давления (МКД) встречаются на 50% скважин газовых месторождений. Данная проблема особенно обостряется при вскрытии продуктивных горизонтов с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) и высокими температурными режимами – такие условия в большинстве случаев встречаются на площадях севера в юрских отложениях.

Следует отметить, что миграцию газа в любых условиях не предотвращает ни одна универсальная добавка, блокирующая газ. В данной работе будут рассмотрены проблемы цементирования обсадных колонн на газовых месторождениях в условиях АВПД и высоких температурных режимах.

С целью предотвратить проявления газа при проведении такой важной технологической операции, как цементирование скважин, были исследованы составы тампонажных растворов с добавлением газоблокирующих реагентов, которые способствуют интенсификации формирования геля, не повышают показатель фильтрации и обеспечивают большую скорость образования структуры при затвердении.

Ключевые слова: цементирование скважин, газоблокирующие добавки, цемент, цементирование

**MODELING OF THE COMPOSITION AND PROPERTIES OF GROUTING
MATERIAL FOR CEMENTING WELLS IN CONDITIONS OF GAS
OCCURRENCES**

I.N. Evseev, V. A. Kapitonov, candidate of technical sciences,

Samara State Technical University, Samara, Russia

E-mail: ilia-evseev2016@mail.ru

Annotation. At present, many compositions and operational solutions have been developed for cementing casing strings in gas fields, but the problem of gas migration in the annulus remains significant. Having studied various sources - both domestic and foreign, we can conclude that intercasing pressures (ICP) are encountered in 50% of wells in gas fields. This problem is especially acute when opening productive horizons with

abnormally high formation pressures (AHRP) and high temperature conditions - such conditions are mostly encountered in northern areas in Jurassic deposits.

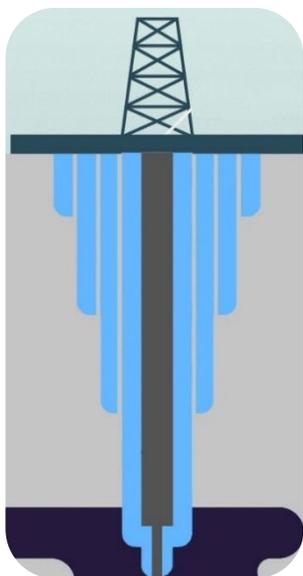
No existing universal gas-blocking additive prevents gas migration in all wells.

This paper will consider the problems of cementing casing strings in gas fields under AHRP and high temperature conditions. In order to prevent gas manifestations during such an important technological operation as well cementing, the compositions of cement slurries with the addition of gas-blocking reagents were studied, which also help to reduce the gelling interval of the composition, do not increase the filtration rate and provide a higher rate of structure formation during hardening.

Keywords: well cementing, gas-blocking additives, cement, cementing

Газопроявления могут представлять серьезную угрозу как для оборудования, так и для персонала, вызывая аварийные ситуации и негативно влияя на экономику проектов. Цементирование, как метод герметизации ствола скважины и предотвращения заколонных перетоков, направлено на обеспечение надежной эксплуатации скважин. Применение современных технологий и материалов в процессе цементирования способствует снижению вероятности возникновения аварийных ситуаций. Анализ литературы показал, что проблема проникновения газа через цементный раствор полностью не решена, в связи с чем, рассмотрение данного вопроса является актуальным.

В Ямало-Ненецком автономном округе находится одно из крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений. Далее рассмотрим особенности применяемого на нём бурения под хвостовик. Характерная конструкция скважин приведена на рис. 1.



- Направление (термоизолирующее) 630/426 мм – 50 м
- Кондуктор 324 мм – 450м
- Тех. колонна 245 мм – 1497/1500м
- Эксп. колонна 178 мм – 3875/4141м
- Хвостовик 114 мм – 4420/4669м

Рисунок 1 – Конструкция скважины [2]

Хвостовик 114 мм подвешивается в интервале (4066 – 4669) м для эксплуатации ачимовских отложений. При разбуривании под хвостовик (4004–4174) м проходят породы нижней части Сортымской свиты, сложенные чередованием

глинистых, алевролитовых отложений и песчаников. Статическая температура на глубине 4669 м составляет 119 °С.

Проникновение газа в промысловую жидкость и дальнейшее проведение дегазации раствора приводило к длительным остановкам, что провоцировало высокие экономические потери. Причиной этого являлись пласты с аномально высоким давлением. Данные условия являются причиной снижения качества цементирования. Поэтому, для предотвращения газовой миграции и проявления межколонных давлений, при ожидании затвердевания цемента, необходимо вводить в состав газоблокирующие реагенты.

В последнее время популярность набирают цементные составы с газоблокаторными способностями. Принцип их действия заключается в образовании в межколонной среде экрана, не пропускающего газ в полости еще неравномерно затвердевшего цементного камня. Преимущество заключается в том, что после попадания раствора в межколонное пространство происходит сначала образование структуры, передающей действие гидростатического давления, а затем скоротечное формирование крепи.

В качестве исследуемой газоблокирующей добавки применён реагент Arten Cem Premium. Рецепт и результаты лабораторных исследований приведены в табл. 1. Преимущество добавки Arten Cem Premium, заключается не только в газоблокирующей способности, но и в снижении водоотдачи до 24 см³.

Оценка эффективности работы состава выполнена по результатам, полученным с помощью анализатора «SGSA», определяющего с помощью ультразвука образование структуры и формирование цементного камня. Полученные результаты анализа тампонажного состава с добавкой Arten Cem Premium 0,2% отражены на рис. 2. Красной линией изображена задаваемая статическая температура. Зеленой линией указано давление, создаваемое в ячейке во время лабораторного теста. В связи с применением добавки эластомера (Atren Flex) изменение давления отображается не корректно. Кривая Transit Time нужна для последующей интерпретации ГИС. Опираясь на данные Transit Time геофизики оцифровывают результаты АКЦ. Кривая Static Gel Strength показывает время переходного периода цементного раствора. По данной кривой можно увидеть, что переходный период начался с 4:44 ч:мин, а его продолжительность составила 18 мин. Результаты показали эффективность исследованной добавки Arten Cem Premium.

Выводы

Результаты лабораторных исследований подтвердились испытаниями на скважине. Выполненные ОПИ по креплению хвостовика 114 мм с использованием тампонажного состава, включающего газоблокатор «Atren Cem Premium», показало герметичность и хорошее качество сцепления цементного камня с колонной. Данный реагент рекомендуется к дальнейшему применению на скважинах, имеющих риск проникновения газа в затрубное пространство в процессе твердения цементного камня.

Таблица 1

Результаты лабораторных исследований тампонажных составов с газоблокирующей добавкой

Составляющие компоненты	Температурный режим, °С	ρ-плотность, кг/м ³	Показатель отделения воды, мл	Показатель фильтрации, см ³	t загустевания до 70 Вс, ч-мин	Переходный период, ч-мин		Прочность на сжатие через 2 сут, МПа
						начало	конец	
ПЦТ I-G-CC-1 + 10% кварцевая мука + 0,35% WellFix P-130 + 0,4 WellFix FL Luxe + 0,25% Foam Stop + 5% Atren Flex + 0,2% Atren Cem Premium	119	1900	0	24	6-50	4-44	5-02	26,2
ПЦТ I-G-CC-1 + 10% кварцевая мука + 0,35% WellFix P-130 + 0,4 WellFix FL Luxe + 0,25% Foam Stop + 5% Atren Flex + 0,1% Atren Cem Premium	119	1900	0	36	6-41	4-21	5-19	25,8

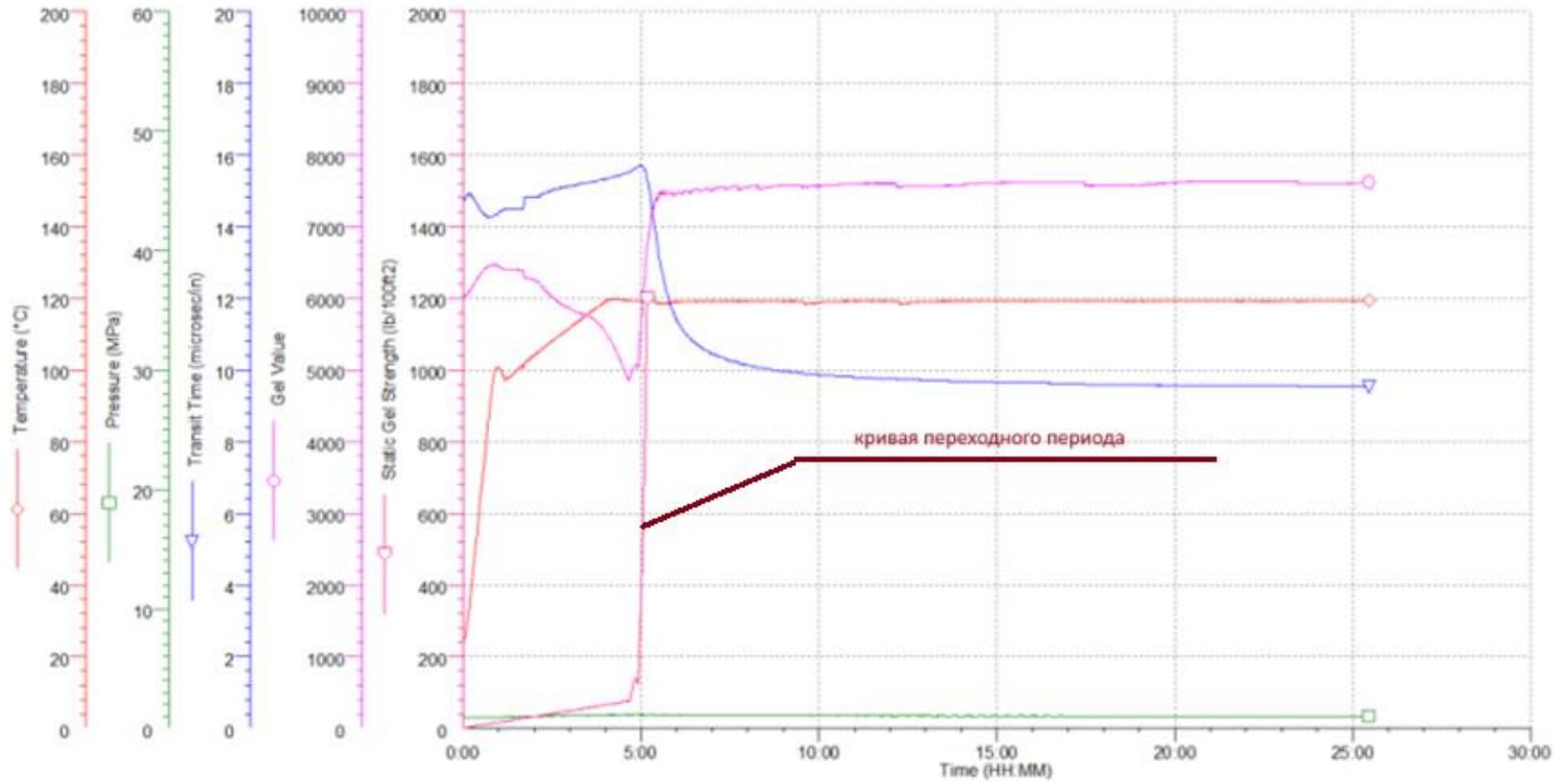


Рисунок 2 – График переходного периода от окончания процесса структурообразования до начала формирования цементного камня при использовании в составе газоблокирующей добавки Atren Cem Premium 0,2%

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Применение тампонажных растворов с газоблокирующими добавками для цементирования обсадных колонн в условиях АВПД и повышенных температур / И.И. Белей, А.Г. Кулябин, В.И. Маринин [и др.] // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2012. – № 2. – С. 32-35.
2. Самсоненко, Н.В. Анализ качества первичного цементирования эксплуатационных скважин второго опытного участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / Н.В. Самсоненко // ООО "Газпром ВНИИГАЗ". – 2023. – № 6. – С. 44-51.

ПРОБЛЕМА РАЗРАБОТКИ РОТОРНО-УПРАВЛЯЕМОЙ СИСТЕМЫ В СОЧЕТАНИИ С ТЕЛЕСИСТЕМОЙ В УСЛОВИЯХ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

*Б.В. Каргин¹, П.А. Гаранин¹, М.А. Тихонов², Н.А. Расихин²,
Д.Д. Бархатов², Д.А. Саверченко²*

1 – к.т.н., доцент кафедры БНГС, 2 – магистранты кафедры БНГС

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

*e-mail: kargin163@gmail.com, tihonov-mikhail@list.ru, ybrbnfhfc@yandex.ru,
barhatov.01@mail.ru, dmitriy.saverehenko@mail.ru.*

Данное исследование нацелено на изучение принципа работы роторно-управляемой системы для проведения потенциальной модернизации и последующей работы с элементами приборов MWD и LWD. В статье дается понятие роторно-управляемой системы, рассматриваются основные типы данного элемента КНБК, а также выделяются основные проблемы, возникающие на данный момент в условиях сокращения ремонта при помощи импортных составляющих.

Ключевые слова: роторно-управляемая система, телеметрия, MWD, LWD, импортозамещение.

Проблема применения роторно-управляемых систем в условиях сокращения запасов зарубежных компонентов, применяемых ранее для обслуживания оборудования, является актуальной задачей на данный момент. Санкции от недружественных стран вынуждают обращать внимание на собственные отечественные разработки. Для изучения данной проблемы рассмотрим понятие роторно-управляемой системы, изучим принцип их работы, а также выделим основные недостатки с возможными способами их устранения.

Роторно-управляемые системы (РУС) предназначены для бурения наклонно-направленных и горизонтальных участков при создании нефтяных и газовых скважин[1]. Современные РУС представляют собой электронно-механические комплексы, которые управляются удаленно и на сегодняшний день считаются одними из самых эффективных решений в данной области.

Благодаря телеметрическим и геонавигационным устройствам, входящим в состав РУС, можно дистанционно контролировать направление бурения, что существенно снижает риски аварий на производстве. Система обладает высокой

точностью (до $\pm 0,1^\circ$) и скоростью. Она способна бурить скважины любой направленности длиной до 12-13 км (превышая 2000 м за один рейс).

Чаще всего, РУС состоит из:

- секция шпindelьная;
- узел перекося;
- силовая секция.

Секция шпindelьного типа предназначена для восприятия как осевых, так и радиальных нагрузок, воздействующих на двигатель. Она включает упорно-радиальный многорядный шарикоподшипник и радиальные опоры скольжения. Узел перекося обеспечивает незначительное отклонение от вертикали (сгиб) вдоль инструмента, что позволяет контролировать направление бурения и изменять траекторию ствола скважины. Силовая секция отвечает за преобразование энергии движущегося потока промывочной жидкости в вращательное движение ротора и передачу этого движения на вал шпindelьной секции.

Существует три концепции роторных управляемых систем:

1. Push the bit (отклонение долота);
2. Point the bit (направление долота);
3. Continuous Proportional Steering (непрерывное пропорциональное управление).

Отклонение ствола скважины осуществляется по принципу «Push the bit», при котором боковое вооружение долота фрезерует стенки скважины. Это инженерное решение продолжает оставаться актуальным и востребованным в современном бурении. Однако в таких системах траектория искривления ствола скважины зависит от площади контакта долота с его стенками. Поэтому на эффективность работы могут негативно влиять различные факторы, такие как размывы, каверны или высокая абразивность пород стенок скважины. Эти условия могут привести к затруднениям в бурении и снижению общей производительности процесса.

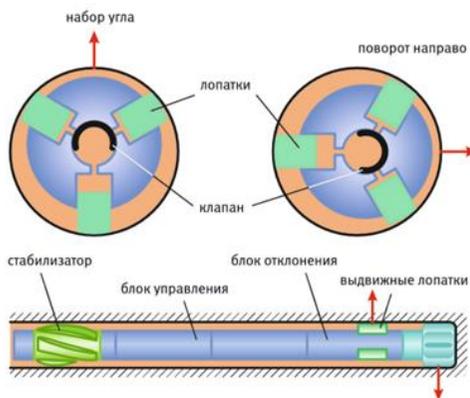


Рисунок 1 - Принцип работы системы «Push the bit»: отклоняющий элемент и компоновка

«Point the bit» — это система, которая отклоняет вал долота в ту или иную сторону и включает внешний не вращающийся элемент. В таких системах изменение направления бурения достигается за счет смещения приводного вала относительно компоновки низа бурильной колонны (КНБК) или изменения кривизны этого вала с помощью эксцентричных механизмов. Это позволяет более точно контролировать траекторию бурения и адаптироваться к геологическим условиям на различных этапах процесса[2].

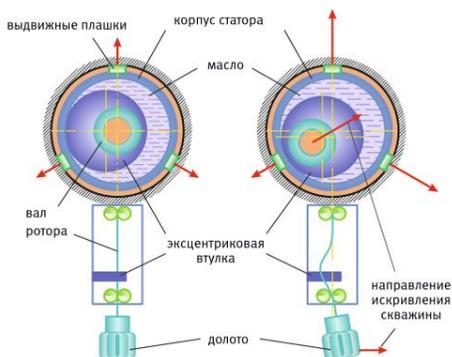


Рисунок 2 - Принцип работы системы «Point the bit»

Несмотря на то, что роторные управляемые системы «Push the bit» и «Point the bit» компенсируют недостатки друг друга выбором наиболее подходящего типа, они не способны обеспечить достаточную извилистость ствола скважины в зонах поддержания угла. Кроме того, их интенсивность искривления не всегда достигала требуемого результата [3]. Для решения этой проблемы был создан новый гибридный тип роторных управляемых систем - Continuous Proportional Steering. Этот тип РУС обеспечивает постоянное поддержание угла в интервалах стабилизации, в отличие от предыдущих систем, где отклоняющее звено задействовано только при корректировке угла. В старых системах регулярные корректировки угла были необходимы из-за влияния гравитации, что не позволяло достичь нужной извилистости скважины [4].

Зачастую роторно-управляемая система применяется в бурении вместе с приборами MWD и LWD, которые находятся чуть выше в КНБК относительно РУС.

Рассмотрим один из примеров используемой КНБК, который наблюдался при бурении одной из секции наклонно-направленной скважины на Мамонтовском месторождении (Мамонтовское 800) в Ханты-мансийском автономный округе в 2023 году.

Из основных элементов КНБК можно выделить три:

- PowerDrive X6 (роторно-управляемая система);
- СИБ 2.4 (MWD прибор);
- «Энергия» - 2ННК-ГГКЛП-LWD-121 (LWD прибор).

СИБ 2.4 и прибор «Энергия» являются приборами отечественного производства и лишь РУС, который не является элементом КНБК российского производства выделяется на общем фоне, что усложнило процесс ремонта данной системы после бурения секции длиной 1750 м и дальнейшей отправке РУС на базу. Ограниченное количество деталей, вынуждает подрядные организации искусственно увеличивать срок допускаемой эксплуатации роторно-управляемой системы, что ранее не являлось возможным.

Для того, чтобы в конечном счете не произошло резкое увеличение времени простоя в результате массовых отказов РУС, следует заострить внимание на разработке отечественных систем и ускорить уже начатые процессы на данном направлении.

По состоянию на середину 2022 года, отечественная РУС, прошедшая все испытания и поступившая в производство, разработана компанией ООО НПП «БУРИНТЕХ» и носит название РУС-ГМ-195. Хотя эта система пока не дотягивает

до уровня передовых зарубежных аналогов, ее проверенная работоспособность является значительным шагом к созданию отечественных инновационных решений для наклонно-направленного бурения.

С 28 сентября по 5 октября 2020 года на Южно-Приобском месторождении успешно было осуществлено бурение наклонно-направленного участка скважины с горизонтальным окончанием с использованием отечественной роторно-управляемой системы РУС-ГМ-195, разработанной ООО НПП «БУРИНТЕХ». Общая длина интервала бурения составила 1920 метров (с 1560 до 3480 метров), и строительство участка скважины прошло без отклонений от проектного профиля. Окончательный зенитный угол интервала бурения составил 85,75 градусов. РУС-ГМ-195 стала первой роторно-управляемой системой, которая успешно пробурила целиком заданный интервал скважины.

Стоит отметить, что у российских РУС существует ряд недостатков, если сравнивать с импортными аналогами:

1) Совместимость с другими системами

Зарубежные РУС лучше интегрированы с другими системами управления и навигации, что обеспечивает более гибкое и точное управление. По этой причине следует выпускать не только "патчи" для внедрения российских элементов КНБК в общую рабочую структуру, но и выпускать собственное программное обеспечение.

2) Скорость реагирования электроники на команды

Некоторые зарубежные системы могут иметь более быстрый отклик на изменения в команде управления, что улучшает маневренность. Связано это с состоянием электроники, находящаяся между внешним корпусом и внутренним пространством. На данный момент факт увеличивающейся температуры на забое при бурении скважины крайне негативно сказывается на электронике российского производства и вынуждает пользоваться чипами и сплавами китайских производителей.

Таким образом можно сделать вывод, что производство российского оборудования должно минимизировать важный недостаток современной отечественной нефтегазовой отрасли в виде зависимости от импорта технологий, а также – процесс разработки отечественных роторно-управляемых систем должен быть тесно связан с интеграционными системами российского производства и более термостойкими компонентами, включёнными в электронику РУС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Официальный ресурс компании «Schlumberger» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://www.slb.com>.
2. Рагимов, С. Г. Анализ роторных управляемых систем / С. Г. Рагимов // Молодой ученый. - 2022. - № 23 (418). - С. 109-112.
3. Нескоромных В.В. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2016. 322 с.
4. Надеждин М., Коберг У. Гибридная роторная управляемая система наклонно-направленного бурения для скважин с высокой запланированной интенсивностью набора кривизны ствола: новый подход к бурению скважин через насосно-компрессорную колонну на месторождении Гуллфакс, Северное море // Российская конференция и выставка нефтегазовых технологий SPE. Москва, Россия, октябрь 2016 г.

SPE-181943-MS.

5. Закиров А.Я. Первые результаты испытаний роторно-управляемых систем российского производства // РРОнефть. Профессионально о нефти. 2016. № 2. С. 43–47.
6. Петров, М.В.; Капитонов, В.А.; Ефимов, А.В. Разработка отечественных роторно-управляемых систем.// Экспозиция Нефть Газ 2024 стр. 26-28/
<http://elibrary.ru/item.asp?id=67216730>

ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ АНАЛОГИ ЭЛЕМЕНТОВ КНБК

*Б.В. Каргин¹, М.А. Тихонов², Н.А. Расихин²,
Д.Д. Бархатов², Д.А. Саверченко²*

*1 – к.т.н., доцент кафедры БНГС, 2 – магистранты кафедры БНГС
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия
e-mail: kargin163@gmail.com, tihonov-mikhail@list.ru, ybrbnfhfc@yandex.ru,
barhatov.01@mail.ru, dmitriy.saverehenko@mail.ru*

Аннотация. Данное исследование нацелено на изучение комплекса элементов, входящих в состав компоновки низа бурильной колонны (КНБК), с выделением отечественных аналогов. В статье описываются наиболее часто используемые элементы КНБК, подробно рассматриваются российские системы управления направленным бурением, такие как роторно-управляемые системы (РУС), телеметрические системы, приборы MWD, а также системы каротажа во время бурения (LWD). Отдельное внимание уделено перспективе импортозамещения зарубежных технологий российскими компаниями.

Ключевые слова: КНБК, УБТ, роторно-управляемая система, РУС, телеметрия, MWD, LWD, импортозамещение.

Компоновка низа бурильной колонны – это совокупность калибрующих, направляющих и опорно-центрирующих устройств, устанавливаемых в область низа бурильной колонны в определённом порядке и количестве. Порядок и количество устройств определяется целями и условиями применения КНБК.

Среди часто используемых элементов КНБК можно выделить следующие:

- **Забойные двигатели.** Они представляют собой погружные приводы для породоразрушающего инструмента, которые используются в качестве альтернативы ротору. Их работа основана на преобразовании энергии, поступающей через бурильную колонну или кабель с поверхности. Эта энергия преобразуется в механическую. Существуют несколько основных типов забойных двигателей: винтовые, турбинные и электрические;
- **Внешние узлы забойного двигателя.** Для гидравлического двигателя представлены фильтром, обратными и переливными клапанами;
- **Породоразрушающий инструмент.** Представлен долотами, которые подразделяют по нескольким критериям: конструкции (шарошечные, алмазные лопастные, фрезерные), назначению (для сплошного бурения, для колонкового

- бурения, специальные), способу воздействия (дробящие, дробяще-скалывающие, режуще-скалывающие, истирающе-режущие);
- **Утяжелённые бурильные трубы (УБТ).** Устанавливаются над породоразрушающим инструментом вместо обычных бурильных труб и применяются для доведения нагрузки на долото, посредством увеличенной массы колонны УБТ;
 - **Переводники.** Устройства необходимые для соединения между собой отдельных частей бурильной колонны или присоединения к ней инструмента с различной по типу и размерам резьбой [1];
 - **Скребки.** Подразделяются на пружинный, тросовый, корончатый виды. Удаляют глинистый материал со стенок при перемещении бурильной колонны вдоль ствола скважины [2];
 - **Центраторы.** Опорно-центрирующее устройство, предназначенное для центрирования нижней части бурильной колонны и забойного двигателя, стабилизации или изменения направления ствола скважины в процессе бурения.

После вводного ознакомления с некоторыми элементами КНБК стоит обозначить главные из них, применяемые при бурении наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием.

Среди главных элементов КНБК выделим приборы LWD, MWD, а также РУС, которые зачастую применяют при бурении горизонтальных секций.

Системы каротажа в процессе бурения (LWD). Эти устройства обеспечивают данными по свойствам горных пород и пластовых флюидов, таких как вода, нефть, газ;

Телеметрические системы (MWD). Эти устройства обеспечивают данными по инклинометрии (траектории ствола скважины), забойной температуре, давлению, динамическими параметрами бурения и, в некоторых случаях, гамма-каротажу [3];

Роторно-управляемые системы. Эти системы, предназначенные для управляемого бурения роторным способом наклонно-направленных и горизонтальных участков при строительстве нефтяных и газовых скважин. Современная отклоняющая система типа РУС представляет собой электронно-механический комплекс, который управляется дистанционно и на сегодняшний день является одной из самых эффективных [4];

На данный момент в условиях отсутствия должного количества компонентов для ремонта РУС, а также приборов систем телеметрии и каротажа в нефтяной промышленности наблюдается смещение вектора развития отрасли в направлении импортозамещения. Российское производство начинает приспосабливаться к новым условиям рынка и предлагает свои аналоги зарубежным устройствам вышеперечисленных систем.

Больших успехов в области разработки устройства для каротажа во время бурения добилась российская компания ООО «НПП Бурение». Приборы LWD-121-2ННК-ГГКЛП, разработанный в 2016 году и LWD-172-ННК-ГГКЛП-3ГК разработанный в 2017 году, предназначены для проведения геофизические исследования скважин методами:

- Азимутально ориентированного литолого-плотностного гамма-гамма каротажа для определения плотности и эффективного атомного номера горных пород;
- Компенсированного нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам для

измерения водонасыщенной пористости пород методом компенсированного нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам - 2ННКт или по надтепловым нейтронам – 2ННКнт [5].

Во время проведения опытно промышленного испытания в 2019 году зонд ООО «НПП Энергия» LWD-121-2ННК-ГГКЛП показал достаточную точность измерения физико-механических свойств горных пород: “Сопоставление методов ГГКлп, ННКт, «Имидж», «Каверномер» из памяти обоих приборов показало сходимость в пределах паспортной погрешности измерений.” (рисунок 1) [6]

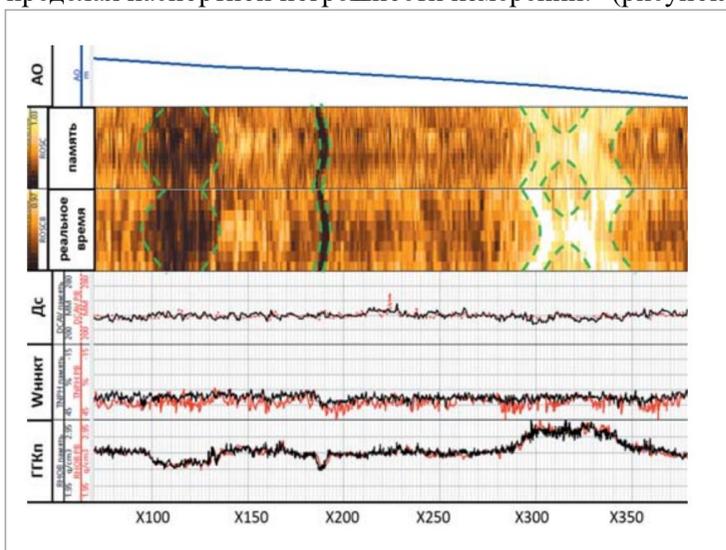


Рисунок 1 - Сопоставление данных реального времени и из памяти прибора LWD-121-2ННК-ГГКЛП

В 2018 году компанией ООО «НПП Энергия» была начата разработка прибора LWD108-2ННК-ГГКЛП.

С 1991 года компания ООО «Геофит» начала разработку телеметрической системы, чтобы удовлетворить потребности быстро развивающегося рынка наклонно-направленного бурения. В конце 90-х годов были созданы и внедрены забойные телеметрические системы “СИБ” с электромагнитным каналом связи. В 2005 году, в ответ на современные вызовы активно развивающегося конкурентного рынка, было представлено новое поколение телеметрических систем “СИБ 2” с электромагнитным каналом передачи. Конструкция устройства была значительно изменена для добавления новых функций, повышения скорости передачи данных и увеличения межсервисного интервала.

В процессе непрерывного совершенствования и модернизации приборов в 2014 году ООО «Геофит» произвели новое устройство “СИБ 2.2” с электромагнитным каналом связи.

С течением времени на рынке появился запрос на отечественные телеметрические системы, способные эффективно работать при бурении протяженных скважин с глубоким забоем. Поэтому в 2018 году был разработан “СИБ 2.4” с возможностью передачи информации посредством гидравлического канала связи.

Среди особенностей полезных для процесса бурения у современных телеметрических приборов серии “СИБ” можно выделить следующие:

- Прочная конструкция для бурения с РУС с большой скоростью вращения;
- Удобное сочетание электромагнитного и гидравлического каналов передачи данных;
- Скважинный генератор, разработанный по оригинальной технологии;
- Настраиваемая передача данных в реальном времени с записью в память;
- Коммуникация с приборами каротажа и РУС, питание всех приборов КНБК;
- Система нисходящей связи с приборами «downlink» [7].

В настоящее время существует несколько российских нефтяных компаний, занимающихся разработкой роторно-управляемых систем. К ним относятся: ООО «Пермская компания нефтяного машиностроения», ООО «Тюменская буровая компания», ГК «Интегра», ООО НПП «Буринтех» и АО «Концерн «ЦНИИ «Электроприбор». Известно, что последние две компании из данного списка смогли перейти от стадии концептуальной разработки и проектирования к проведению полевых испытаний рабочих прототипов.

Устройство, созданное АО «Концерн «ЦНИИ «Электроприбор», называется РУК-8.75 БС и функционирует по принципу роторно-управляемых систем типа «Push-the-bit».

В сентябре 2015 года роторно-управляемая система была протестирована на Вынгапуровском месторождении, где обнаружились серьёзные недостатки: система не имела связи с MWD, не передавала информацию на поверхность и не обеспечивала необходимую точность управления траекторией прокладываемого ствола скважины.

Стоит отметить разработку компании ООО НПП «Буринтех». С 28 сентября по 5 октября 2020 года на Южно-Приобском месторождении бурение наклонно-направленного участка скважины с горизонтальным окончанием осуществлялось с использованием отечественной роторно-управляемой системы РУС-ГМ-195. По итогам испытаний эта система подтвердила свою надёжность [8].

Управление системой РУС-ГМ-195 основано на гидромеханическом принципе, что при разработке устройства позволило исключить необходимость в сложных электронных приборах и устройствах. Также важным условием при производстве этой системы было обеспечение её совместимости с различными телеметрическими системами и возможность управляемого бурения роторным способом для наклонно-направленных и горизонтальных скважин с диаметром долот от 220,7 до 222,3 мм. [9].

Таким образом можно сделать вывод, что на данный момент, несмотря на санкционную экономику и сильную зависимость от зарубежных технологий, отечественная разработка и производство важных элементов КНБК продолжается. Успех и неудачи Российских компаний, разрабатывающих новое оборудование – непрерывный процесс, который в свою очередь можно представить, как прогресс развития нефтегазовой отрасли России.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Официальный ресурс портала Neftegaz.RU [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://neftegaz.ru/tech-library/truby-i-sdt/141384-perevodniki/>.
2. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://geoburzenie.ru/burovoe-oborudovanie/dopolnitelnoe-burovoe-oborudovanie/elementy-knbk.html>.
3. [Электронный ресурс] – Технология за круглым столом: MWD. – режим доступа

- к стр.: <https://www.rogtecmagazine.com>.
4. Официальный ресурс компании «Schlumberger» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://www.slb.com>.
 5. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://www.amasenergy.com/ru/1584-pribor-2nnk-ggklp-lwd-121>.
 6. Компания «Шлюмберже» внедряет в процессе бурения радиоактивный каротаж российского производства как часть большой программы локализации А.Ю. Бокарёв, Д.С. Леонтьев, А.Н. Мингазов, Л.С. Голованова, М.Г. Азундов /ООО «Технологическая Компания Шлюмберже», г. Москва/.
 7. Официальный ресурс компании ООО «Геофит» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://www.geofit.ru>.
 8. Официальный ресурс компании ООО НПП «Буринтех» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://burintekh.ru/company/news/uspeshnye-ispytaniya-rus-gm-195/>.
 9. Официальный ресурс портала Neftegaz.RU [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/burenie/767662-rossiyskie-i-zarubezhnye-rotorno-upravlyaemye-sistemy/>.
 10. Никишин В.В., Блинов П.А., Гореликов В.Г., Терехин В.А. Российские и зарубежные роторно-управляемые системы. Деловой журнал Neftegaz.RU. 2023. № 1 (133). С. 52-58

ПРИМЕНЕНИЕ КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ "ПИОНЕР"

Б.В. Каргин¹, С.Л. Османкин², Д.С. Попилевич², Ю.А. Агеева³

*1 – к.т.н., доцент кафедры БНГС, 2 – магистранты кафедры БНГС,
3- старший преподаватель
Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: kargin163@gmail.com, s.osmankin@mail.ru,
Den140781@yandex.ru*

Аннотация. Перед началом добычи производится разработка нефтяного месторождения по технологии наклонного бурения скважин горизонтального направления. В процессе сооружения горизонтально-направленных скважин в сложной геологической среде используются высокотехнологичные аппаратурные комплексы. С их помощи создается каротаж для спуска в скважину зонда, применяемого для геофизического исследования области. Комплексное проведение геофизических изысканий во всех скважинах считается актуальным мероприятием, осуществляемым в целях сборки исходящих данных. Полученная информация позволяет решать нижеприведенных задач:

1. Проводится литолого-стратиграфический анализ инженерно-геологического разреза с применением технологии расчленения и корреляции.
2. В геологическом разрезе выделяются коллекторы, оценивается их способность насыщения и характер притока, производится трехэтапная оценка нефтяной насыщенности: начальная, текущая и остаточная; определяются газо-водяные, водонефтяные и газонефтяные контакты.
3. Уточняются параметры, применяемые для произведения расчетов, обосновывающих существующий объем запасов углеводородов: продуктивность, глинистость, пористость, коэффициент нефтегазового насыщения, эффективность толщин, проницаемость, показатель вытеснения, интервалы обводнения и остальные параметры выработки извлекаемых запасов.
4. Оценивается техническое состояние ствола разбуренной скважины путем определения ее диаметра и пространственного положения, толщины грязевой корки, желобов, каверна, сальников, забоя скважины и коэффициента сопротивляемости бурового раствора.
5. Сопровождение процесса испытания, определение и оценка его качества.
6. В выделенных скважинах выполняются прострелочно-взрывные операции. Цель проведения работ: перфорация колонн, интенсификация притоков и уничтожение технологически забракованных.

Ключевые слова: КНБК, УБТ, строительство скважины, роторно-управляемая система, телеметрия, LWD.

В результате внедрения в процесс телеметрической системы «Пионер» появляется возможность оперативно проводить контроль и управлять траекторией горизонтально-направленных наклонных скважин. Во время бурения скважины цифровой аппарат также позволяет осуществлять геофизические исследования в ее открытом стволе с последовательным записыванием итогов замера. Результаты измерений фиксируются в энергозависимой памяти, последовательно через гидравлический канал связи положительного импульса на дневную поверхность передается выбранный режим оптимального набора сведений. Основная цель использования телеметрической системы заключается в осуществлении геонавигации при бурении скважин. Таким образом, можно более точно определять стратиграфическую верхнюю поверхность или кровлю продуктивного пласта-коллектора и качественно (безаварийно) соорудить скважину.

Компоновка, типичная телеметрической системе «Пионер», является классической. В производстве корпусов модулей аппарата использован

немагнитный металл, что обеспечивает нужный уровень прочности при эксплуатации в составе буровых колонн. Для поддержания необходимого ресурса рабочих корпусов, изоляционных блоков и электродов используются материалы соответствующей прочности и защитные бандажи, имеющие твердосплавное покрытие.

В систему каротажа входит гамма-модуль – инструмент измеряющий интенсивность гамма-излучения естественного происхождения. На основе собранных гамма данных рисуется график, отображающий глубину рабочей области для определения типа грунтовой породы в зоне бурения. Данные будут переданы на поверхность.

В конструкцию гамма-зонда (рис.1) входит источник электропитания высоковольтного напряжения с мощностью 1500 В., фотоэлектрический умножитель (ФЭУ), йодид натрия кристалл (NaI) и усилительная схема. В результате попадания гамма-кванта в кристалл появляется оптическое излучение малого светового пучка.



Рис.1 – Гамма зонд в компоновке телесистемы

При попадании излучения в ФЭУ, происходит преобразование пучка света в сверхмалый скачок напряжения. Он усиливается и передается в навигационный модуль. В НМ ТН осуществляется подсчет количества скачков напряжения, которые будут происходить на протяжении определенного времени (секунды). Таким образом, обуславливается интенсивность гамма-излучения.

Забойная телесистема, предназначенная измерять удельный показатель электрического сопротивления в скважине, оснащена модулем индукционного каротажа. Передача данных о значениях удельного сопротивления высокого разрешения происходят в режиме реального времени. График будет сохранён в памяти устройства с последовательным доступом к считыванию на поверхности после завершения работ. Прибор позволяет исследовать скважины с диаметром 89-99 мм и глубиной 120-172 мм в процессе забуривания (рис.2).



Рис.2 - Модуль индукционного каротажа

Исходя из назначения или выполняемых заданий компоновка телеметрической системы может состоять из двух универсальных модулей: аппарат, позволяющий делать двойной нейтронный каротаж 2-ННК-Т (рис.3) и инструмент, выполняющий литолого-литоплотностный каротаж и нейтрон-нейтронный каротаж LWD (рис.4).



Рис.3 - Модуль двойного нейтронного каротажа 2ННК-Т

С помощью модуля двойного нейтронного каротажа измеряется уровень содержания водорода при бурении. Также прибор способствует определению влагонасыщенности и пористости пластов при разработке скважин, диаметр которых составляет 89 мм и больше. Область применения устройства: нагнетательные, нефтегазодобывающие другие виды скважин. Модуль ННК также позволяет выявлять газонасыщенные интервалы и применять геофизические методы для литолого-стратиграфического расчленения исследуемых разрезов в месторождении. Геофизическое изыскание скважин, в котором применяют двух зондовый гамма-гамма плотностный, нейтрон-гамма и нейтрон-нейтронный каротаж, выполняется с помощью комбинированного прибора. Это универсальный инструмент, позволяющий осуществлять радиоактивный каротаж.



Рис.4 – Прибор литоплотностного и нейтрон-нейтронного каротажа LWD

Прибор радиоактивного каротажа позволяет определять водонасыщенную пористость коллекторов, выявлять газонасыщенные интервалы, литологическое расчленение исследуемых разрезов шахт и сопряжения телеметрической системы с передатчиками в скважине. Модуль входит в комплектацию забойной телесистемы и в процессе эксплуатации с его помощью измеряется объемная и азимутальная плотность пород в пределах 16 секторов и индексами истинного поглощения фотоэффекта.

Система измерительных приборов (рис.5), установленная над долотом вместе с инструментом бурения, называется наддолотный модулю (LWD). Она предназначена измерять геофизические и технологические параметры в непосредственной близости долота при бурении скважин с применением забойных гидравлических двигателей. НДМ также участвует в передаче данных через акустические или беспроводные электромагнитные каналы связи в телеметрическую систему. Например, на аппаратный комплекс «Пионер» и на другие виды материнских телесистем.

В качестве главных преимуществ модуля стоит отметить:

- Измерения выполняются непосредственно рядом с долотом, что создает возможность оперативно сделать корректировку режима бурения по необходимости;
- Повышается качество проводки горизонтально-направленных скважин в продуктивных колоннах малой мощности;

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

- Определяются достоверные показатели технологических параметров;
- Встроенная память значительного объема позволяет сохранять параметры, полученные через беспроводную систему передачи.

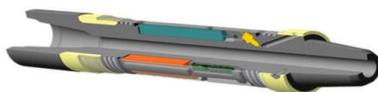


Рис.5 – Наддолотный модуль

В конструкцию модуля для измерения затрубного и внутритрубного давления (МЗВД) включены модули датчиков потока (МДП) и затрубного давления (ДЗД). При активном состоянии циркуляции МЗВД регистрирует существующие потоки и измеряет давление в затрубном и внутритрубном пространстве. В результате происходит вычисление эквивалентной циркулирующей плотности раствора (ЭЦП).

Эквивалентной циркуляционной плотностью раствора для бурения называется показатель, применяемый в технологическом процессе. С его помощью определяется давление на глубинной зоне Н, сформированной в момент циркуляции потоков бурового раствора на скважинных стенках. На этот показатель влияют сразу несколько факторов: величина скважины, диаметр, химический состав бурового раствора и пр. В рабочем процессе контролировать ЭЦП необходимо для предупреждения ГНВП, поглощения пласта и обрушения скважинных стенок (рис.6).



Рис.6 - Соединение деталей МЗВД в составе телеметрической системы

Согласно технологии завершающего кабельного каротажа потребуются выполнять определенные задачи:

- компоновка нижней конечности буровой колонны (КНБК) поднимается после забуривания интервала;
- окончательный каротаж (рис.7) начинается после сборки КНБК;
- КНБК спускается для бурильных колонн с осуществлением процедур промежуточной промывки;

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

- в определенном промежутке времени в скважине комплексно и систематически осуществляются геофизические исследования;
- подъем и промежуточные промывки КНБК;
- разборка низа бурового инструмента для обсадных колонн.

Учитывая развитие технологии осуществления изысканий при бурении скважин, специалисты ООО «Траектория-сервис» провели испытания опытно-промыслового назначения на основе телесистемы «Пионер».



Рис.7 – КНБК в собранном состоянии

В скважине №54047 на кусте 800 Мамонтовского месторождения с завершённым забоем величиною 3720 м удалось достигнуть оптимальных результатов относительно к техническим и экономическим показателям. При эксплуатации МЗВД в составе материнской телесистемы «Пионер» с модулями индукционного и гамма каротажа, в проведенной LWD отклонения не обнаружены. Показатель коммерческой скорости по горизонтально-наклонной скважине составляет 273 м/ст.м. Зафиксирована оптимальная отметка для этого куста, если сравнивать ранее пробуренных скважин куста с аналогичной характеристикой. Увеличенный коэффициент коммерческой скорости в среднем уровне составил 45 м/ст.м.

Результаты испытаний телесистемы «Пионер» приводят к таким выводам: аппарат отвечает на все требования относительно к эксплуатационным и техническим свойствам бурильных оборудований, применяемых при сооружении наклонных горизонтально-направленных скважин. Телесистема уверенно конкурирует с импортными аналогами и не уступает по прочности деталей и эффективности функционала. Каротажный материал, полученный при сооружении скважин, соответствует стандартным требованиям. Аппаратурный комплекс планируется широко внедрять в горнодобывающие отрасли.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Д.Д. Бархатов, Б.В. Каргин. Современные телеметрические управляемые системы LWD и MWD при бурении скважин. Журнал Ашировка чтения, СамГТУ, Номер: 1 (15) Год: 2023 Страницы: 78-85.
2. Закиров А.Я. Первые результаты испытаний роторно-управляемых систем российского производства // РРОнефть. Профессионально о нефти. 2016. № 2. с. 43–44.
3. Электронный ресурс. <https://www.ts-serv.ru/catalog/elementy-knbk/>

ОСНОВНЫЕ КРИТЕРИИ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ГРАФИКА СОВМЕЩЁННЫХ ДАВЛЕНИЙ НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Р.В. Сочков¹, А.А. Подъячев²

*1 - магистрант кафедры БНГС, 2 – к.т.н., доцент кафедры БНГС
СамГТУ, г. Самара, Россия
e-mail: smtu@bizfix.ru*

Аннотация. В статье рассматриваются основные критерии для построения графика совмещённых давлений.

Ключевые слова: давление, бурение на депрессии, бурение на репрессии, бурение на равновесии, графики давлений.

Предлагаемая технология первичного вскрытия продуктивного пласта, которую можно назвать технологией "комбинированного регулируемого давления",

демонстрирует высокую эффективность применительно к специфическим горно-геологическим условиям, характеризующимся, например, наличием кавернозно-трещиноватых карбонатных коллекторов, содержащих нефть и газ. Ключевым моментом является определение допустимых границ изменения пластового давления как в сторону снижения (депрессия, $\Delta P_{\text{депр}}$), так и повышения (репрессия, $\Delta P_{\text{репр}}$). Эти границы устанавливаются на основе детального анализа барических характеристик углеводородной системы пласта и геомеханических свойств вмещающих пород, с учетом данных предыдущих разведочных и эксплуатационных скважин, включая данные ГИС (геофизических исследований скважин), кернового материала и результатов испытаний пластов. Графическое представление этих допустимых диапазонов (рис.1, приведенный в исходном тексте, предполагается содержать подробную информацию о критических давлениях, связанных с процессами разрушения породы, гидравлического разрыва, проявления притоков и др.) является неотъемлемой частью технологического процесса.

Технология предусматривает бурение горизонтального ствола большой протяженности с применением циклов "депрессии" и "репрессии". В отличие от традиционных методов, где давление на забое поддерживается относительно постоянным, предложенный подход включает целенаправленное манипулирование забойным давлением в течение всего процесса бурения. Сначала, для минимизации осложнений, связанных с притоком пластового флюида и предотвращения выброса, давление на забое снижается ниже пластового давления на величину $\Delta P_{\text{депр}}$. Это позволяет контролируемо вскрыть пласт и стабилизировать его состояние. Затем, для улучшения качества контакта между стволом скважины и пластом, происходит увеличение забойного давления выше пластового на величину $\Delta P_{\text{репр}}$. Этот этап может быть использован для стимулирования притока путем создания микротрещин и улучшения проницаемости в призабойной зоне. Важно отметить, что величины $\Delta P_{\text{депр}}$ и $\Delta P_{\text{репр}}$ не являются постоянными и могут корректироваться в зависимости от текущей геологической обстановки, контролируемой в реальном времени с помощью специальных датчиков и систем мониторинга. Общая величина допустимого динамического изменения забойного давления определяется сложным неравенством, которое учитывает множество факторов, включая прочность горных пород, пластовое давление, вязкость и состав пластового флюида, температуру и др. Это неравенство может быть представлено в виде математической модели, которая позволяет оптимизировать процесс бурения и минимизировать риски.

Кроме того, технология предполагает использование современных буровых растворов, обладающих особыми реологическими свойствами, способствующими стабилизации стенок скважины и предотвращению осыпания. Выбор типа бурового раствора зависит от литологии пласта и определяется на основании лабораторных исследований. В процессе бурения необходимо тщательно контролировать параметры бурового раствора, такие как вязкость, плотность и фильтрационные свойства. Важно отметить также, что эффективность данной технологии напрямую связана с точностью определения геологических параметров пласта. Поэтому, перед началом бурения необходимо провести всесторонний анализ геологических данных, включая сейсмические исследования, каротаж и испытания пластов.

Диапазон значений, в данном случае, будет определяться следующим неравенством:

$$P_{\text{пластовое}} + \Delta P_{\text{репрессии}} \geq P_{\text{забойное}} \geq P_{\text{пластовое}} - \Delta P_{\text{депрессии}},$$

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

где регулирование забойного давления осуществляется при помощи дросселирования на устье скважины, где величина давления дросселирования ($P_{\text{дроссель}}$) в режиме «депрессии» определяется неравенством

$$P_{\text{пластовое}} - P_{\text{забойное}} \geq P_{\text{дроссель}} \geq (P_{\text{пластовое}} - \Delta_{\text{депрессии}}) - P_{\text{забойное}};$$

а в режиме «репрессии»

$$(P_{\text{пластовое}} + \Delta_{\text{репрессии}}) - P_{\text{забойное}} \geq P_{\text{дроссель}} \geq P_{\text{пластовое}} - P_{\text{забойное}}$$

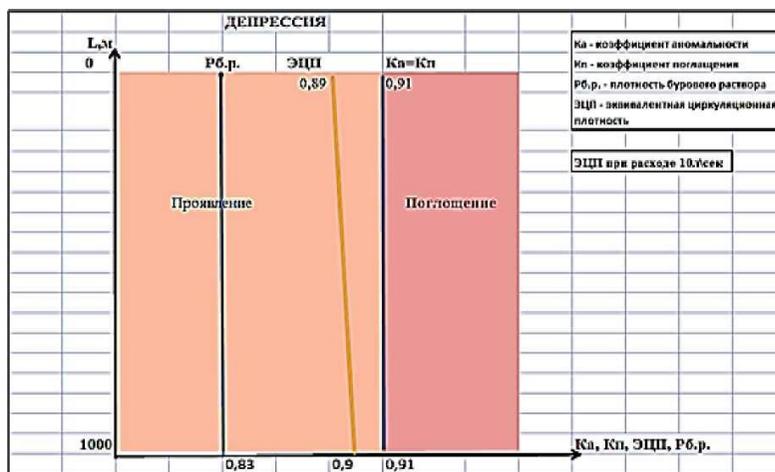


Рисунок 23 - График совмещенных давлений при бурении на депрессии

Выделим допустимые величины диапазонов «депрессии» ($\Delta_{\text{депрессии}}$) и «репрессии» ($\Delta_{\text{репрессии}}$)

Изучив анализ кавернозно-трещинных карбонатных коллекторов с АНПД - УВ-залежью, можно выделить несколько ключевых критериев для нового графика совмещенных давлений (на примере - ЮТ НГКМ), учитывающего горно-геологические условия, гидравлику и гидродинамику залежи. Так, использование технологии бурения с замкнутым контуром на репрессии (с верхним ограничением по забойному давлению) позволяет варьировать диапазон применения этой технологии на репрессии без кольматации более чем на 22,5 МПа (с учетом 5% запаса).

Технология бурения на депрессии подразумевает разные диапазоны давления в зависимости от размеров вскрытых трещин. При раскрытости трещин от 2 до 5 мм давление варьируется от 20,7 до 21,4 МПа. Если же трещины открыты более чем на 10 мм, то давление может составлять от 21,1 до 21,4 МПа. В то же время, технология бурения с регулируемым давлением применяется в диапазоне от 21,4 до 21,7 МПа, при этом скорость поглощения может достигать 12 м³/ч.

Когда ширина трещин составляет менее 1 мм, применение бурения на депрессии варьируется в пределах от 19,9 до 21,4 МПа. Это подразумевает, что для технологии бурения с "комбинированным регулируемым давлением" текущее забойное давление будет изменяться от 19,9 до 21,7 МПа. Верхняя граница показывает максимально допустимое впитывание, а нижняя - максимально возможную депрессию на пласт, которая зависит от проницаемости трещинных карбонатов. Использование технологии первичного вскрытия с "комбинированным

регулируемым давлением" расширяет диапазон забойных давлений по сравнению с отдельными селективными методами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вахромеев А.Г., Иванишин В.М., Сираев Р.У., Разяпов Р.К., Данилова Е.М., Сверкунов С.А. Геологические аспекты применения технологии первичного вскрытия сложных карбонатных коллекторов рифея на «управляемом давлении». [Текст] // «Бурение и нефть», - 2013. - № 11. - С. 30 - 34.
2. Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А., Сираев Р.У., и др. Геологические факторы, осложняющие первичное вскрытие горизонтальным бурением сложных карбонатных каверново-трещинных коллекторов рифея Юрубчено-Тохомского НГКМ [Текст] // Геология и минерагения Центральной Азии: мат-лы XIX Международной научно-технической конф., посв. 85-летию Иркутского государственного технического университета и 40-летию Керуленской международной геологической экспедиции. Иркутск: Издательство ИРНТУ. - 2015. - С. 250-255.
3. Вахромеев А.Г., Разяпов Р.К., Постникова О.В., Кутукова Н.М., Сверкунов С.А., Сираев Р.У. Литологические и гидродинамические факторы, определяющие условия первичного вскрытия горизонтальным бурением и освоение продуктивных интервалов рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского НГКМ [Текст] // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. Новосибирск: Издательство АО «СНИИГГиМС», 2015. - №3 (23) - С. 67 - 81.
4. Горгоц В.Д. Новые способы и технологии проектирования процессов строительства скважин в сложных горно-геологических условиях // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 4 - С. 16-20.
5. Горонович С. Н. Методы обеспечения совместимости интервалов бурения. - М. : Газпром экспо. - 2009. - 255 с.
6. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов // Пер. с англ. Н.А. Бардиной, П.К. Голованова, В.В. Власенко, В. В. Покровского / Под ред. А.Г. Ковалова. - М: Недра, 1986. - 608 с.
7. Гордеев О.Г. Стратегия развития нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока // Мин. ресурсы России. - 2004. - № 1. - С. 8-17.

АНАЛИЗ ИНЦИДЕНТОВ ПРИ ПРОВОДКЕ СКВАЖИНЫ С
ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

С.А. Лукьянов, А.Г. Косырев, В.И. Евсеев

ООО «СПП Развитие»

г. Самара, Российская Федерация

akosyrev@spprazvitie.ru

Аннотация. Доклад о результатах расследования и анализа инцидентов, произошедших при бурении интервала эксплуатационной колонны скважины с горизонтальным окончанием. Расположение Тюменская область, ХМАО – Югра.

Данная работа содержит информацию о современных проблемах и методах их решения в реальной ситуации. Демонстрирует уровень взаимодействия с заказчиком и позволяет избежать повторения подобных инцидентов.

Ключевые слова: инцидент, бурение, горизонтальный ствол, расследование, взаимодействие, телесистема, срезка, скважина.

Конструкция скважины

В разрезе скважины отсутствуют горизонты с аномально высокими пластовыми давлениями и зоны значительных осложнений, в связи с чем геологический разрез представляет область совместимых условий бурения.

Конструкция скважины

Название обсадной колонны	Диаметр обсадной колонны, мм	Глубина спуска обсадной колонны, м	
		по вертикали	по стволу
Направление	323,85	50	50
Кондуктор	244,48	1130	1344
Эксплуатационная	177,80	2972	4003
Хвостовик	114,30	2959 - 2977	3927 - 4503

Описание конструкции скважины

Направление диаметром 324 мм спускается на глубину 50 м, с целью перекрытия зон поглощений и неустойчивых пород четвертичных отложений, предупреждения размыва устья и связанных с ним осложнений в виде осыпей и обвалов.

Кондуктор диаметром 245 мм спускается на глубину 1344 м по стволу (1130 м по вертикали). Башмак кондуктора устанавливается ниже верхней части березовской свиты на 50 м в устойчивых отложениях.

Эксплуатационная колонна диаметром 178 мм спускается на глубину 4003 м по стволу (2972 м по вертикали). Башмак колонны устанавливается на кровлю продуктивного горизонта с целью перекрытия пород всех стратиграфических подразделений, вскрытых бурением.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Проектный профиль скважины

Комментарий	Глубина по стволу (м)	Зенитный угол (гр)	Азимут маг-ный (гр)	Глубина по вертикали (м)	Смещение от устья (м)	Азимут от устья(маг-й) (гр)	Интенсивность (гр/10 м)	а.о. (м)
устье	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-102.84
	70.00	0.00	0.00	70.00	0.00	0.00	0.00	-32.84
	80.00	1.00	280.00	80.00	0.09	280.00	1.00	-22.84
ММП	150.00	8.00	280.00	149.74	5.58	280.00	1.00	46.90
ММП	400.00	8.00	280.00	397.31	40.37	280.00	0.00	294.47
	402.72	8.00	280.00	400.00	40.75	280.00	0.00	297.16
245mm	1108.02	17.50	307.28	1075.00	239.67	301.97	0.00	972.16
	1110.00	17.50	307.28	1076.89	240.26	301.98	0.00	974.05
	1120.00	17.50	307.28	1086.42	243.26	302.04	0.00	983.58
срезка	2000.00	17.50	307.28	1925.69	507.35	304.77	0.00	1822.85
	2010.00	15.50	307.28	1935.28	510.19	304.79	2.00	1832.44
	2020.00	15.50	307.28	1944.92	512.86	304.80	0.00	1842.08
	2030.00	16.21	304.69	1954.54	515.59	304.81	1.00	1851.70
	2087.96	20.77	293.33	2009.51	533.77	304.58	1.00	1906.67
	2090.00	20.77	293.33	2011.42	534.48	304.57	0.00	1908.58
ГНО	2300.00	20.77	293.33	2207.77	607.70	303.20	0.00	2104.93
ГНО	2500.00	20.77	293.33	2394.77	677.68	302.17	0.00	2291.93
	2640.00	21.41	291.69	2525.65	726.81	301.57	1.30	2422.81
	3175.30	86.00	252.89	2832.14	1068.03	288.11	1.30	2729.30
	3180.00	86.00	252.89	2832.47	1071.86	287.96	0.00	2729.63
T1_	3185.30	86.00	252.89	2832.84	1076.20	287.80	0.00	2730.00
	3216.57	89.13	252.89	2834.17	1101.96	286.87	1.00	2731.33
	3220.00	89.13	252.89	2834.22	1104.80	286.77	0.00	2731.38
T3	3785.42	89.13	252.89	2842.84	1605.40	275.45	0.00	2740.00

Горизонтальная и вертикальная проекции скважины

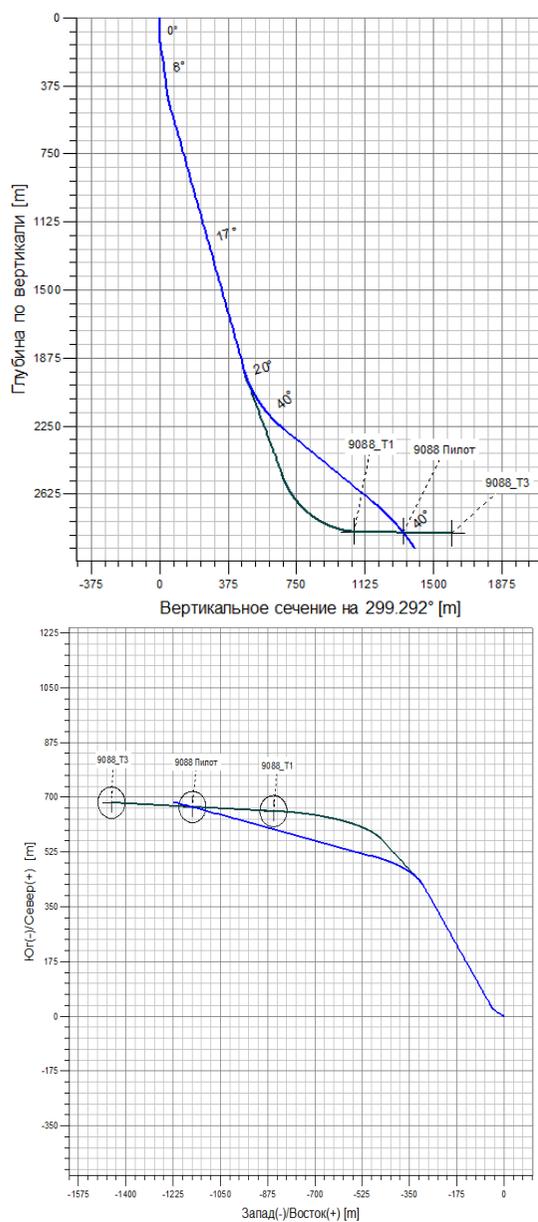


Рисунок 1. Горизонтальная и вертикальная проекции скважины

Инцидент №1. Недобор параметров кривизны

Бурение до глубины 3072м по стволу проводилось в штатном режиме. Расчетная интенсивность, темп набора параметров кривизны соответствовала прогнозу на забой.

20.02.2024 3:07 получено письмо от геологической службы Заказчика

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Корректировка: Т1 а.о. – 2739м., с зенитным углом 86°. Расчёт провести на центр круга допуска. Дополнительное условие, рассчитать участок стабилизации с зенитным углом 86° от ближней до дальней кромки круга допуска.

По плану V.3 от 16.02.2024г., точка Т1 находилась на абсолютной отметке 2729м., по команде геологической службы Заказчика абсолютную отметку (Т1) перенесли на 10м ниже, при таких новых данных Т1 находилась на гл. 3213,38м по стволу. На момент получения письма дельта составляла, по зенитному углу - 0,077гр., по азимутальному углу 2,93 гр., по вертикали 2,18м (выше).

Согласно Корректировке №1 (Рис. 2) проведен перерасчет профиля скважины наточку Т1.

3051.09	69.53	258.73	278.45	2803.41	2700.57	639.96	-720.60	963.75	311.61	0.00	0.00	0.00	Точка замера
3060.00	70.38	258.73	278.45	2806.46	2703.62	641.19	-728.88	970.77	311.34	0.95	0.00	0.95	
3070.00	71.34	258.73	278.45	2809.74	2706.90	642.58	-738.23	978.72	311.04	0.96	0.00	0.96	
3071.71	71.50	258.73	278.45	2810.28	2707.44	642.82	-739.83	980.08	310.99	0.94	0.00	0.94	Прогноз на забой
3080.00	71.50	257.86	277.58	2812.91	2710.07	643.91	-747.61	986.69	310.74	1.00	-90.09	0.00	
3090.00	71.51	256.80	276.52	2816.09	2713.25	645.08	-757.03	994.59	310.44	1.00	-89.81	0.01	
3100.00	71.52	255.75	275.47	2819.26	2716.42	646.07	-766.46	1002.43	310.13	1.00	-89.47	0.01	
3110.00	71.54	254.69	274.41	2822.43	2719.59	646.88	-775.91	1010.19	309.82	1.00	-89.14	0.02	
3120.00	71.56	253.64	273.36	2825.59	2722.75	647.53	-785.37	1017.89	309.51	1.00	-88.81	0.02	
3126.71	71.58	252.93	272.65	2827.71	2724.87	647.86	-791.73	1023.01	309.29	1.00	-88.47	0.03	
3130.00	72.31	252.93	272.65	2828.73	2725.89	648.01	-794.85	1025.52	309.19	2.21	-0.16	2.21	
3140.00	74.52	252.92	272.64	2831.59	2728.75	648.45	-804.43	1033.24	308.87	2.21	-0.16	2.21	
3150.00	76.73	252.92	272.64	2834.07	2731.23	648.89	-814.10	1041.07	308.56	2.21	-0.16	2.21	
3160.00	78.95	252.91	272.63	2836.17	2733.33	649.34	-823.87	1049.00	308.24	2.21	-0.16	2.21	
3170.00	81.16	252.90	272.62	2837.90	2735.06	649.79	-833.70	1057.02	307.93	2.21	-0.15	2.21	
3180.00	83.37	252.90	272.62	2839.25	2736.41	650.25	-843.60	1065.12	307.62	2.21	-0.15	2.21	
3190.00	85.58	252.89	272.61	2840.21	2737.37	650.70	-853.55	1073.29	307.32	2.21	-0.15	2.21	
3191.88	86.00	252.89	272.61	2840.35	2737.51	650.79	-855.42	1074.83	307.26	2.21	-0.15	2.21	
3200.00	86.00	252.89	272.61	2840.91	2738.07	651.15	-863.51	1081.50	307.02	0.00	0.00	0.00	
3210.00	86.00	252.89	272.61	2841.61	2738.77	651.61	-873.48	1089.75	306.72	0.00	0.00	0.00	
3213.38	86.00	252.89	272.61	2841.85	2739.01	651.76	-876.84	1092.54	306.62	0.00	0.00	0.00	Т1
3220.00	86.00	252.89	272.61	2842.31	2739.47	652.06	-883.44	1098.02	306.43	0.00	0.00	0.00	
3230.00	86.00	252.89	272.61	2843.01	2740.17	652.52	-893.41	1106.32	306.14	0.00	0.00	0.00	
3239.38	86.00	252.89	272.61	2843.66	2740.82	652.94	-902.75	1114.14	305.88	0.00	0.00	0.00	Дальняя кромка

Рисунок 2. Корректировка №1 от 20.02.2024г.

При забое 3090м., получена команда от геологической службы Заказчика передавать замеры через 9,2м. Продолжили бурение до гл. 3109м. согласно корректировке №1

07:10 получено письмо от геологической службы Заказчика: Корректировка Т1 а.о. – 2737м., с зенитным углом 86°. Расчёт провести на центр круга допуска. Дополнительное условие, рассчитать участок стабилизации с зенитным углом 86° от ближней до дальней кромки круга допуска.

Комментарий к письму: Плановую вертикаль Т1 подняли на 2м относительно корректировки №1. Во время получения письма проводили бурение интервала 3109,06-3118,44м. Дельта составляла: по зен. углу -0,44гр, по азимутальному углу 1,97гр., по вертикали -0,11м (ниже)

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

3097.82	70.99	257.72	277.44	2818.75	2715.91	646.38	-764.27	1000.96	310.22	0.00	0.00	0.00	Точка замера
3100.00	71.09	257.57	277.29	2819.46	2716.62	646.65	-766.31	1002.69	310.16	0.80	-56.54	0.44	
3110.00	71.53	256.87	276.59	2822.66	2719.82	647.79	-775.72	1010.63	309.86	0.80	-56.49	0.44	
3118.44	71.90	256.28	276.00	2825.31	2722.47	648.67	-783.68	1017.32	309.62	0.80	-56.27	0.44	Прогноз на забой
3120.00	71.91	256.28	276.00	2825.79	2722.95	648.83	-785.16	1018.55	309.57	0.04	0.00	0.04	
3126.06	71.93	256.28	276.00	2827.68	2724.84	649.43	-790.89	1023.36	309.39	0.04	0.00	0.04	
3130.00	72.86	256.04	275.76	2828.87	2726.03	649.81	-794.62	1026.49	309.28	2.42	-13.67	2.35	
3140.00	75.21	255.46	275.18	2831.62	2728.78	650.73	-804.19	1034.49	308.98	2.42	-13.60	2.35	
3150.00	77.56	254.88	274.60	2833.97	2731.13	651.56	-813.87	1042.55	308.68	2.42	-13.43	2.35	
3160.00	79.92	254.31	274.03	2835.92	2733.08	652.30	-823.65	1050.66	308.38	2.42	-13.30	2.36	
3170.00	82.28	253.76	273.48	2837.47	2734.63	652.94	-833.51	1058.81	308.07	2.42	-13.19	2.36	
3180.00	84.63	253.21	272.93	2838.61	2735.77	653.50	-843.43	1066.97	307.77	2.42	-13.10	2.36	
3185.79	86.00	252.89	272.61	2839.08	2736.24	653.78	-849.19	1071.71	307.59	2.42	-13.04	2.36	
3190.00	86.00	252.89	272.61	2839.38	2736.54	653.97	-853.39	1075.15	307.46	0.00	0.00	0.00	
3196.60	86.00	252.89	272.61	2839.84	2737.00	654.27	-859.97	1080.56	307.26	0.00	0.00	0.00	T1

Рисунок №3. Корректировка №2 от 20.02.2024

Продолжили бурение до гл 3155 м согласно корректировке №2 (Рис. 3)

08:57 Получено письмо от геологической службы Заказчика: С 3186м., по стволу скважины, проводить углубление строго по согласованию, обеспечить зенитный угол согласно корректировке №2

9:05-9:16 пробурен интервал в направленном режиме 4,5м в TF-350°.

Исходя из расчёта пространственной интенсивности 0,31°/м., необходимо было иметь угол 74,1гр. Пробурив интервал 9,2м., достигли забоя 3137,16м. Замер сняли в точке 3116,54м., зенитный угол 71,91° показания азимутального угла 276,81°.

9:46-10:10 бурение в направленном режиме 7м., в TF-340° (качество «slide» низкое, увеличение коэффициента трения хождение инструмента не удовлетворительное). Бурение с вращением 2 м. до 3146,55м. Провели замер: точка замера 3125,93м., зенитный угол 71,87°, азимутальный 276,07°. (замер в интервале бурения с вращением). Исходя из расчета на забой 3146,55м., необходимо иметь 76,75гр. Не видим интервал направленного бурения 11,5м.

11:17-11:31 направленное бурение 5,5м., TF-0. Точка замера 3135,29м зенитный угол 73,8°. Азимутальный 274,54гр. План, зенитный угол 74.03° азимутальный 275.47°

Исходя из полученной пространственной интенсивности за 4.5м., направленного бурения, (МОР-0,55°/1м) с учетом расстояния долото-датчик и 11,5м., направленной работы TF-0°, был рассчитан прогноз на забой 3155,91м. Зенитный угол 80°, азимутальный 253.28°, Требуемая пространственная интенсивность 3.093°/10м.

11:58 получено письмо от геологической службы Заказчика: пробурить 9,2м., с набором зенитного угла до 83°. Далее по согласованию

12:29-12:40 бурение в направленном режиме 5,5м., TF-350°. Прогноз МОР - 0,55°/м. Зенитный угол, согласно расчету, должен быть 83°. Прогноз не подтвердился. Получен замер на глубине 3144.61м., зенитный угол 74,97°, азимутальный 273.12°. МОР-0,27°/м. (темп набора в два раза ниже прогнозного)

13:21 получено письмо от геологической службы Заказчика: срочно выйдите на связь. По какой причине не выполнили команду? Пласт вскрыт.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Продолжить бурение с набором зенитного угла до 87°.

При бурении интервала 3155,9-3165,23м., зафиксировано вскрытие пласта на гл.3137м., (по показаниям ГК). Пласт вскрыт на абсолютной отметке 2728м., зенитный угол 74°.

По корректировке №2 планировали вскрыть целевой продуктивный на а.о. 2737м.

Дополнительно пробурено 9м., интервал (3165,2-3174,6м.) направленно TF - 0.

Замер параметров кривизны, на глубине 3153,97м., зенитный угол 76,78°, азимутальный 272.38 МОР-0,38гр/м. Темп набора низкий, не обеспечивает выход на проектные значения.

13:35 получено письмо от геологической службы Заказчика: После получения данных инклинометрии, провести расчёт профиля с набором зенитного угла 90° с максимальной пространственной интенсивностью.

Глубина по стволу, м	Зенитный угол, град	Азимут магнитный, град	Азимут Картографический, град	Глубина по вертикали, м	Абсолютная отметка, м	Лок. смещение к северу, м	Лок. смещение к востоку, м	Отклонение от устья, м	Азимут Истинный, град	Пространств. интенсивность, град/10 м	Угол установки и отклон...	Интенсив. по зениту, град/10 м	Комментарий
3150.00	76.59	252.97	272.69	2834.27	2731.43	651.25	-813.81	1042.31	308.67	2.45	-26.58	2.20	
3153.97	77.78	252.66	272.38	2835.15	2732.31	651.42	-817.68	1045.44	308.94	3.10	-14.34	3.00	Точка замера
3160.00	79.80	252.55	272.27	2836.32	2733.48	651.66	-823.59	1050.22	308.35	3.36	-3.14	3.36	
3170.00	83.16	252.36	272.08	2837.80	2734.96	652.03	-833.47	1058.22	308.04	3.36	-3.12	3.36	
3174.59	84.70	252.28	272.00	2838.28	2735.44	652.20	-838.03	1061.91	307.89	3.36	-3.09	3.36	Прогноз на забой
3180.00	86.56	252.28	272.00	2838.70	2735.86	652.39	-843.42	1066.29	307.72	3.44	0.00	3.44	
3190.00	90.00	252.28	272.00	2839.00	2736.16	652.73	-853.41	1074.42	307.41	3.44	0.00	3.44	
3200.00	90.00	252.28	272.00	2839.00	2736.16	653.08	-863.40	1082.58	307.10	0.00	0.00	0.00	
3210.00	90.00	252.28	272.00	2839.00	2736.16	653.43	-873.40	1090.78	306.80	0.00	0.00	0.00	
3220.00	90.00	252.28	272.00	2839.00	2736.16	653.78	-883.39	1099.01	306.50	0.00	0.00	0.00	
3230.00	90.00	252.28	272.00	2839.00	2736.16	654.13	-893.39	1107.26	306.21	0.00	0.00	0.00	
3238.00	90.00	252.28	272.00	2839.00	2736.16	654.41	-901.38	1113.89	305.98	0.00	0.00	0.00	Дальняя кромка

Рисунок №4. Расчет профиля с максимальной пространственной интенсивностью

Комментарий к расчёту профиля (Рис. 4): пространственная интенсивность 3.44°/10м., теоретически могла быть выполнена, но по факту КНБК не выдавала интенсивность выше 3°/10м.

15:14 получено письмо от геологической службы Заказчика: работа с набором параметров кривизны 100%. Пласт вскрыт.

15:23 получено письмо от геологической службы Заказчика: бурите трубку согласно расчётному профилю, далее по согласованию.

Пробурили 100% слайдом до гл. 3183м. Сняли замер (видим 5.5м., работы в установку TF - 0): Глубина замера 3163,33м., зенитный угол - 77.78°, азимутальный - 272.38° МОР - 0,33°/м.

Расстояние от долота до точки замера 18м., пробурено направленно с установкой TF - 0°-10°.

Достигнув забоя 3183,95м., провели очередной анализ, сравнение двух последних интервалов направленного бурения (5,5м) в аналогичном режиме, с идентичной установкой отклонителя (TF). Темп набора зенитного угла отличается и не совпадает с расчётным. Исходя из последней полученной пространственной интенсивности, сделали вывод, - зенитный угол на забое 82-82,5°. При плане 87° (рекомендации Заказчика набирать 90°).

В следствии этого принято решение о подъеме КНБК для смены угла перекоса и смены долота с PDC на 3-х шарошечное.

После подъёма и осмотра КНБК дефектов, отклонений не выявлено.

Заказчиком принято решение о «перебуре» части ствола скважины.

Вывод. Инцидент произошёл по причине частых корректировок профиля.

Перед выходом на проектную а.о. Т1 увеличили значение а.о. на 10м., по сравнению с плановой, далее представитель геологической службы Заказчика уменьшил а.о. на 3 метра, что неизбежно привело к увеличению требуемой пространственной интенсивности с $2.36^{\circ}/10\text{м.}$, до $3.36^{\circ}/10\text{м.}$ Текущая КНБК была неспособна выдать необходимую пространственную интенсивность, в связи с геологическими особенностями целевого пласта.

Инцидент №2. Отрицательный результат наработки уступа и срезки с цементного моста.

Глубина искусственного забоя скважины - 2509м., зенитный угол – $20,77^{\circ}$, азимутальный угол $293,33^{\circ}$

Срезка с цементного моста проводилась согласно плану работ.

05:15 - 07:12 нормализация цементного «стакана» в интервале 2462 – 2485м., бурение с вращением. Нагрузка 1.5-3т.

07:53 - 09:04 нормализация цементного «стакана» в интервале 2485 – 2509м., ТФ - 160° , механическая скорость бурения 18,2 – 38,9 м/ч. Цементный мост не однородный, зафиксированы «провалы», механическая скорость до 120м/ч.

09:25 - 09:30 Оценка качества цементного моста, разгрузка до 8 тонн, без циркуляции.

10:23 - 14:44 наработка желоба-уступа в интервале 2503 – 2509м. (6м)

14:44 - 23:10 Бурение по времени (Time Drilling) в интервале 2509 – 2518,95м., механическая скорость бурения 1м/ч.

При бурении по времени зафиксировано не удовлетворительное хождение инструмента. Во время прохождения 1 метра, допустили разгрузку 7тонн, повышение давления на стояке. Процентное содержание шлама и цемента 60% / 40%.

При бурении в интервале 2516,5 – 2518,95м., зафиксировано повышение давления. Процентное содержание шлама и цемента 25% / 75%. По замерам инклинометрии, находимся в старом стволе.

00:00 - 01:37 Бурение 2518,95-2547,1м. Провалы рост механической скорости до 125,57м/ч. Отсутствие перепада и реактивного момента.

02:41 - 05:00 Определение цементного моста. Оценка качества цем. моста, разгрузка 8т (без циркуляции) 2553.5м

5:10-16:26 наработка желоба (1-9м)

17:43-22:45 Повторное бурение по времени (Time Drilling)

Ствол скважины осложнился, бурение сопровождалось повышением давления. Процентное содержание шлама и цемента 50% / 50%.

На глубине 2584,16м., получен провал, в пробах шлама, цемент 100%.

Замеры полученные на конец наработки желоба и интервала «Time Drilling» показали старый ствол. Принято решение о подъеме КНБК на ревизию и повторную установку ЦМ в интервале 1970-2120м.

При ревизии КНБК отклонений не выявлено.

Вывод. Сделать выводы касательно разреза не представляется возможным в связи с отсутствием геофизического материала.

По месту установки и качеству цементного моста:

- Перед установкой цементных мостов Заказчику был предоставлен профиль с указанием места срезки - 2509м.
- Голова цементного моста была встречена на глубине 2462м, что на 47метров выше запланированной срезки. Окончание цементного моста встретили на 2570м, что 30м выше запланированной глубины.
- При выполнении срезки были получены провалы на глубине 2501-2509м, 2538-2553.5м, что говорит о низком качестве цементного моста.
- По опыту работы, ранее, при составлении плана на опорный мост всегда закладывался интервал длиной 200м.

По выполнению плана на срезку:

- При детальном изучении выполнения пунктов плана на срезку фиксируются отклонения, нарушения технологии срезки со стороны полевого персонала.
- Предполагаем, что данные отклонения были вызваны состоянием ствола скважины. Со стороны полевого персонала требовалось остановить работы и провести дополнительные обработки раствора.

Инцидент №3. Оставление части долота на забое

При бурении третьего ствола рассматриваемой скважины получили отставание от проектного профиля. Провели смену долота PDC на трёх шарошечное

Согласно данным полевой партии, бурение с глубины 2636м., проводилось в штатном режиме. Осевая нагрузка на долото составляла 8-22т. Дифференциальное давления $P=15-25\text{атм}$

07.03.2024 00:28ч при забое 2730м в направленном режиме бурения был получен «скачок» давления до 210атм.

После отрыва от забоя давление нормализовалось, в 00:32ч и 00:37ч произошли кратковременные «скачки» давления над забоем при расхаживании до 210атм. (могло быть связано с провалами при бурении интервала 2727-2730м, где наблюдалось небольшое увеличение МСП). После нормализации давления в 00:45ч запустили вращение $N=20\text{об/мин.}$, подошли к забою и получили подклинку КНБК (рост момента с 22кН/м до 27,8кН/м. Была дана команда на подъём КНБК (Рис. 5)

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

без дальнейшей промывки. При попытке оторваться от забоя получили затяжку до 20т. Освободили инструмент путем расхаживания и вращения буровой колонны. (Рост момента до 33кН*м).

Приступили к подъему для ревизии. При ревизии КНБК обнаружено отсутствие всех шарошек на долоте. Принято решение о повторной установке ЦМ.

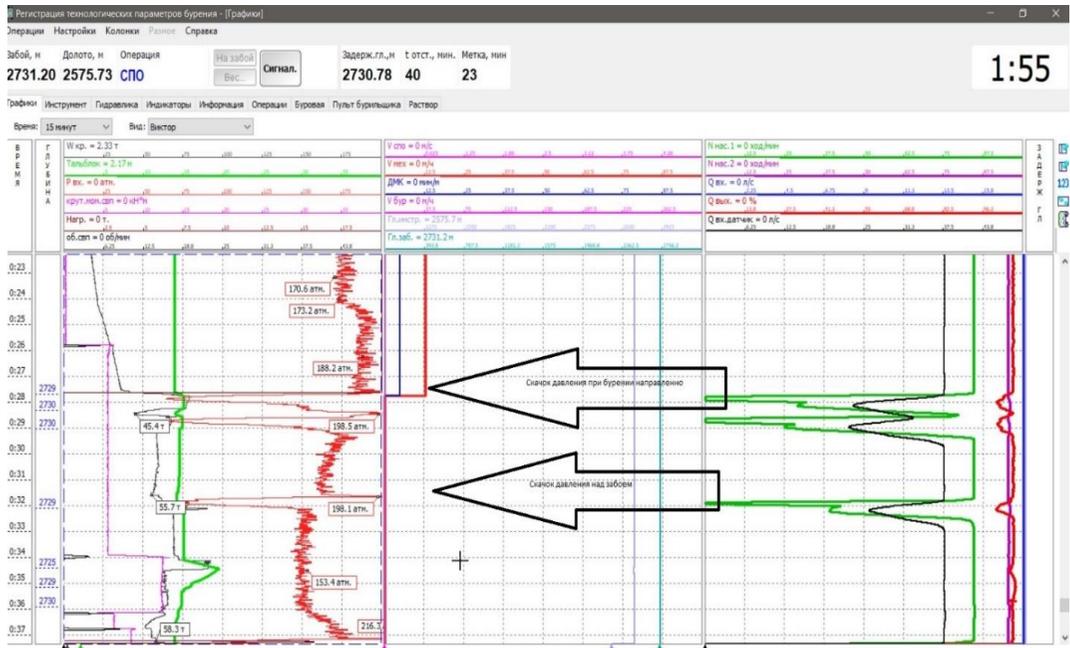


Диаграмма №1

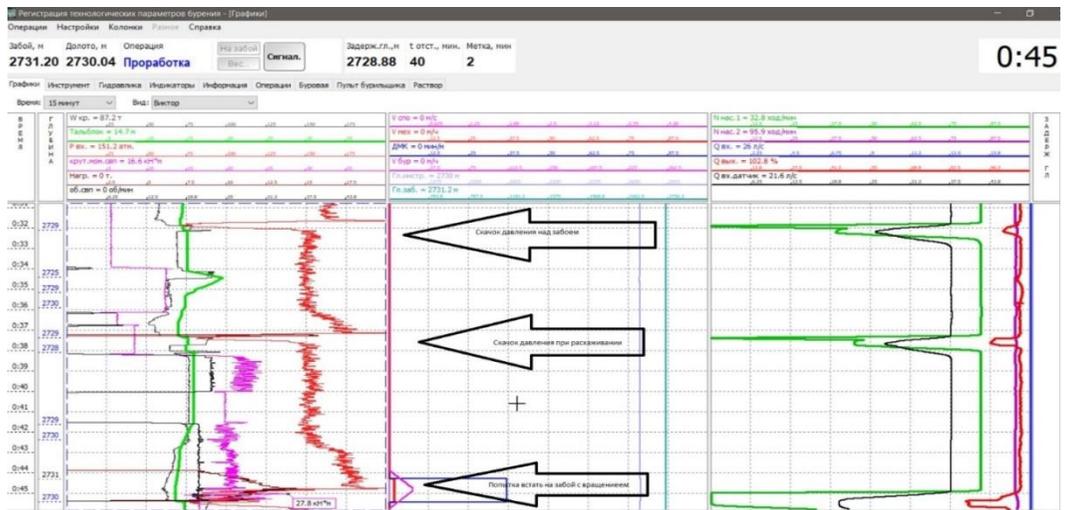


Диаграмма №2

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

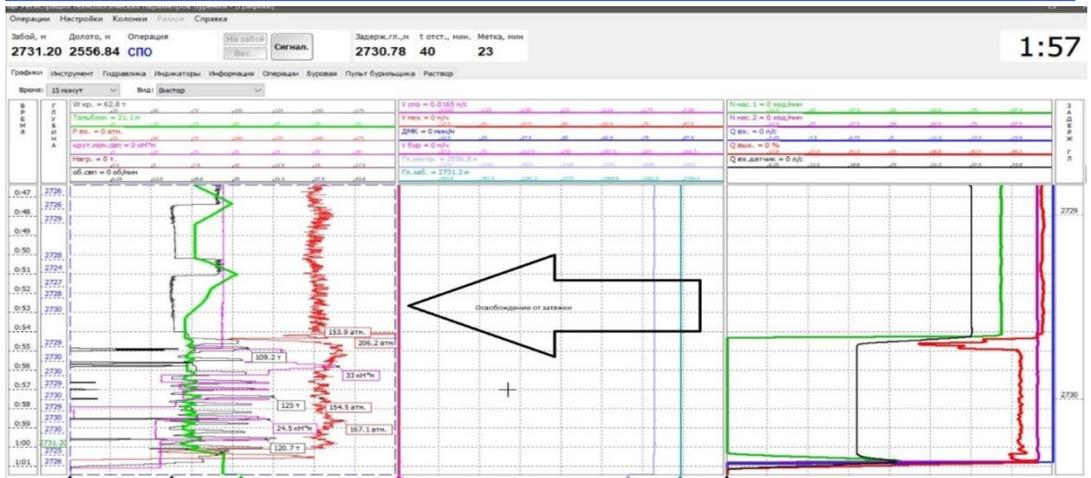


Диаграмма №3

После анализа диаграмм ГТИ и ИВЭ выяснилось, что перед первым скачком давления допущено превышение нагрузки на долото до 30т, что, вероятно, привело к разрушению долота.

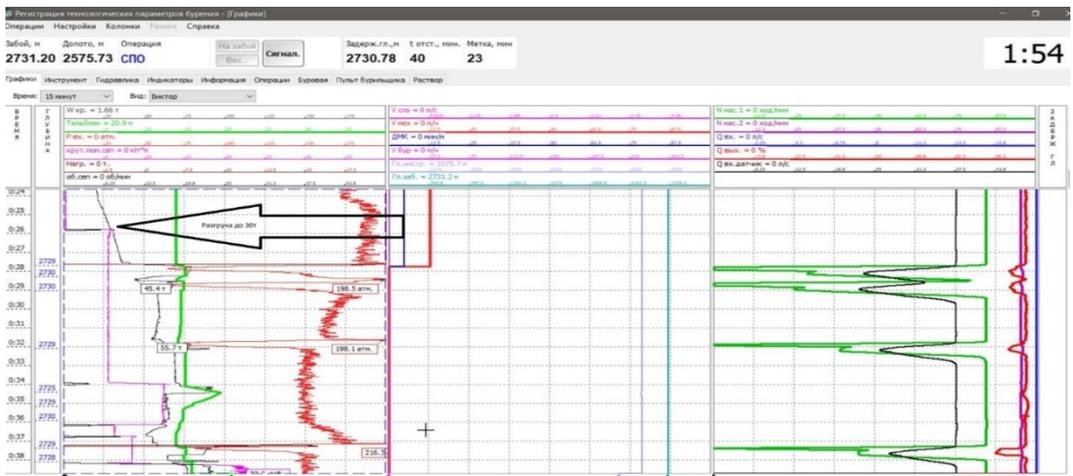


Диаграмма №4

Согласно инженерным расчетам, инженер по бурению должны опираться на допустимые расчетные нагрузки на долото при бурении ротором от 12,7 до 15тн, при бурении в слайде от 12,6 до 12,5.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Состав бурильной колонны при бурении под эксплуатационную колонну Интервал 3204-3400 м по стволу (2839.7-2839.7 м по вертикали) Скважина 9088Г, куст Куст_111 м-е Усольева, Расчет шарошка												
№ п/п	Наименование элемента	Длина без nipple, м	Нарастающая длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Масс. момент по резьбе (данный), кг.м	Тип резьбы снизу	Тип резьбы сверху	Вес, кг/м	Вес элемента, кг	Нарастающий вес, тн	
10	БТ 127х9,19 S-135 NC 50 (168,3x82,6)	2291,5	2732	127,0/168,3	108,6/82,5	82,7 (45)	H-133	M-133	45,4	103997	123,75	
9	ТБТ 127х25, NC50 (168,3x69,8)	36,94	440,5	127,0/168,3	76,2/69,8	86 (43)	H-133	M-133	65,1	2405	19,75	
8	ЯС 6 1/2 НМ12	6,11	403,6	168,0/168,2	57,0	44 (44,1)	H-133	M-133	118,7	725	17,35	
7	ТБТ 127х25, NC50 (168,3x69,8)	18,47	397,5	127,0/168,3	76,2/69,8	86 (43)	H-133	M-133	65,1	1202	16,62	
6	БТ 127х9,19 S-135 NC 50 (168,3x82,6)	356,51	379	127,0/168,3	108,6/82,5	82,7 (45)	H-133	M-133	35,1	12528	15,42	
5	Фильтер ФТУ-176	1,11	22,47	178,0	80,0		H-133	M-133	72,1	80,0	2,89	
4	НУБТ с APS	10,4	21,36	172,0	83,0	20	H-133	M-133	139,4	1450	2,81	
3	Переводник НЗ-147хМ3-133	0,54	10,96	168,0/178,0	72,0		H-147	M-133	117,9	63,6	1,36	
2	ДР-178NGN 7/8.5.0.45 M27 (1°50')	10,15	10,42	178,0			M-117	M-147	123,3	1252	1,30	
1	220.7 GS63TG IADC 637	0,27	0,27	220,7				H-117	174,8	47,2	0,05	

Интервал по стволу, м	Инженерные пояснения						Давление при бурении (на забое), атм	Площ. насадок долота, см²	Расход насосов, л/с	Исходные параметры раствора	Кэф. трения, кол. ств.
	Вес при подъеме, тс	Вес при спуске, тс	С циркуляцией	Момент при бурении над забоем, кН.м (Ма=7,50)	Момент при бурении над забоем, кН.м	Без циркуляции					
2500-2550	87,01	58,03	70,77	19,90	16,22	90,44	60,31	12,70 12,60			
2550-2600	88,98	58,96	72,1	20,05	16,83	92,48	61,27	12,00 11,70	184,62		
2600-2650	91,25	59,66	73,39	21,04	17,56	94,84	62	13,30 12,50			
2650-2700	93,13	60,3	74,51	22,22	18,44	96,8	62,67	14,40 12,60	187,18		
2700-2732	94,45	60,59	75,16	22,87	19,00	98,2	62,98	15,00 12,50	188,00		

Рисунок 5. Состав КНБК

Вывод. После анализа диаграмм и дополнительно сделанным расчетам можно сказать, что зафиксировано превышение максимальной нагрузки на долото. Согласно диаграмме в 23:28 при забое 2727м зафиксирована нагрузка на долото 30 тн. и с учетом синусоидального и спирального изгиба происходило дохождение нагрузки на долото до 27,5 тн.

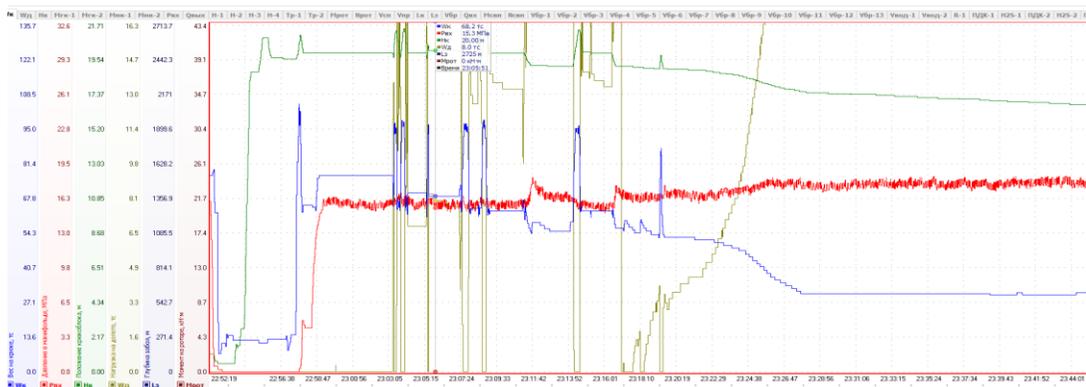


Диаграмма №5

Исходя из этого можно сделать вывод, что выход из строя шарошечного долота связан с превышением допустимой нагрузки.

Закключение

Несмотря на многоступенчатую систему контроля принятия решений и высокий уровень подготовки инженеров ННБ, Опер центра, Веллпланеров, в ходе бурения специалисты были поставлены в ситуации, в которых выполнение поставленных задач было невозможно без подъема КНБК. Помимо прочего, были допущены существенные ошибки работы растворного сервиса в процессе бурения, цементаж моста для срезки и бурильщика при разгрузке долота.

Данный опыт необходимо учитывать при проектировании строительстве дальнейших скважин на всех объектах, а также обучать потенциальных работников этой практике.

**ПОВЫШЕНИЕ ОТКАЗОУСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ ТЕЛЕСИСТЕМЫ
В УСЛОВИЯХ СУЖЕНИЯ НОМЕНКЛАТУРЫ ОРИГИНАЛЬНЫХ
ЗАПАСНЫХ ЧАСТЕЙ ОТ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ**

О.В. Томазова, А.А Дорощев, В.А. Леонов

СамГТУ, Самара, Россия

Аннотация. Последние два десятилетия на российском рынке телесистем для скважинных работ ощутимую часть рынка занимали иностранные производители. Их продукция пользовалась заслуженной репутацией, и именно она стала стандартом для многих компаний, оказывающих услуги по навигационному сопровождению. Однако последние события, связанные с усилением санкционного давления на нефтяной рынок, сильно изменили ситуацию. Доступ к западному оборудованию и запчастям стал ограничен, что вызвало необходимость поиска альтернативных решений. В этих условиях на рынке появились новые отечественные производители, готовые предложить комплектующие аналогичного исполнения для иностранных телесистем. К сожалению, аналоги часто уступают в качестве оригинальным деталям, что делает необходимым тщательный отбор и тестирование. Для компаний, предоставляющих услуги по навигационному сопровождению скважин, очень важно обеспечить гарантированный срок службы работы телеметрического оборудования. Поэтому необходимо вводить дополнительные процедуры по контролю и проводить строгие испытания новых комплектующих, чтобы убедиться в их соответствии требованиям и гарантировать высокое качество услуг. Такой подход позволит обеспечить безопасность и эффективность скважинных работ в условиях изменения рынка и появления новых отечественных производителей.

Ключевые слова: наклонно-направленное бурение, износостойкость, выходной контроль, отказоустойчивость, прогнозирование отказоустойчивости.

Актуальность

В настоящее время сервисные компании, оказывающие услуги по навигационному сопровождению скважин, ощущают на себе влияние множества факторов, влияющих на рентабельность бизнеса. Повышение налогов, увеличение зарплатного фонда, усиление штрафных санкций от заказчика за простой оборудования, ослабление курса рубля, удорожание закупочной цены запасных частей для импортных телесистем и значительный рост логистических издержек создают непростую ситуацию.

В этих условиях сервисные компании ищут пути сохранения рентабельности, оптимизируя свои процессы и вводя новые методы контроля качества. [1] Одним из шагов становится тщательное тестирование каждого узла или комплекса аналогов запасных частей, произведенных в России.

Проблема нестабильного качества аналоговых запасных частей

Прогнозирование отказоустойчивости – это целый комплекс процессов и процедур оценки вероятности того, что система будет работать без сбоев в течение гарантированного времени циркуляции. Это сложный процесс, который требует учета множества факторов. Чтобы обеспечить надежность и соответствие

характеристикам, заявленным производителем, необходимо проводить дополнительные внутренние комплексные испытания аналоговых элементов телесистемы. Введение стандартов для визуального контроля: оценка внешнего вида, отсутствия дефектов, соответствия размерам и форме.

Введение периодического химического анализа для проверки состава материала, соответствия спецификациям. Дополнительные механические испытания: оценка прочности на растяжение, сжатие, изгиб, удар и истирание.

Тесты на износостойкость: имитация условий эксплуатации в скважине с использованием абразивных материалов и жидкостей для оценки срока службы и устойчивости к повреждениям. Тесты на герметичность: проверка на утечки и соответствие требованиям к давлению.[2] Электронные испытания: проверка работоспособности электронных компонентов, соответствия характеристикам и устойчивости к внешним воздействиям.

Использование технологий, которые будут воссоздавать условия, максимально приближенные к скважинным, позволит выявить потенциальные проблемы еще на этапе испытаний, минимизировать риски и увеличить надежность работы оборудования, даст быструю обратную связь производителю оборудования. Это позволит оперативно внести изменения в конструкцию и ускорить разработку лучших решений, что критически важно для успешной и безопасной эксплуатации оборудования в сложных условиях скважинных работ.

Внедрение данной технологии выглядит логичным и необходимым. Таким образом, в новых реалиях сервисные компании должны активно использовать комплексные методы испытаний,[3] чтобы обеспечить надежность и бесперебойность работы оборудования в сложных условиях. Необходимо обеспечить персонал оборудованием для контроля качества, которое будет соответствовать новым утвержденным стандартам и требованиям.

Примеры использования «альтернативных»(Рисунок 1, Рисунок 2, Рисунок 3) запасных частей без контроля качества средствами, моделирующими реальные режимы бурения.

До начала бурения



Рисунок 1 – Новая нижняя крестовина разделителя



Рисунок 2 – Нижняя крестовина разделителя



Рисунок 3 – Поврежденный стакан во время работы

Вывод

Сужение номенклатуры оригинальных запчастей от производителя телеметрических систем создает ряд проблем для поддержания отказоустойчивости оборудования (Рисунок 3). Для решения этой проблемы, современные реалии требуют создать систему дополнительных испытаний перед принятием решения об эксплуатации изделий на буровой площадке. Изменение конструкции элементов для повышения ремонтопригодности и использования стандартных компонентов. Разделение элементов на модули, что упрощает и удешевляет ремонт и замену отдельных компонентов. Разработка и внедрение методов ремонта и восстановления элементов телесистемы: восстановление диаметров, нанесение защитных покрытий, наплавка защитных поясков. Поиск альтернативных материалов, которые могут быть использованы для изготовления запасных частей.

Повышение отказоустойчивости телесистемы в условиях сужения номенклатуры оригинальных запчастей и жесткой борьбы за снижение себестоимости требует комплексного подхода, включающего стратегическое планирование, модернизацию, техническое обслуживание, моделирование процессов, создание методик ускоренных испытаний, использование альтернативных решений и создание резервных систем. В этом будущее нефтегазовой отрасли России.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лукьянов С.А., Живаева В.В., Перспективные направления развития систем передачи информации с забоя, Сборник докладов «Рассохинские чтения 2022» Ухта, 3-4 февраля 2022 года. с.550-554 (РИНЦ)3
2. Лукьянов, С.А., New Reality of Directional Drilling Services During Production Decline and Coronavirus Pandemic. / С.А. Лукьянов, В.В. Живаева // IES 2020: Economic Systems in the New Era: Stable Systems in an Unstable World pp 133-139.
3. Власов М.В., Никитин В.И., Живаева В.В., Совершенствование режима бурения, за счёт внедрения интеллектуальных алгоритмов, Ашировские чтения: сб. статей Всероссийск. Науч.-практ. Конференции / Отв. Редактор В.В. Живаева. – Самара: Самар. Гос. Техн. Ун-т, 2022. Т.2.- С. 23-30.
4. Mouhammed Jandal, Laboratory investigations of a hybrid mud pulse telemetry (HMPT) – A new approach for speeding up the transmitting of MWD/LWD data in deep boreholes. Journal of Petroleum Science and Engineering. (2019).

РАСКРЫТИЕ ПОТЕНЦИАЛА ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАНАЛА СВЯЗИ

С.А. Лукьянов, Г.А. Мартынов

*Научный руководитель - М.Е. Коваль, к.т.н, доцент
СамГТУ, Самара, Россия*

Аннотация. Строительство и эксплуатация скважин – крайне сложный процесс, требующий значительного количества ресурсов, включающих в себя оборудование, инструменты, материалы и время. Находящееся в скважине оборудование работает на больших глубинах, а потому делать выводы о его состоянии становится возможным лишь с использованием специальных диагностических приборов: самостоятельных или интегрированных в забойный телеметрический комплекс. Наиболее полно эта тема освещена в статье Лукьянова С.А и Живаевой В.В. «Разработка технологии строительства горизонтальной скважины, обеспечивающей проектный набор параметров азимута и зенитного угла. Использование преимуществ различных типов забойных телесистем, комбинирование их элементов при строительстве скважин» [1].

Ключевые слова: канал связи, скважина, телеметрическая система.

Актуальность

В наши дни рост объемов строительства глубоких скважин в осложненных условиях лишь увеличивается, как и цена данного процесса [2], а потому возникает потребность в новых способах разработки и введении инновационных технологий, которые смогут повысить безопасность при строительстве скважин, а также увеличить срок их эксплуатации. Одной из таких внедренных технологий является использование забойных телесистем [1]. Телеметрическая система необходима для обеспечения проводки и оперативного управления бурением наклонно-направленных, горизонтальных скважин, а также боковых стволов скважин.

Получаемые от телесистемы данные, позволяют уточнить глубину расположения кровли продуктивного пласта и других значимых геологических точек, а также позволяют корректировать траекторию ствола строящейся горизонтальной скважины. Внедрение телеметрической системы помогает избежать выхода долота за границы пласта-коллектора или попадания его в обводнённые участки. На сегодняшний день существует несколько способов передачи информации с забоя в режиме реального времени, но наибольшее распространение получили гидравлический и электромагнитный каналы связи. Сложился стереотип безусловного превосходства гидравлического канала связи над электромагнитным, однако целью данной статьи является раскрытие забытого потенциала применения электромагнитных телесистем, в условиях, где их преимущество наиболее очевидно.

Гидравлический канал связи

В телеметрической системе, которая использует гидравлический канал связи информация передается через жидкостную среду, то есть через промывочную жидкость, циркулирующую в процессе строительства скважины. Передача данных осуществляется путем изменения проходного сечения тракта нагнетания в пульсаторе телесистемы. В результате, создаваемый импульс давления (чаще положительный, но есть и телесистемы с отрицательным импульсом), регистрируется датчиком давления, расположенным на поверхности, в линии манифольда.[3]

Принцип работы гидравлического канала связи основан на несжимаемости жидкости по всему объему, что позволяет работать пульсаторами на глубинах более 5000м.

Электромагнитный канал связи

В телеметрической системе с электромагнитным каналом связи используются электромагнитные волны, образующиеся при подаче напряжения между изолированным участком колонны буровой колонны (верхний и нижний). После чего возникают токи рассеяния, распространяющиеся по породе. Текущий по поверхности ток можно обнаружить, подключив вход наземного декодера к приемным антеннам. Полученный сигнал поступает на вход приемного устройства (УПМ) [4], где оцифровывается и декодируется. Полученная информация отображается в ПО телесистемы на ПК оператора – инженера MWD и мониторе бурильщика, а затем может быть обработана и интерпретирована для различных инженерных нужд. [5]

Сравнение эффективности каналов связи

Таблица 1. Сравнение эффективности телеметрических систем

	Плюсы	Минусы
Электромагнитный канал связи	<ul style="list-style-type: none"> - толерантность к качеству бурового раствора и аэрации - возможность работы в осложненных стволах вплоть до катастрофического поглощения бурового раствора 	<ul style="list-style-type: none"> - низкая помехозащищенность - сложность установки антенн - зависимость от геологических факторов - ограниченная глубина передачи сигнала
Гидравлический канал связи	<ul style="list-style-type: none"> - практически неограниченная глубина передачи сигнала - высокая помехоустойчивость - большой выбор интегрируемого оборудования 	<ul style="list-style-type: none"> - высокая стоимость - высокотехнологичный сервис - высокие требования к буровому раствору

В таблице 1 приведено сравнение преимуществ и недостатков гидравлического и электромагнитного канала связи. При этом, практическое применение неограниченной глубины работы гидравлического канала в большом количестве случаев не является преимуществом, так как мощности современных электромагнитных телесистем обычно достаточно для бурения на вертикалях 3000-3200 метров.

В таблице специально нет сравнения скоростей передачи данных, так как это и есть основная тема моей работы.

Скорости передачи данных

Проведем эксперимент, сравнивая скорости передачи данных телесистемами АБТС-ЭМ и АБТС-ГК при бурении на скважинах Когалымского месторождения.

Эксперимент проводился на нескольких частотах электромагнитного канала (10, 5, 2 Гц) (переключение на другую частоту необходимо при снижении уровня достоверности декодирования сигнала, который возникает при углублении) и базовой ширине импульса 1.2с у телесистемы с гидравлическим каналом связи. Отсчет времени ведется с момента начала выхода синхросылки, таким образом время выхода бурового насоса на рабочий режим не мешает чистоте эксперимента. Результат эксперимента приведен в таблице 2.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Таблица 2. Сравнение выхода передаваемых мнемоник

Телесистема. Частота/импульс	Выход статики	Выход первого «отклонителя»	Выхода первой «гаммы»
АБТС-ЭМ(10 ГЦ)	35 сек	40 сек	47 сек
А БТС-ЭМ(5 ГЦ)	1 минута 10 секунд	81 сек	94 сек
АБТС-ЭМ(2 ГЦ)	2 минуты 20 секунд	157 сек	189 сек
АБТС-ГК(1.2)	2 минуты 30 секунды	162 сек	178 сек

Для улучшения визуального восприятия построим графики зависимости времени получения полезных данных с забоя от глубины бурения. Так как эксперимент проводится на одних и тех же скважинах, сопоставимость данных не вызывает сомнений.

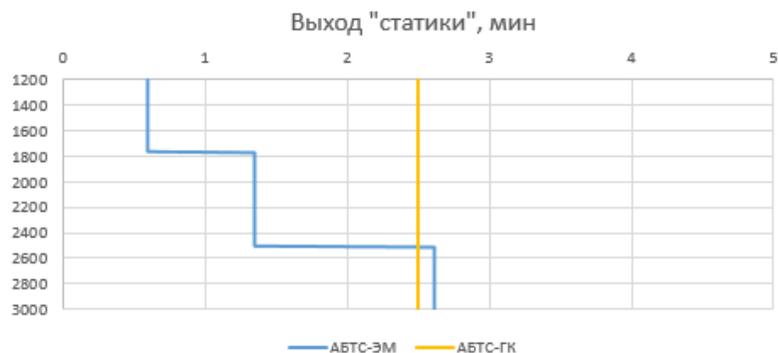


Рисунок 1. Выход «статика», мин.

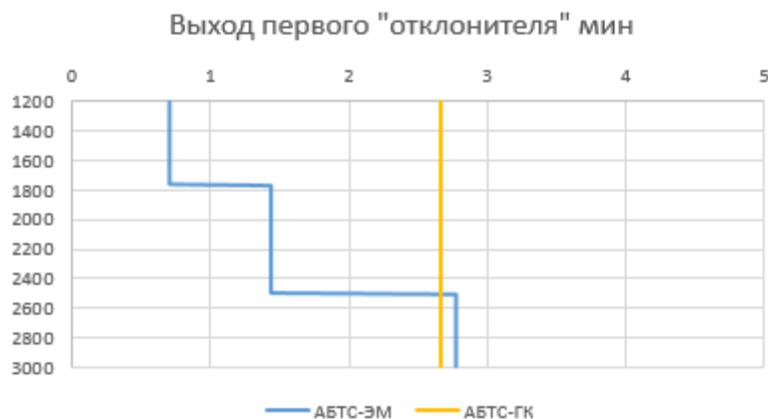


Рисунок 2. Выход первого «отклонителя», мин.

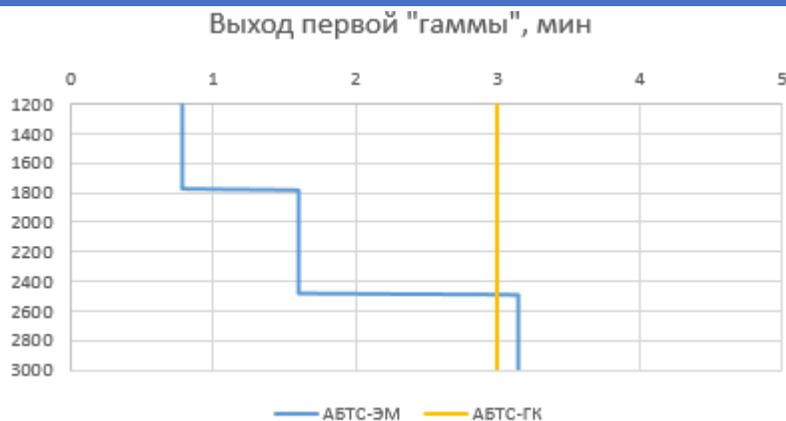


Рисунок 3. Выход первой «гаммы», мин.

Вывод

Исходя из данных, полученных в результате эксперимента (рис.1, рис.2, рис.3), получаем вывод о том, что преимущества электромагнитного канала существенны, и скорость передачи в несколько раз превышает более дорогие телеметрические системы с гидравлическим каналом связи на вертикалях до 2500 метров, в условиях бурения на Когалымском месторождении. А значит, использование электромагнитных телесистем на верхних секциях, существенно сокращает скорость строительства скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лукьянов С.А., Живаева В.В., Разработка технологии строительства горизонтальной скважины, обеспечивающей проектный набор параметров азимута и зенитного угла. Использование преимуществ различных типов забойных телесистем, комбинирование их элементов при строительстве скважин, НТЖ «Нефть. Газ. Новации», №10 с. 50-54, 2018.
2. Данилова Е.А. Новые данные о тектонике Оренбургского Приуралья. Проблемы геологии, геофизики, бурения и добычи нефти. экономика и управление. Сборник статей аспирантов и молодых специалистов / Том Вып. 7. Уфа, 2010.
3. Лукьянов С.А. Импортозамещение и тенденции в современном ННБ. Журнал «Инженер-нефтяник», спецвыпуск сентябрь 2024, Санкт-Петербург, III Международная научно-практическая конференция 22-24 мая 2024 года. С.62-64 (ВАК)
4. Лукьянов С.А., Живаева В.В., Особенности развития индустрии забойной электроники, Журнал «Бурение и Нефть», 2021, №7 (Июль-Август), Москва
5. Лукьянов С.А., Живаева В.В., Перспективные направления развития систем передачи информации с забоя, Сборник докладов «Рассохинские чтения 2022» Ухта, 3-4 февраля 2022 года. с.550-554 (РИНЦ)

**ПРОБЛЕМЫ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ МЕЖДУ ЗАКАЗЧИКОМ И
ПРОИЗВОДИТЕЛЕМ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПОЧВЕ
НЕСООТВЕТСТВИЯ ЗАЯВЛЕННОГО ВРЕМЕНИ РАБОТЫ ДЕТАЛИ С
РЕАЛЬНОЙ СИТУАЦИЕЙ**

Д.П. Герасимов, Д.А. Романов, К.Д. Скорняков, С.В. Тюшеков

*Научный руководитель – О.В. Томазова, к.э.н., доцент
ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия, Sem@luckyanov.ru*

Аннотация: Взаимодействие между заказчиком и организацией, которая обеспечивает производство комплектующих для телеметрических систем, играет важную роль в надежности и эффективности работы оборудования. Однако нередко на практике возникают ситуации, когда заявленный производителем срок службы деталей не соответствует реальному при эксплуатации оборудования непосредственно в полевых условиях. Такие проблемы могут приводить к серьезным сбоям в работе телеметрических систем, остановке буровых работ, финансовым и репутационным потерям, а также ухудшению деловых отношений между сторонами. В этой статье рассматриваются основные причины подобных расхождений, а также возможные пути их решения.

Ключевые слова: наклонно-направленное бурение, КНБК, импортозамещение, телесистема, производство, испытания, гидравлическая система, ресурс детали.

Актуальность

Нефтегазовая отрасль на сегодняшний день является жизненно необходимой и образующей для российской экономики. Потребность в углеводородах постоянно подталкивает к развитию, совершенствованию и стабилизации способов строительства скважин и разработки месторождений. Отсюда естественно возникает необходимость в высококлассном качественном и надежном оборудовании, которое позволяет не только минимально вести буровые работы, но и производить их на должном уровне.

В условиях открытой рыночной экономики и вследствие процессов глобализации привычным стало использование оборудования, произведенного и приобретенного у зарубежных производителей. Однако с течением времени все острее вставал вопрос о разработке и поиске путей развития, которые помогут абстрагироваться от импортных приборов и комплектующих. В данный момент времени эта проблема стоит особенно остро, когда полная, или хотя бы частичная, замена оборудования на отечественные аналоги стала уже не опциональным путем развития промышленного комплекса, а необходимостью [1, С. 132].

На территории Российской Федерации активно развиваются и ведут свою деятельность компании, готовые предложить заказчикам альтернативы уже знакомому иностранному оборудованию. Отечественный продукт позволяет продолжать вести буровые работы с прежней эффективностью, при этом отличается более низкой стоимостью, приемлемым качеством и относительной простотой организации поставок [2, С. 552]. Однако, переход на другие запчасти вынуждает заказчика проявлять осторожность и внимательность, а потому, предъявлять

соответствующие требования к производителю. Востребованность и актуальность совершенствования импортозамещения в России отражается также в статьях, описывающих не только масштаб и конкретику ситуации, в которой мы находимся, но и предлагающие различные решения [3, С. 25]. Наша цель – синтез новых и совершенствование существующих идей, используя опыт, наблюдения и предложения, изложенные в работах наших коллег.

Проблема эксплуатации забойных телесистем

Разумеется, взаимное сотрудничество, крепко завязанное на финансовой и репутационной составляющих, часто ведет к разногласиям и конфликтам на почве качества поставляемого оборудования. Заказчики, ориентируясь на заявленные производителем характеристики, могут переоценивать возможности комплектующих. В результате, когда детали выходят из строя раньше ожидаемого срока, это вызывает недовольство и претензии к производителю.

Проблема обстоит в том, что заказчик может не учитывать все нюансы работы приборов, в том числе влияние внешних факторов, таких как эксплуатация в экстремальных условиях или некорректная установка деталей, что также влияет на срок их службы [4, С. 58].

Корень этой проблемы кроется в недостатке практического тестирования продукции в реальных (или имитирующих реальные) условиях эксплуатации до её внедрения в полном объеме. Многие производители ограничиваются лабораторными испытаниями или используют данные от аналогичных проектов. Также, в случаях, когда обратная связь от заказчика о реальной работе оборудования поступает с запозданием, производитель не успевает оперативно внести корректировки в технологический процесс. Перечисленные факторы ведут к тому, что трезво оценить время эксплуатации и периоды между сеансами технического обслуживания для производителя становится все труднее.

Одним из возможных выходов в возникшей ситуации может стать проведение тестирования в условиях, максимально приближенных к реальной эксплуатации. Это позволит выявить слабые места на ранних этапах и избежать проблем при массовом использовании.

В качестве инструмента для полного или частичного решения проблемы мы предлагаем создание автоматизированного стенда для циклических поточных испытаний, в западной практике известного как high pressure flow loop. Наиболее распространенными среди них являются установки, отличающиеся высоким давлением потока, предназначенные для тестирования требовательных к скорости бурового раствора (или жидкости-двойника) элементов КНБК, таких как, например, винтовые забойные двигатели. Основная задача именно нашей конструкции – испытание телесистем и их составляющих на абразивный износ, потому уже существующие иностранные образцы установок малополезны для изучения в нашем случае.

Стенд представляет собой замкнутый гидравлический поток с возможностью подключения различного бурового оборудования. Отличительной особенностью именно нашей установки является узел подмешивания, который позволит добавлять и регулировать количество абразивных фракций в рабочем теле – жидкости-аналоге бурового раствора.

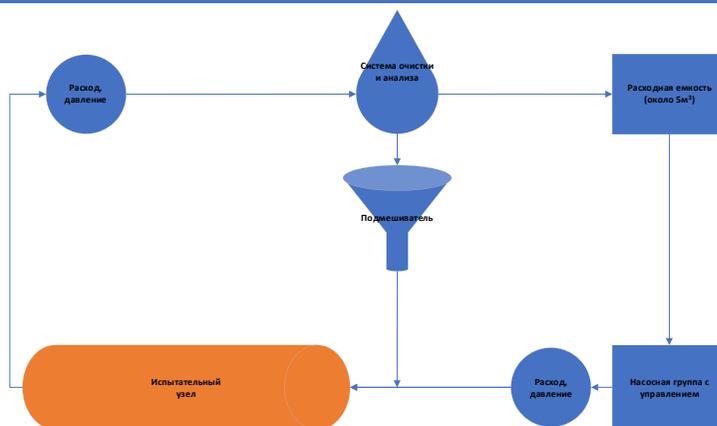


Рис. 24 - Схема взаиморасположения основных функциональных элементов стенда

Принципиальная схема (рисунок №1) гидравлической системы включает в себя следующие компоненты:

- Выкидная линия – циркуляционный контур, предназначенный для транспортировки рабочего тела. Включает в себя краны и заглушки.
- Насосная группа – предназначена для создания точного непulsирующего потока, регулирования давления и плавного управления расходом рабочего тела.
- Подмешиватель (инжектор) – система подмешивания буровой химии и абразивных фракций.
- Испытательный узел – участок, подразумевающий включение в контур рукавов высокого давления, переводников, буровых труб и непосредственно испытуемого оборудования.
- Расходомеры и датчики давления – блоки измерения массы проходящего потока, давления после прохождения рабочим телом испытательного узла и на выходе из насосов.
- Система очистки и анализа раствора – служит для анализа параметров рабочего тела и очистки жидкости для возврата её в цикл.
- Стойка управления – включает в себя компьютерную станцию для управления установкой и сбора данных. Специальное программное обеспечение позволит осуществлять автоматическое управление клапанами и насосной группой, оценивать состояние стенда и ход испытания с помощью постоянного вывода необработанных данных, собранных системой анализа. Возможно размещение стойки управления на удалении от зоны испытаний из соображений безопасности оператора установки.
- Блок электрооборудования – стойка, осуществляющая легкий доступ к приборам электропитания установки. Предполагает наличие быстросъемных панелей для обслуживания электрооборудования, систему предохранителей и интерфейс для взаимодействия и обмена данными со стойкой управления.

Вывод

Создание данного стенда для циркуляционных гидравлических испытаний поможет упростить и, как следствие, удешевить испытания скважинной аппаратуры, может быть использовано для определения истинного ресурса деталей КНБК, а именно, телеметрической системы и ее основных составляющих, переливных и обратных клапанов, циркуляционных переводников.

Таким образом, проведение ресурсных испытаний бурового оборудования в режимах, максимально приближенных к реальным, позволит более точно установить фактический срок службы и прочность приборов и их комплектующих. Производитель может использовать результаты работы гидравлического стенда для обоснования заявленных прочностных характеристик производимого оборудования. Основываясь на этих данных, заказчик получит возможность качественно планировать и проводить буровые работы. Подобное взаимодействие неизбежно укрепит деловые связи между заказчиком и отечественным производителем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Zhivaeva, V. V. New Reality of Directional Drilling Services During Production Decline and Coronavirus Pandemic / V. V. Zhivaeva, S. A. Lukyanov // Economic Systems in the New Era: Stable Systems in an Unstable World / Editors: Svetlana Igorevna Ashmarina, Jakub Horák, Jaromír Vrbka, Petr Šuleř. – Cham: Springer Nature, 2021. – P. 133-139. – DOI 10.1007/978-3-030-60929-0_18.
2. Лукьянов, С. А. Перспективные направления развития систем передачи информации с забоя / С. А. Лукьянов, В. В. Живаева // Рассохинские чтения : Материалы международной конференции, посвященная памяти профессора, доктора технических наук Геннадия Васильевича Рассохина, Ухта, 03–04 февраля 2022 года. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2022. – С. 550-553.
3. Власов М.В., Никитин В.И., Живаева В.В., Совершенствование режима бурения, за счёт внедрения интеллектуальных алгоритмов, Ашировские чтения: сб. статей Всероссийск. Науч.-практ. Конференции / Отв. Редактор В.В. Живаева. – Самара: Самар. Гос. Техн. Ун-т, 2022. Т.2.- С. 23-30.
4. Лукьянов, С. А. Особенности развития индустрии забойной электроники / С. А. Лукьянов, В. В. Живаева // Бурение и нефть. – 2021. – № 7-8. – С. 57-59.

АНАЛИЗ АМПЛИТУДЫ КОЛЕБАНИЯ ВЗД ОТ ВОЗНИКАЮЩЕГО МОМЕНТА

А.А. Петренко¹, М.Е. Коваль²

*1 - магистрант кафедры БНГС, 2 – к.т.н., и.о. заведующего кафедры БНГС
СамГТУ, г.Самара, Россия
e-mail: bngs@samgtu.ru*

Аннотация. В статье рассматривается результат экспериментальных исследований амплитуды колебаний ВЗД от возникающего момента.

Ключевые слова: ВЗД, бурение, колебание, амплитуда, момент.

Анализ испытаний 30 винтовых забойных двигателей с диаметрами от 156 до 195 мм позволил определить оптимальные условия их устойчивой работы. Для исследования энергетических показателей двигателя был выбран пример модели ДГР-178М, параллельно с этим замерялись биения корпуса. Вибрация измерялась с помощью датчиков, размещенных в трех точках: два датчика располагались в верхней и средней частях силового блока, а третий - в верхней части шпинделя, где происходит соединение с шарниром.

В ходе проведенных экспериментов проводилось детальное и всестороннее исследование разнообразных энергетических характеристик вибраций корпуса при различных и весьма значительных скоростях вращения вала, которые варьировались в широком диапазоне – от минимально возможной величины $0,5 \text{ с}^{-1}$ до предельно возможной и очень высокой частоты 5 с^{-1} . Во время этих испытаний обеспечивался абсолютно непрерывный и устойчивый поток жидкости, который имел постоянную скорость $0,03 \text{ м}^3/\text{с}$. Важно отметить, что при достижении частоты вращения вала, равной 5 с^{-1} , возникал значительный сопротивляющий момент, который имел такую силу, что полностью останавливал двигатель, блокируя его дальнейшую работу. Для дальнейшего и более глубокого анализа возникающих колебаний ВЗД были специально использованы частотные полосы с постоянной относительной шириной. Это позволило с высокой степенью точности и разрешения фиксировать измерения на низких частотах, оставаясь при этом в широком диапазоне, что, в свою очередь, было удобно отображать на едином интегрированном графике. На рисунке 1, ниже, подробно представлены результаты воздействия момента на валу ВЗД на амплитуды и частоты. Эти результаты касаются как продольных, так и поперечных колебаний, что дает целостное представление о процессе.

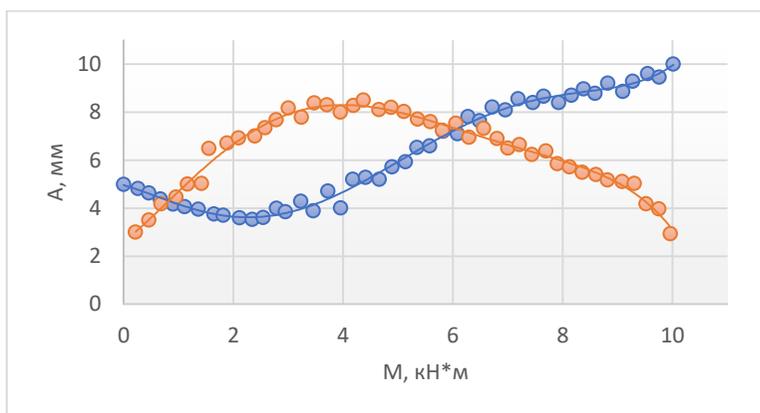


Рисунок 25 - Зависимость амплитуды колебаний от момента возникающего на валу ВЗД ДГР 178М

Исследование, проведённое Морозовым В.А. с аккуратной тщательностью продемонстрировало, что оптимальный диапазон частот, на которых происходят биения корпуса винтового забойного двигателя, составляет от 24,5 до 35 Гц, что является достаточно интересным фактом [1].

На холостом ходу двигателя амплитуда поперечных колебаний может достигать 5 мм, а осевых — до 3 мм из-за перекашивающего момента на роторе. При создании момента на валу, поперечные колебания уменьшаются до 3,5-4 мм, а осевые увеличиваются до 8 мм. Оба зависят от приложенного момента. При

увеличении момента до 4,5 кНм корпус колеблется с амплитудой 6 мм, а осевые колебания снижаются до около 8 мм, с частотой 24,5 с⁻¹ (210 об/мин). При увеличении до 9 кНм частота вибраций падает до 3,5 Гц. При снижении осевых колебаний с 8 до 2 мм, амплитуда поперечных колебаний увеличивается с 6 до 10 мм, что важно для исследования[1].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Обеспечение устойчивой работы винтового забойного двигателя регулированием параметров режима бурения наклонных скважин / Морозов В.А. // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, 2019. – С. 81-83
2. Анализ параметров бурения скважин с использованием роторных управляемых систем / М.В. Двойников, В.А. Ерофеев, А.А. Куншин, В.А. Морозов // Международной научно-практической конференции- СПб, «ЛЕМА». 2016. - С.93-94.
3. Балденко, Д.Ф. Одновинтовые гидравлические машины / Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых // В 2т.-М.: ООО «ИРЦ Газпром». - 2007. - Т.2. Винтовые забойные двигатели - 470 с.
4. Блинов, П.А. Исследование оптимального диапазона устойчивой работы системы «долото - винтовой забойный двигатель - бурильная колонна» / П.А. Блинов, М.В. Двойников, В.А. Морозов // Научно-технический журнал «Нефтегазовое дело» ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет». 2018. т. 16. №2. - С.35-44.
5. Блинов, П.А. Оптимизация параметров бурения участков стабилизации зенитного угла / П.А. Блинов, М.В. Двойников, В.А. Морозов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ - Тюмень, 2016. №6. - С.65-71.
6. Горшков, Л.К. Динамика низа бурильной колонны при глубоком бурении //Инженер-нефтяник. - 2012. - №2. - С. 32- 35.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ СМЯТИЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

М.А. Покручин, К.А. Шиповский

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: Pokruchin93@mail.ru

Важнейшим этапом строительства скважины является крепление обсадной колонной пробуренного интервала. Обсадная колонна служит для изоляции ствола от пластовых флюидов и укрепления стенок скважины. Расчет надежной и безопасной конструкции обсадных колонн в скважине является важным вопросом при дальнейшей эксплуатации скважины. Инцидент со смятием колонны приводит к отрицательному экономическому результату. Для предотвращения данного происшествия разрабатываются специальные мероприятия. В настоящей статье рассмотрим практический опыт использования конструкции обсадных труб с улучшенными характеристиками, теорию природы смятия колонны в ограниченном интервале на примере одного из месторождений Западной Сибири.

Ключевые слова: обсадная труба, эксплуатационная колонна, техническая колонна, многолетнемерзлые породы, газоконденсатное месторождение, аномально низкое пластовое давление.

Смятие колонны при эксплуатации скважин происходит из-за превышения суммарных гидродинамических и гидростатических давлений в скважине до критических для колонны значений.

Причины смятия обсадной колонны:

- *Влияние горного давления* в зоне пластичных и текучих пород.
- *Протирание стенки обсадных труб* бурильными замками, долотами и другими инструментами в процессе спускоподъёмных операций и бурения скважины роторным способом.
- *Слабо закреплённые резьбовые соединения* на концах обсадных труб. Не прикрытая муфтой часть резьбы отрицательно влияет на устойчивость трубы против внешних давлений.
- Промерзание внутри обсадных колонн жидкости и в следствии расширения льда, смятие колонны.

Для предупреждения смятия, расчёт обсадных колонн следует проводить с учётом влияния горного давления и возможного износа труб.

Рассмотрим проблему смятия обсадных колонн при эксплуатации скважин куста № 1 «N» месторождения в Ямало-Ненецком АО. Предполагаемая причина инцидента со смятием колонны, добыча природного газа на соседних кустовых площадках без поддержания пластового давления (далее - ППД) гравитационным методом. В следствии добычи газа пласт был разряжен, что привело к движению горных пород в определенном интервале под действием аномально низкого пластового давления (далее - АНПД).

При проведении эксплуатации скважин №1, 2, 3 (к примеру) на кустовых площадках №1, 2 были зафиксированы случаи смятия колонны в определенном интервале от 800 до 1200 метров газового пласта ПК1 (песчаный коллектор). На соседних кустах газодобывающая компания из пласта ПК1 производила добычу природного газа без ППД, в связи с чем получили проседание пород в зоне кустовых площадок № 1, 2.

По результатам геолого-технических исследований (далее - ГТИ) установлено, что ранее пластовое давление составляло - 9,8 МПа. Текущее пластовое давление составляет - 1,5-1,9 МПа. Из этого следует, что в зоне кустов № 1,2 имеется разряженный пласт с зоной АНПД, о чем косвенно свидетельствует проседание грунта.

Задача расчета состоит в том, чтобы разработать оптимальную конструкцию для предотвращения смятия колонны на кустах № 1,2 «N» месторождения в зоне АНПД.

Дополнительно необходимо соблюсти мероприятия по креплению обсадных колонн в условия многолетнемерзлых пород (далее - ММП), залегающих в интервале 0-300 метров.

Расчет наружного давления в интервале залегания пород, склонных к текучести проводят по горному давлению:

$$P_{H2} = 10^{-6} \times Y_p \times Z$$

где:

$P_{нз}$ – наружное давление в интервале залегания;

γ_p – плотность горной породы;

Z – глубина залегания пласта.

В проекте, применяемом на аварийных объектах со смятием колонны, расчет наружного избыточного давления выполнен с учетом коэффициента запаса прочности (1,5) – 29,73 МПа.

Изученные материалы говорят о том, что смятию подвержены обсадные колонны диаметром 146 мм с толщинами стенок 7 мм и 7,7 мм группы прочности «Д». В основной массе аварийные скважины построены 1998-2003 годы, одна в 2009 году. Максимальное значение наружного избыточного давления для данного диаметра и группы прочности труб - 26,7 МПа.

Это говорит о том, что подбор обсадной трубы исходя из расчёта горного давления не корректен, даже с учётом 1,5-кратного запаса. И обсадные трубы, выдерживающие избыточное давление 29,73 МПа, вероятно, не предотвратят повторного смятия.

В связи с этим необходимо выбирать обсадные колонны с запасом на максимальное избыточное давление исходя из превышения давления, смявшего 146 мм и 245 мм обсадную колонну, по расчёту: $26,7 * 1,5 = 40,05$ МПа.

Таким образом для перекрытия интервала смятия необходимо рассчитать надёжную конструкцию технической и эксплуатационной колонны для предотвращения смятия.

Для сохранения внутреннего проходного диаметра скважины в тех же пределах необходимо использовать 146 мм обсадную трубу с толщиной стенки 7,7 мм группы прочности «М» с предельным наружным давлением 39,7 МПа по ГОСТ 632-80 (на 2% меньше прочности на смятие по расчётному критерию 40,05 МПа с запасом 1,5).

Для сохранения максимально возможного внутреннего проходного диаметра скважины необходимо использовать 178 мм обсадную трубу с толщиной стенки 9,2 мм группы прочности «Е» с предельным наружным давлением 40 МПа по ГОСТ 632-80.

В интервал смятия также попадает техническая обсадная колонна 245 мм.

Требуемым условиям соответствует обсадная труба 245 мм с толщиной стенки 13,8 мм группы прочности «Л» и предельным наружным давлением 43,4 МПа по ГОСТ 632-80. Но с учётом минимального зазора между внутренним диаметром обсадной колонны и диаметром долота 215,9 мм для бурения секции под следующую обсадную колонну, необходимо использовать 245 мм обсадную трубу с толщиной стенки 12 мм и группой прочности «Р». Для исключения рисков снижения прочности из-за коррозии, необходимо использовать 245 мм обсадные трубы с повышенным сопротивлением к агрессивным средам.

При расчете применения ЭК-178 мм с увеличенной группой прочности, по практическому опыту, получен увеличенный срок эксплуатации, но, также имеются инциденты со смятием данной колонны. Необходимо проработать альтернативный вариант конструкции для предотвращения смятия колонны в зоне пласта ПК-1 удовлетворяющий условиям прохождения инструмента минуя риск его заклинки.

Оптимальным предложением заводов-производителей является использование ОТ с премиальными резьбовыми соединениями ТМК UP CWB со стенкой 17,07 мм и группой прочности K55 (Д). Расчетные характеристики ОТ-273,05x17,07-K55 по наружному давлению составляют 42,1 МПа, что обеспечивает требуемый запас прочности. Внутренний диаметр данной трубы составляет 238,91 мм, что также обеспечивает прохождение долота диаметром 220,7 мм.

В зоне смятия эксплуатационной колонны 178 мм через переводники необходимо включить в конструкцию дополнительную секцию ОТ-ТМК UP CWB – 193,68x12,7-K55 (Д). Расчетные характеристики ОТ-193,68x12,7-K55 по наружному давлению составляют 45,6 МПа, что обеспечивает требуемый запас прочности. Внутренний диаметр данной трубы составляет 168,28 мм. Так же предлагается использовать ОТ-БТС-177,8x9,19-N80 на всем протяжении ЭК вне зоны смятия колонны с внутренним диаметром - 159,42 мм.

Предложения для крепления скважины в зоне ММП.

В мировой практике существуют условно активные и пассивные способы защиты эксплуатационных колонн от смятия и предупреждения растепления ММП вокруг скважин. Наибольшее распространение получили пассивные способы.

Так, на некоторых газоконденсатных месторождениях предупреждение смятия эксплуатационных колонн газовых скважин решается пассивным способом – подбором надежной конструкции скважины. Предупреждение растепления ММП решается также пассивным способом - применением теплоизолированных лифтовых труб типа ЛТТ с коэффициентом теплопроводности изолирующего материала 0,014 Вт/м°С.

Использование указанных способов защиты требует больших капитальных затрат и не всегда полностью достигает поставленных целей.

Оптимальным вариантом преодоления промерзания в сторону эксплуатационной колонны будет вариант увеличения группы прочности ЭК-178 мм для обращения промерзания в сторону менее прочной технической колонны.

В ходе исследования проведен расчет на прочностные характеристики ОТ-Б-244,48x8,94-N80 (Е) и ОТ-Б-177,8x9,19-Р110 (М) при котором характеристики ЭК-178 мм превышают характеристики ТК-245 мм, что обеспечивает надежную и безопасную эксплуатацию ЭК-178 мм.

На рисунке №1 представлена надежная и безопасная конструкция скважины с применением толстостенных обсадных труб диаметром 273 мм и 194 мм.

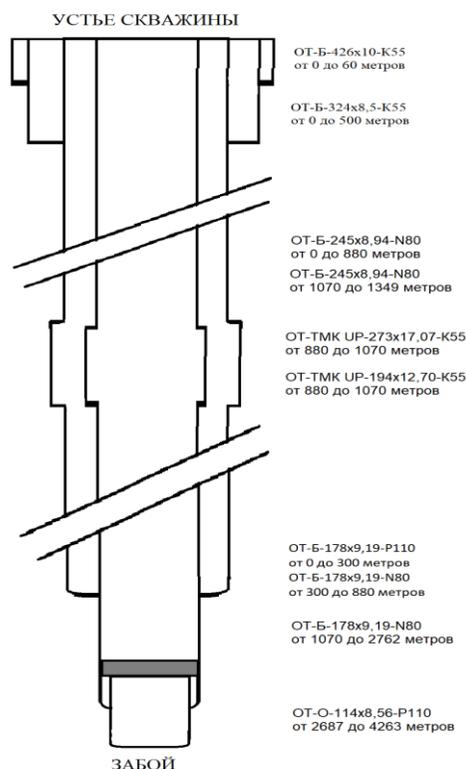


Рисунок № 1 – Конструкция скважины

Выводы

1. Для предупреждения обратного промерзания выбрана оптимальная конструкция эксплуатационной колонны 178 мм с применением группы прочности P110 (M), обеспечивающая необходимый запас прочности для обращения промерзания в сторону технической колонны 245 мм.
2. Проведен расчет конструкции скважины с применением толстостенных обсадных труб технической колонны 273 мм и эксплуатационной колонны 194 мм в зоне АНПД. Данное инженерное решение обеспечивает необходимый запас прочности обсадных колонн для предупреждения их смятия горными породами в зоне пласта ПК1.
3. Предложенная конструкция имеет достаточный запас прочности по обсадным колоннам для надежной и безопасной эксплуатации скважины в течение всего срока её службы.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 34380-2017 (ISO 10405:2000). Трубы обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Рекомендации по эксплуатации и обслуживанию. введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 марта 2018 г. N 112-ст.
2. ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия. Утвержден и введен в действие постановлением Государственного комитета по стандартам от 5 июня 1980 г. N 2578.

ПРИМЕНЕНИЕ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА
С ТВЕРДОСПЛАВНЫМИ НАПЛАВКАМИ (ХАРДБЕНДИНГ)

А.Г. Бочкарев

СамГТУ, г. Самара, Россия

e-mail: bag.67@mail.ru

Аннотация. Цель статьи – раскрыть более подробно проблематику и решение преждевременного вывода из эксплуатации бурильного инструмента по причине износа замковых соединений. В статье рассматриваются следующие темы: актуальность и необходимость повышения ресурса бурильного инструмента, преимущества хардбендинга (твердосплавного покрытия на замке бурильной трубы), технология нанесения хардбендинга, существующие недостатки хардбендинга, примеры научных испытаний хардбендинга, экономический эффект. В результате определена целесообразность применения бурильных труб с хардбендингом при производстве работ по бурению сложных или глубоких скважин, в связи с увеличением ресурса бурильных труб и уменьшения экономических затрат по бурению скважин.

Ключевые слова: бурение скважин, бурильные трубы, износ замков, твердосплавное покрытие, хардбендинг.

Ни для кого не секрет, что строительство скважины процесс трудоемкий и достаточно дорогостоящий. В бурение приходят новые технологии, ухудшаются условия, в которых работают бурильные трубы в связи с ухудшением геологических условий новых месторождений, непрерывно увеличивается доля роторного бурения, практически ежегодно увеличивается скорость бурения. По мере того, как добраться до месторождений нефти становится все труднее, бурение в России, как и в остальном мире, будет становится все более сложным. Поэтому можно ожидать увеличение скважин с большим отходом от вертикали, увеличивается процент горизонтальных скважин, морского бурения и бурения в условиях Арктики. В таких условиях стандартная конструкция бурильных труб по ГОСТ начинает уступать в ресурсе эксплуатации для осложненных условий, в прочности по замковому соединению, в ресурсе ремонтпригодности. Из этого следует, что буровым подрядчикам необходимо находить пути снижения затрат на строительство скважин. Одним из таких путей является защита бурильного инструмента, бурового оборудования и повышение его износостойкости. И в самом деле в конструкции бурильных труб есть существенные ресурсы повышения их эксплуатационной надежности и прочности. И этим необходимым ресурсом является нанесение твердосплавного покрытия на замки бурильных труб – хардбендинг.

До 1990 г. в России для производства работ по бурению скважин в основном применялись алюминиевые бурильные трубы (АБТ). При этом на регулярной основе производилось нанесение первичного покрытия на АБТ и на небольшое количество стальных бурильных труб (СБТ) карбида вольфрама после изготовления. Трубы с хардбендингом, состоящие из сплава с низким коэффициентом износа обсадных колонн появились в начале 1990 г., что совпало с периодом сокращением объемов добычи нефти. Последний факт повлек за собой уменьшение уровня интереса к более прогрессивным способам производства работ по бурению скважин и в том

числе в использовании новых материалов для твердосплавного покрытия. Также это обуславливается спецификой бурения в России, где применяются забойные двигатели совместно с вращением бурильной колонны.

Технология твердосплавных наплавов существует уже более 60 лет, но многим компаниям, работающим в буровой промышленности, преимущества ее использования все еще неизвестны. Вместо того, чтобы продлить срок службы бурильных замков при помощи твердосплавных наплавов, некоторые компании просто заменяют бурильные трубы по завершении срока эксплуатации бурильных замков. На протяжении многих лет твердосплавные наплавки рассматривались как источники расходов на техническое обслуживание, которых по возможности необходимо избегать. Даже в случае применения твердосплавных наплавов на новых бурильных трубах в целях предотвращения износа некоторые компании считают их источником дополнительных издержек, необходимость в которых отсутствует до тех пор, пока они не станут бывшими в эксплуатации. Сейчас же для буровых компаний стало очевидным, что твердосплавные наплавки могут сэкономить им миллионы рублей.

В первую очередь это касается роторного способа бурения в твердых геологических образованиях. Но существуют и другие более конкретные случаи, когда имеется высокая необходимость в твердосплавных наплавках. Например, для при высокой частоте вращения бурильной колонны. В данном случае, чем выше частота вращения, тем более быстро изнашиваются замковые соединения бурильных труб. При частоте вращения бурильной колонны 180 об/мин, хардбендинг просто необходим.

Также хардбендинг уменьшает износ обсадной колонны, это еще одно «за», чтобы рекомендовать его. Твердосплавные наплавки тесно связаны с буровыми работами при добыче нефти и газа.

С тех пор, особенно в последние годы, положение дел изменилось, поскольку в России осознали преимущества современных твердосплавных наплавов, обладающих низким коэффициентом износа обсадных труб. Однако в настоящее время метод хардбендинг завоевывает свое место на рынке России. Поскольку объемы буровых работ растут, растет и потребность в твердосплавных наплавках.

Защита бурильной трубы от износа и продление срока ее службы:

1. Износ приводит к уменьшению наружного диаметра замков.
2. Износ наружного диаметра приводит к снижению прочности при изгибе и кручении.
3. Износ приводит к снижению усталостной стойкости.
4. Износ приводит к появлению термических трещин на замках.
5. Износ наружного диаметра бурильных замков – основной фактор, который влияет на сокращение сопротивляемости разрушению их в процессе бурения.
6. Более 60% труб отбраковывается по причине износа наружного диаметра замка, при этом остальные параметры трубы соответствуют допустимым нормам.
7. Учитывая, что современные высокопрочные бурильные трубы имеют высокую стоимость, потери компаний от отбраковки могут составлять десятки миллионов рублей.

Уменьшение износа обсадной колонны:

1. Износ стенки обсадной трубы уменьшает ее сопротивлению смятию и сопротивлению разрушению от внутреннего давления в скважине.

2. Износ стенки обсадной трубы влияет на качество и безопасность последующего бурения, освоения скважины и эксплуатационных работ, может привести к повреждениям обсадной колонны, деформации и утечкам, иногда приводит к полной остановке скважины.

3. Буровые замки без хардбендинг или с наплавкой вольфрама не выполняют функции защиты обсадной колонны, не могут предотвратить износ стенки обсадной колонны.

Есть много факторов, способных привести к повреждению обсадной колонны, для устранения которых потребуется много времени и экономических ресурсов. С другой стороны наружный диаметр замка бурильной трубы тоже имеет предельные допуски износа за границами которого неизбежно будет развиваться снижение допустимых эксплуатационных нагрузок.

Сортамент бурильных труб с хардбендингом:

1. Хардбендинг применим для бурильных труб всех групп прочности
2. Хардбендинг наносится на замки бурильных труб, изготовленных по ГОСТ Р 54383-2011, по ГОСТ Р 50278-92, по заводским техническим условиям отечественных трубных заводов, а также на замки бурильных труб, изготовленных по APISpec 5DP
3. Хардбендинг допускается наносить на бурильные трубы с различными типами замковых соединений, в том числе и на БТ с двухупорными замками
4. Хардбендинг допускается наносить на бурильные трубы в хладостойком исполнении и БТ, предназначенные для работы в сероводородосодержащих средах
5. Типоразмеры труб, подлежащие нанесению хардбендинг: наружный диаметр тела трубы от 60 до 168мм, длина до 12м, наружный диаметр приварных замков согласно документации на бурильные трубы
6. Хардбендинг наносится на высаженные части толстостенных бурильных труб, в зоне замковых соединений ТБТ и УБТ всех типоразмеров. Хардбендинг также наносится и на центральную высадку ТБТ и УБТ.
7. Хардбендинг возможно наносить на замки бурильных труб до их приварки к трубам.

Возможности для нанесения хардбендинг:

1. Стационарный вариант (нанесение на заводе-изготовителе в г. Невьянск);
2. Мобильный вариант (нанесение на территории Заказчика).

Технологически процесс нанесения износостойкого сплава не сложен — достаточно иметь надежное сварочное и токарное оборудование, более-менее толковый персонал и, пожалуй, самое важное, качественную наплавочную проволоку, определенного хим. состава, способную сформировать «правильную» микроструктуру сплава.

Подготовка и очистка области для нанесения твердосплавного покрытия должны выполняться тщательно для обеспечения отсутствия на привариваемой поверхности загрязняющих и инородных веществ, таких как ржавчина, грязь, смазки, нефть, краски или защитные покрытия труб. Использование болгарки с круглыми металлическим щетками обычно позволяет достичь требуемой чистоты привариваемой поверхности. После зачистки необходимо визуально проконтролировать чистоту поверхности наружного диаметра бурильного замка.

При выполнении предварительного нагрева рекомендуется измерять температуру предварительного нагрева цифровым электронным пирометром.

Прогрев достигается постоянным воздействием источника тепла на бурильный замок, желательно в процессе вращения для равномерного распределения тепла в области бурильного замка по всей его толщине, а не только на его поверхности. Достаточная степень прогрева определяется удалением источника тепла от бурильного замка и замером температуры. После измерения температуры необходимо немедленно обернуть замок термоизоляционным материалом или футляром и оставить его в таком положении на 3 минуты. Затем снять термоизоляционный материал или футляр и снова произвести замер температуры. Если температура упала больше чем на 50°F (10°C) – прогрев замка не был достигнут.

Сразу же по завершении наплавки необходимо произвести медленное охлаждение бурильного замка. Каждый бурильный замок необходимо обернуть термоизоляционным материалом или футляром и выдерживать в таком положении до его остывания ниже 150°F (66°C).

Высота твердосплавного покрытия: Высота нанесенного твердосплавного покрытия должна составлять 3-4/32” (2,37-3,17 мм). Рекомендуется наносить покрытие шириной 3-4” (~76-101 мм) на муфтовый конец бурильного замка и шириной 2 дюйма (50 мм) на ниппельный конец замка.

Виды дефектов хардбендинга:

Скалывание: получив достаточную нагрузку или ударное воздействие, тепловые трещины вызовут скалывание, которое может привести к дорогостоящим простоям и потере прибыли. Это становится предметом сильного беспокойства, особенно в виду того, что глубина бурения увеличивается и чаще используется наклонное бурение.

Термическое растрескивание: Термические трещины довольно редко встречаются на уже бывших в эксплуатации твердосплавных покрытиях. Некоторые операторы по наплавке покрытий и инспекторы могут не осознавать, какой разрушительный эффект этот вид трещин может оказывать при попытке наплавки нового слоя твердосплавного материала на имеющееся изношенное твердосплавное покрытие с термическими трещинами. Термические трещины являются результатом высоких осевых нагрузок на область твердосплавного покрытия при бурении. Большое количество трения и тепла в течение продолжительного периода приводит к тому, что в зоне напряжений развиваются небольшие трещины, обычно продольные, по всей поверхности твердосплавного слоя.

Пористость: При диагностике пористости для определения удовлетворительности состояния покрытия или его отбраковки решение должно приниматься на основе общего качества выполненной работы и состояния зоны твердосплавного покрытия. Пористость может образовываться в виде сконцентрированной в одном месте группы ямок, непрерывная “полоса” ямок, отдельная ямка или микроотверстие в виде мини-раковины.

Поверхностное отслаивание: Возникает в тех случаях, когда твердосплавный слой отделяется от основного металла по линии сплавления. Поверхностное отслаивание наплавленного валика или твердосплавного слоя считается основанием для отбраковки.

Защищающие Колонну продукты, что имеют обозначение «NC» в конце названия, являются не склонными к растрескиванию, в то время как те продукты, которые образуют тепловые разгрузочные трещины, не имеют обозначения «NC».

Научные исследования.

В качестве примера с научно обоснованными результатами измерений можно привести работы, имевшие место в 2005 г., в ходе которых компания Weatherford поставила компании Chevron бурильную колонну с применением наплавки Arnco 300XT для проекта Captain Drilling Campaign, осуществляемого Chevron. При помощи аналитического подхода Weatherford оценила, что новые меры по контролю качества с применением Arnco 300XT для всех бурильных замков позволили сэкономить 3 млн. долларов США. (Детали проекта – местоположение: британский шельф Северного моря, количество скважин: 6, породы: высоко абразивные неуплотненные пески, размеры скважины: 12-1/4 дюйма, угол: макс. 90°, обсадные трубы: 9-5/8 L80, длина в футах: 27 771, ротационных часов: 461,3).

Защита замков бурильной трубы от износа.

Одной из распространённых причин вывода из эксплуатации бурильной трубы является износ наружного диаметра замка по причине влияния абразивного износа или коррозии. Твердость наплавки и ее противоизносные свойства зависят напрямую от состава сверхтвёрдых частиц в металле (боридов, карбидов и т.п.) и их характеристик. Состав матрицы, которая обладает свойствами удерживать сверхтвёрдые частицы, определяет стойкость к коррозии. При проведении теста на износ материала замка в открытом стволе скважины в течении 8 часов износ составил 0,123 дюйма. При проведении этого же теста, но с замком с нанесенным на нем твердосплавным покрытием OTW-13CF, износ составил всего лишь 0,047 дюйма, что на 62% меньше. Как следствие, продолжительность эксплуатации бурильной трубы увеличивается на 62%.

Снижение износа обсадной колонны.

Вышеприведенным пример наиболее актуален для буровых компаний, к собственности которых относится бурильный инструмент. Но хардбендинг также интересен и добывающим организациям, которые в свою очередь заинтересованы в длительном сроки эксплуатации обсадной колонны. В процессе бурения скважины происходит трение между замками бурильной колонны и уже спущенными обсадными трубами, которое сопровождается сильным давлением. Особенно сильное давление достигается в интервале набора угла или поворотах ствола скважины, что в итоге может привести к критичному истиранию или полному разрушению обсадной трубы. Можно подумать, что нет никакой разницы между воздействием на обсадную колонну твердой наплавкой или непосредственно замком бурильной трубы, однако это не так. Совсем наоборот, твердые наплавки снижают коэффициент трения, уменьшая износ и снижают крутящий момент.

Испытания на износ колонны.

Испытание заключается во вращении замка с нанесенной твердосплавной наплавкой на скорости 155 оборотов в минуту, в колонне N80 с нагрузкой бокового давления 3000 фунтов в течение 8 часов. Время от времени, испытание прерывается, и измеряется конфигурация следа износа. В конце восьмичасового испытания, данные наносятся на график, и выводится кривая. Другим является процент износа

колонны за 8 часов. И снова, желательны низкие показатели. Следующая [проблема] – это процент износа крепления скважины за 8 часов. Здесь также желательны более низкие величины. Другой пример – количество оборотов, необходимых для удаления 12,5% крепления. Это иногда называют глубиной износа на 87,5%. Здесь необходимы более высокие показатели.

На сегодняшний день существуют отраслевые стандарты по испытаниям замеров коэффициента износа обсадных колонн для различных сплавов хардбендинга, проводимые по стандарту API T95. Для проведения таких испытаний на специальных стендах воссоздают внутрискважинные условия и прикладывают усилия боковой нагрузки в размере 3000 фунтов (1362 кг). Проводимые испытания на регулярной основе доказывают, что износ обсадной колонны при использовании бурильных труб с наплавками уменьшается на 50%. Развитие индустрии позволило разработать специальный химический состав наплавки, который уменьшает коэффициент трения. Стоит заметить, что раньше при использовании карбидовольфрамовых сплавов износ обсадных колонн все-таки оставался значительным.

Согласно проведенным исследованиям (тест T-95 Мор) в ООО «Мессер Эвтектик Кастолин» зафиксирован идентичный результат износа обсадной колонны. При продолжительности испытания в 8 часов достигнуты следующие результаты:

- при воздействии на обсадную колонну замком бурильной трубы, изготовленной из стали 4145, не имеющий твердую наплавку, износ обсадной колонны составил 13,57%;

- при воздействии на обсадную колонну замком бурильной трубы, имеющий твердую наплавку из проволоки OTW-13CF, износ обсадной колонны составил 6,53%.

Износ обсадной колонны при использовании твердой наплавки уменьшился на 51%.

Преимущества.

Преимущества для буровых подрядчиков и операторов включают снижение непроизводительных затрат времени и повышение эффективности параметров режима бурения. Использование улучшенных труб позволяет экономить время и деньги.

Как и многие другие решения при производстве работ по бурению нефтяных и газовых скважин, в долгосрочной перспективе твердые наплавки имеют ощутимую выгоду с экономической стороны как для буровых организаций, так и для добывающих. Выгода для добывающих организаций состоит в уменьшении рисков критического износа обсадной колонны с последующей ее разрушением.

Применение бурильных труб с твердосплавными наплавками обеспечивает буровым организациям увеличение срока эксплуатации уже имеющегося парка бурильного инструмента и финансовую экономию при покупке нового оборудования. Применение хардбендинга с целью защиты как самих бурильных труб, так и обсадных колонн широко распространено в зарубежных нефтяных компаниях и является обязательным условием при планировании буровых работ.

Стоит повториться об обеспечении значительного экономического эффекта для всей нефтяной отрасли в целом при применении бурильных труб с хардбендингом. Раньше, когда бурение скважин было более «простым» и преимущественно бурились только вертикальные скважины, износ обсадных колонн был незначительным. Сегодня, когда бурение скважин становится более сложным,

увеличиваются глубины бурения, на регулярной основе применяется направленное бурение, износ обсадных колонн стал одним из важных факторов при производстве работ. Ни какому оператору не выгодно, чтобы в обсадной трубе рано или поздно образовалась дыра от трения замка бурильной трубы. Если этого можно избежать всего лишь нанесением твердосплавной наплавки.

Многие организации по всей стране на сегодняшний день уже открыли для себя все преимущества этого решения, что позволяет значительно повысить эффективность бурения. Из неочевидных, но логичных преимуществ, это снижение энергозатрат, необходимых для вращения бурильной колонны в скважине, в связи с уменьшением силы трения.

Включение защитных армирующих поясков в закупочную спецификацию позволит предотвратить преждевременный перевод труб в более низкую категорию или их вывод из эксплуатации из-за износа бурильных замков по наружному диаметру. При правильном обслуживании, включающем техническое освидетельствование в промысловых условиях, и, при необходимости, восстановительную наплавку армирующих поясков, бурильный инструмент вообще никогда не будет переводиться в более низкую категорию или выводиться из эксплуатации по причине износа замков по диаметру или толщине стенки. Более длительная эксплуатация труб и соответствующее снижение затрат в долгосрочном плане могут быть достигнуты только в случае восстановления армирующего покрытия после его износа.

В общем, использование качественных, специально разработанных материалов позволяет не только наплавить слой износостойкого материала, но и получить больше, чем просто защиту замка бурильной трубы, а именно:

1. Снизить вращающий момент бурильной колонны (за счет низкого коэффициента трения и оптимальных фрикционных свойств наплавки);
2. Снизить общее энергопотребления буровой установки (за счет снижения вращательного момента бурильной колонны);
3. Предотвратить истирание обсадной колонны замками бурильных труб;
4. Осуществлять наплавку на месте проведения работ;
5. Повторно наплавлять проволоку на замок, без удаления старого износостойкого слоя.

Недостатки:

Но как обычно, не все так просто. И в таком виде бы исключительно выгодном способе, как использовании бурильного инструмента, с нанесенным на него хардбендингом, есть свои сложности и, можно сказать, недостатки, но которые с легкостью можно избежать.

При выборе твердосплавного покрытия необходимо выбирать именно 100% нерастрескивающееся покрытие, а не «устойчивое к растрескиванию». Стоит заметить, что это не одно и то же.

Некоторые представленные на рынке материалы при первичной наплавке образуют нерастрескивающееся покрытие, но в дальнейшем, после выполнения восстанавливающей наплавки, при которой химический состав армирующего покрытия меньше подвержен разбавлению основным металлом бурильного замка, такое покрытие может начать разрушаться

При работе в таких скважинах традиционные твердосплавные покрытия, подверженные растрескиванию, зачастую демонстрируют отслоения и сколы,

вызываемые проникновением агрессивных веществ или абразивных материалов внутрь трещины или под неё. В результате приходится преждевременно изымать БТ из эксплуатации для ремонта поврежденного покрытия и наплавки нового, что ведет к дополнительному увеличению затрат на бурение.

Сегодня многие производители, от Китая до США, предлагают проволоку, после нанесения которой получается (правда по их заверениям) 100% нарастрескивающееся покрытие, которое к тому же не изнашивает обсадную колонну. Однако, посмотрев даже не вооруженным глазом на полученное покрытие, можно увидеть одну трещинку, две трещинки, три трещинки... много трещинок, которые, в свою очередь, в условиях бурения скважины, циркуляции бурового раствора, влияния агрессивной среды приводят к отрыву износостойкого сплава, а это уже абразивные частицы в стволе скважины.

Экономический эффект от применения БТ с хардбендингом:

1. Продление срока эксплуатации бурильной трубы до 3 раз;
2. Уменьшение износа замка на 6-15% в зависимости от типа применяемого хардбендинга;
3. Снижение износа стенки обсадной трубы на 14-20% по сравнению с воздействием от незащищённого замка;
4. Уменьшение потерь на трение в скважине;
5. Уменьшение необходимого момента вращения ротора, и значит снижение энергозатрат;
6. Увеличение производительности бурения;
7. Уменьшение сроков бурения;
8. Снижение аварийности бурильной и обсадной колонн при строительстве скважины.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ, ВЫВОДЫ.

Включение защитных армирующих поясков в закупочную спецификацию позволит предотвратить преждевременный перевод труб в более низкую категорию или их вывод из эксплуатации из-за износа бурильных замков по наружному диаметру. При правильном обслуживании, включающем техническое освидетельствование в промышленных условиях, и, при необходимости, восстановительную наплавку армирующих поясков, бурильный инструмент вообще никогда не будет переводиться в более низкую категорию или выводиться из эксплуатации по причине износа замков по диаметру или толщине стенки. Более длительная эксплуатация труб и соответствующее снижение затрат в долгосрочном плане могут быть достигнуты только в случае восстановления армирующего покрытия после его износа.

Конечно, всему есть предел и, скажем, применение износостойкого сплава на замках бурильных труб при бурении условно вертикальных скважин небольших глубин, при бурении с использованием гидравлических забойных двигателей нецелесообразно. Но если планируется бурение глубоких скважин, со значительным отклонением от вертикали, с применением верхнего силового привода и с использованием бурильных труб с премиальными соединениями, то защита инструмента просто необходима.

На сегодняшний день резко возрос спрос нефтяных организаций на армирующие пояски, в связи с бурением более сложных скважин, а именно увеличением нагрузок, сил трения и истирающих нагрузок.

ЛИТЕРАТУРА

1. Масленников И.К. Буровой инструмент
2. Техническое руководство ARNCO по наплавке твердосплавных покрытий
3. <http://burneft.ru>
4. <http://www.castolin-eutectic-oiltec.com>
5. <http://www.temerso.ru>
6. <http://www.oilforum.ru>
7. Рожнов М.И. Защита от износа замков буровых труб по технологии Хардбандинг(Hardbanding) от Castolin Eutectic. Бурение и нефть. 2021. № 10. С. 56-58
8. Сварка замков бурильных труб - Проф Бур;
<https://izhprofibur.ru/modeli/svarka-zamkov-burilnyh-trub.html>
9. Решения по твердосплавной наплавке – PDF;
<http://docplayer.ru/43904603-Resheniya-po-tverdospлавной-naplavke.html>

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

О.А. Нечаева, Н.И. Силивончик

*СамГТУ, г. Самара, Россия
e-mail: indigo90@mail.ru*

Аннотация. Рассмотрены технологические подходы для решения проблем устойчивости ствола скважин. Проведен анализ литературы по проблеме исследования и анализ способов бурения. Была разработана новая компоновка низа обсадной колонны, которая сможет извлекаться полностью.

Ключевые слова: поглощения бурового раствора, осыпи и обвалы горных пород, осложнения в бурении, сложные горно-геологические условия бурения, раствор на углеводородной основе, оборудование для локального крепления скважин, бурение на обсадной колонне, бурение на хвостовике, компоновка низа обсадной колонны, малогабаритная телеметрическая система, малогабаритный забойный двигатель, извлекаемая компоновка для бурения на обсадной колонне.

В процессе применения стандартных технологий бурения возникает существенное противоречие: повышение плотности бурового раствора, необходимое для поддержания устойчивости ствола скважины, приводит к его поглощению пластом, тогда как снижение плотности, направленное на предотвращение поглощения, вызывает дестабилизацию стенок и их разрушение. Данные осложнения значительно увеличивают временные затраты на непроизводительные операции, что существенно снижает эффективность буровых работ. Поиск оптимального решения этой технологической дилеммы остается актуальной задачей современного бурения.

Целью работы является сокращение затрат на строительство горизонтальных скважин на месторождения при помощи внедрения технологических инноваций для бурения в условиях поглощений и осыпей и обвалов.

В результате проведенного исследования современных научных публикаций установлено, что при комплексном проявлении таких осложняющих факторов, как неустойчивость стенок скважины, вероятность прихватоопасных ситуаций и поглощение технологических жидкостей, существует ряд инновационных методологических подходов. К ним относятся применение углеводородных дисперсионных сред в качестве основы буровых растворов, использование технологии частичного укрепления проблемных зон расширяемыми металлическими профилями, а также реализация концепции одновременного бурения и крепления скважины посредством обсадных труб. Эволюция данных технических решений привела к формированию комплекса высокоэффективных методов, направленных на интенсификацию процесса строительства скважин в интервалах со сложными горно-геологическими условиями. В рамках исследования была проведена сравнительная оценка технико-экономических показателей представленных технологий применительно к условиям разработки на различных месторождениях с целью определения оптимального варианта.

Исследование методов бурения с использованием растворов на углеводородной основе (РУО) в сложных геологических условиях демонстрирует двойственный результат. С одной стороны, данные составы успешно предотвращают дестабилизацию стенок скважины, однако не обеспечивают защиту от поглощений бурового раствора. Существенными недостатками РУО также являются их высокая стоимость и неблагоприятное воздействие на окружающую среду. [6].

Применение профильных перекрывателей для точечного укрепления проблемных зон показывает высокую результативность при критических потерях циркуляции. Однако необходимость проведения множественных спуско-подъемных операций на значительных глубинах существенно увеличивает временные затраты, что может привести к снижению экономической эффективности проекта строительства скважины в целом. [4].

В контексте разработки месторождений представляется целесообразным внедрение инновационного метода одновременного бурения и обсаживания скважины. Актуальной задачей является создание рентабельного технологического решения для направленного бурения с использованием обсадных труб номинальным диаметром 127 миллиметров.

В современной практике направленного бурения с использованием обсадных колонн применяются специализированные извлекаемые комплексы оборудования. Основными элементами таких комплексов являются системы телеметрии, погружные силовые агрегаты и вспомогательные технические средства.

Инновационные технологические решения предусматривают возможность демонтажа комплекса подземного оборудования посредством его извлечения через внутреннее пространство обсадной колонны с применением колонны бурильных труб после завершения процесса бурения.

Тем не менее, существующие технические ограничения, связанные с габаритными характеристиками силовых агрегатов и буровых наконечников, делают невозможным применение управляемых извлекаемых систем при использовании обсадных колонн диаметром 146 мм и менее. Данное технологическое ограничение

особенно актуально при проведении буровых работ в условиях нефтегазовой отрасли России.

Специалистами была разработана система направленного бурения на обсадных трубах хвостовика диаметром 127 мм с оставлением компоновки на забое. Это позволяет сразу после спуска начать цементирование обсадной колонны [1].



Рисунок 1. Неизвлекаемая управляемая компоновка для бурения на «хвостовике»

К существенным недостаткам технологии можно отнести тот факт, что дорогостоящее оборудование остаётся на забое. Специалистами была разработана система направленного бурения на обсадных трубах хвостовика с извлечением телесистемы. [2], [5].

Извлечение телеметрической системы снижает затраты на бурение по сравнению с ранее рассмотренной технологией. Но на забое остаётся винтовой забойный двигатель, что также существенно влияет на стоимость бурения. Необходима разработка технологической схемы компоновки низа буровой

колонны, которая позволит извлекать не только телеметрическую систему, но и винтовой забойный двигатель.



Рисунок 0. Схема системы для направленного бурения на 127 мм хвостовике с извлекаемой телесистемой

Было рассмотрено для использования малогабаритное оборудование, которое сможет при извлечении пройти внутри хвостовика. Такое оборудование используется при бурении удлинений из старых горизонтальных стволов скважин. [3].

В результате анализа существующих решений была предложена следующая компоновка низа обсадной колонны, которая сможет извлекаться полностью:

- четырёх-лопастное долото PDC диаметром 92 мм, обеспечивающее высокую механическую скорость;
- винтовой забойный двигатель диаметром 76 мм с углом перекоса для изменения направления бурения;
- систему направленного бурения с беспроводным электромагнитным каналом связи для контроля траектории;
- расширитель для совместной работы с долотом и увеличения диаметра ствола скважины;

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

- внутрискважинный инструмент для фиксации КНБК в обсадной колонне (профильной муфте), который передает крутящий момент и нагрузку на КНБК.



Рисунок 3. Схема компоновки обсадной колонны

Извлечение компоновки по окончании бурения предлагается осуществлять при помощи колтнубинговой трубы.

Предложенная технологическая концепция обеспечит экономически эффективное и безаварийное бурение латеральных стволов на территории нефтегазоносного участка. Однако для окончательного утверждения представленной компоновки технических средств требуется проведение опытно-промышленных работ в полевых условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ЭГЭБ-2 ЗСФ ООО «БКЕ», ЗАО «Ванкорнефть». Индивидуальная Программа (проект) Буровых Работ: Ванкорское м/р Скв.600, куст 19 наклонно-направленная скважина. 2011. 44 с.
2. Коллектив авторов. Справочник бурового мастера\ Под общей редакцией В.П. Овчинникова, С.И. Грачёва, А.А. Фролова. Учебно-практическое пособие в 2-х томах. «Инфра-Инженерия», 2006. 608 с.
3. Крысин Н.И., Крапивина Т. Н. Повышение скоростей бурения и дебитов скважин разработкой и совершенствованием составов буровых растворов, технологий и технических средств первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов Пермь. Пермь: ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и Пермский национальный исслед. политехн. ун-т, 2016. 463 с.
4. Заливин В. Г., Вахромеев А. Г. Аварийные ситуации в бурении на нефть и газ: Учебное пособие. Москва: Инфра-Инженерия, 2018. 508 с.
5. Билецкий М. Т., Касенов А. К., Ратов Б. Т., Жанабаев Т. А., Утепов З. Г. Результаты исследований по совершенствованию рецептур ингибирующих буровых растворов // Новости науки Казахстана, № 3 (125), 2015. С. 36-51.
6. Бержец М. С., Мазыкин С. В., Саморуков Д. В., Полишученко В. П., Мнацаканов В. А., Беленко Е. В., Усынин А. Ф. Буровые растворы СЦ СБМ для сложных горно-геологических условий // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков, № 2, 2010. С. 32-34.

ТИПЫ ХИМИЧЕСКОЙ КОРРОЗИИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ
ПРИ КРЕПЛЕНИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

О.В. Томазова¹, Ю.А. Агеева², Н.А. Коновалов³

1 – доцент кафедры «БНГС», 2 – старший преподаватель кафедры «БНГС»

3 – магистрант кафедры «БНГС»

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

e-mail: bngs@samgtu.ru

Аннотация. В статье рассматриваются основные типы химической коррозии. Показано, что этот тип коррозии происходит из-за химического взаимодействия составляющих элементов цементного камня и окружающей среды. Приведены основные способы борьбы с химической коррозией.

Ключевые слова: крепление скважин, цементирование, цементный камень, коррозия I типа, коррозия II типа (магнезиальная, кислотная), коррозия III типа (сульфоалюминатная).

TYPES OF CHEMICAL CORROSION OF CEMENT STONE DURING
THE FASTENING OF OIL WELLS

Annotation. The article discusses the main types of chemical corrosion. It is shown that this type of corrosion occurs due to the chemical interaction of the constituent elements of the cement stone and the environment. The main methods of combating chemical corrosion are given.

Keywords: well fastening, cementing, cement stone, type I corrosion, type II corrosion (magnesian, acidic), type III corrosion (sulfoaluminate).

Основной задачей цементирования затрубного пространства является создание условий для стабилизации и герметичности скважины, формирования надежного барьера между толщами горной породы и стволом, важность которого особенно велика при работе в сложных геологических условиях. Поэтому качеству цементирования всегда должно уделяться особое внимание [1].

Для того, чтобы обнаруживать возможные дефекты в цементном камне еще на ранней стадии перед сдачей объекта в эксплуатацию сразу по окончании цементирования осуществляются испытания его проницаемости и прочности. Срок службы камня во многом зависит такого фактора как коррозия, которая подразумевает степень его разрушения вследствие отрицательного внешнего влияния [2].

Природа коррозии заключается в негативном влиянии на состояние камня агрессивных сред, в первую очередь таких жидкостей и газов как гидроалюминат кальция $3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ и гидроксид кальция $\text{Ca}(\text{OH})_2$. Согласно классификации, предложенной автором Москвиным В.М., существует три типа причин данного явления.

1. Разрушение, растворение составных частей цементного камня, вымывание $\text{Ca}(\text{OH})_2$ - I вид коррозии [3].

Суть подобной коррозии состоит в воздействии пластовых вод с небольшим содержанием растворимых элементов на камень, которое вызывает выщелачивание

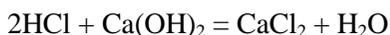
гидроксида кальция. В случае сокращения его концентрации в поровой жидкости до уровня ниже, чем 1,1 г/л происходит процесс разложения гидросиликатов кальция. Степень вымывания $\text{Ca}(\text{OH})_2$ на уровне от 15 до 30 % является причиной ухудшения прочностных характеристик цементного камня в пределах от 40 до 50%. Характерным признаком протекания данного явления является наличие на его поверхности налета белого цвета.

Противодействие коррозии данного типа заключается в применении следующих способов: добавление специальных минеральных веществ, которые способны связать в цементе $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и довести его до нерастворимого состояния; регулирование до уровня не более 50% концентрации C_3S (трехкальциевого силиката); покрытие поверхности камня специальными веществами (диоксид углерода CO_2 и др.), способными создать на ней при взаимодействии с воздухом нерастворимую защитную пленку из карбоната кальция.

2. Вымывание легкорастворимых солей, образованных при реакции $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и разных составляющих цементного камня с агрессивными средами - II вид коррозии [3].

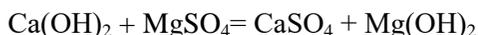
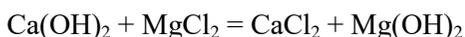
Коррозия данного типа бывает магниальной и кислотной.

Кислотная заключается в том, что в камне, контактирующем с кислой средой, вступающая в химическую реакцию щелочь сразу данную кислоту нейтрализует:



Данная реакция приводит к расходу $\text{Ca}(\text{OH})_2$, который имеется в граничных порах камня и образованию термодинамически неустойчивых растворимых веществ, с которыми происходит гидролиз. Процесс повторяется и со следующими порциями $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и кислоты и длится до полного уничтожения гидроксида кальция и, соответственно, разрушения структуры самого камня.

Магниальная происходит под действием одноименных солей, содержащихся в составе пластовых вод, на $\text{Ca}(\text{OH})_2$. Химическая реакция, ведущая к поражению цементного камня, выражается в формулах:



Главное агрессивное воздействие на структуру цементного камня осуществляет катион магния. Агрессивные вещества, взаимодействуя с гидроксидом кальция, выделяют побочные продукты, которые могут как находиться в порах камня после выпадения в осадок, так и вследствие диффузионных процессов перемещаться из него. В результате малорастворимые вещества могут накапливаться и кристаллизоваться, вызывая напряженное состояние, которое может стать причиной негативного изменения внутреннего строения камня.

Предупредить данный вид коррозии можно если при цементировании затрубного пространства применять специальные цементы с коррозионностойкими свойствами. Кроме того, поднять стойкость камня к магниальной коррозии можно за счет внесения в цементный материал добавочных элементов, способных оказать связывающее воздействие на $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и перевести его в нерастворимое состояние. Еще одним способом является лимитирование в материале концентрации C_3S (трехкальциевого силиката) до уровня не более 50%.

3. Образование новых веществ под воздействием протекающих в порах химических реакций, которые обладают объемом большей величины по сравнению с исходными компонентами [3]. В результате в материале происходят внутренние напряжения, ведущие к растрескиванию цементного камня. Это III вид коррозии - сульфоалюминатный.

Коррозия III вида обусловлена воздействием сульфатных грунтовых вод с концентрацией сульфат-ионов свыше 250 мг/л на $3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot 6\text{H}_2\text{O}$ (гидроалюминат кальция), входящий в состав камня. Химическая реакция, протекающая при взаимодействии данных веществ, выражается следующей формулой:



Образовывающийся в порах эттрингит (гидросульфоалюминат кальция) имеет объем, вдвое превышающий исходный. В результате воздействия в порах кристаллизационного давления падает прочность камня, что является причиной его дальнейшего растрескивания.

Чтобы предупредить коррозию III вида используют один из следующих способов: лимитирование концентрации в цементном материале трехкальциевого алюмината до 7-8%, либо применение специализированного сульфатостойкого цемента.

ЛИТЕРАТУРА

1. Анализ существующих нанодобавок, используемых для улучшения механических свойств цементного камня // «Neftegaz.RU» (№4, 2024).
2. Овчинников В.П., Агзамов Ф.А. Глава 10. Тампонажные материалы для крепления скважин. В книге: Технология бурения нефтяных и газовых скважин, учебник для студентов ВУЗов: в 5 томах. Тюмень, 2017. С. 302-354.
3. Коррозия цементного камня [Электронный ресурс] // ООО «Техническая строительная экспертиза»: [сайт]. [2024]. URL: <https://tse.expert/> 5.

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МНОГОСТАДИЙНЫМ
ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ
МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА**

Д.С. Жарков, Г.А. Ковалева

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

Аннотация. В статье рассматривается метод микросейсмического мониторинга (МСМ) при многостадийном гидроразрыве пласта (МГРП) горизонтальных скважин (ГС), актуальные задачи, стоящие перед этим методом. Определены преимущества и недостатки метода.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, многостадийный гидроразрыв пласта, микросейсмический мониторинг

Вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов, сосредоточенных в низкопроницаемых коллекторах, требуют современных методов интенсификации добычи нефти. Поэтому горизонтальные скважины с МГРП играют ключевую роль в разработке трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов нефти и газа. Эффективность их разработки во многом зависит от точности контроля и управления процессом ГРП. От направления трещины зависит и выбор системы заводнения. МСМ зарекомендовал себя как важный инструмент для повышения эффективности таких скважин.

Актуальные задачи, стоящие перед МСМ при МГРП, направлены на повышение точности и надежности данных и интеграцию с другими методами мониторинга – гидродинамическое моделирование для улучшения понимания поведения пласта и геомеханическое моделирование для создания более точных моделей напряжений и деформаций в пласте.

При гидроразрыве в процессе образования и распространения трещины, набивке пропана из-за деформаций пласта происходит излучение энергии в виде упругих колебаний – сейсмических волн, распространяющихся от трещины во всех направлениях. Данные колебания можно зарегистрировать в соседней скважине или на дневной поверхности. В наблюдательной скважине регистрация сигналов микросейсмической эмиссии, возбуждаемой при производстве ГРП, осуществляется посредством установки в скважину гирлянды трехкомпонентных датчиков.

При планировании работ по технологии скважинного микросейсмического мониторинга ГРП предварительно следует оценить следующие факторы:

- Дистанции между зоной ГРП и интервалом регистрации в выделенных наблюдательных скважинах-кандидатах, а дистанции между устьями скважин — наблюдательной и ГРП. Первые должны быть порядка первых сотен метров, вторые — по возможности, максимальными.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Высокий уровень вибрации обсадной колонны. Неблагоприятные условия приема приводят к возникновению резонансных явлений на горизонтальных сейсмоприемниках зонда (особенно на компоненте, поперечной по отношению к прижимному рычагу приемного модуля).

Для слабых микросейсмических сигналов это приводит к существенному искажению азимутов эмиссионных событий и, как следствие, к погрешностям в определении горизонтальных размеров трещинной зоны (из-за «размазывания» роя зарегистрированных микросейсмических источников). Иногда этот негативный фактор вынуждает использовать несколько наблюдательных скважин вместо одиночной, что приводит к удорожанию работ.

- Использование в качестве наблюдательных скважин из старого фонда. Условия установки зонда и приема сейсмических колебаний в таких скважинах обычно неблагоприятные.

Кроме того, в случае наблюдений в эксплуатационных скважинах или в скважинах, где ранее проводилось ГРП, расстояние по сейсмическим лучам обычно существенно больше расстояния по пласту из-за необходимости размещения зонда выше целевого пласта и может достигать более 1 км. В этом случае для локализации глубинных микросейсмических источников необходимо применение специальных методов, обладающих достаточной разрешающей способностью на больших дистанциях.

- Наличие работающих интервалов в наблюдательной скважине. В этих случаях необходимо изолирование работающих интервалов в наблюдательной скважине при помощи установки отсекающего пакера.

- Шумы в соседних скважинах. Необходима приостановка бурения скважин и других шумных работ в окрестности объекта ГРП. Ненадлежащее выполнение этого условия может привести к серьезному осложнению интерпретации данных ПСМ, т.к. изучаемая область может быть сильно маскирована техногенными помехами, например, трубными волнами, вторичными шумовыми источниками, интенсивными гармоническими и другими помехами.

- Влияние между устьями наблюдательной скважины и скважины ГРП. Для ослабления фона помех, связанного с работой тяжелой техники на устье нагнетательной скважины ГРП, необходимо в качестве наблюдательной выбирать скважину, пробуренную из другого куста (если применяется технология кустового бурения). В случае больших удалений по пластопересечению между скважиной ГРП и наблюдательной скважиной часто удается достичь увеличения дистанции работоспособности метода, например, располагая приборы на уровне пласта в окрестности слоев с пониженной скоростью (т.е. в волноводах). Однако, высокая вибрация обсадной колонны в интервале приема вынуждает искать другие интервалы с более благоприятными условиями приема или принимать решение о невозможности высокоточных наблюдений. Последнее равносильно прекращению работ.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Преимущества МСМ:

- **точное определение местоположения и геометрии трещин.** МСМ позволяет с высокой точностью определить положение и размеры трещин, образующихся при ГРП. Это помогает оптимизировать процесс разрыва и улучшить распределение пропанта в пласте.

- **улучшение моделирования и планирования.** Данные МСМ позволяют улучшить геомеханические модели пласта, что способствует более точному планированию будущих операций и повышению общей эффективности месторождения.

- **повышение безопасности.** Мониторинг в реальном времени позволяет оперативно реагировать на возможные нештатные ситуации, такие как неконтролируемое распространение трещин или сброс давления. Это снижает риски для оборудования и персонала.

Недостатки МСМ:

- **ограничения по глубине и условиям пласта.** В некоторых условиях (например, при большой глубине или высокой температуре) микросейсмический мониторинг может быть менее эффективен или требовать дополнительной адаптации оборудования.

- **зависимость от качества данных.** Точность мониторинга напрямую зависит от качества получаемых данных. Низкое качество данных может привести к ошибкам в интерпретации и, как следствие, к неправильным решениям при проведении ГРП.

- **сложность интерпретации данных.** Анализ микросейсмических данных требует высококвалифицированных специалистов и использования сложных программных продуктов. Это может ограничить доступность метода для некоторых операторов.

Микросейсмический мониторинг является мощным инструментом для повышения эффективности горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта для выработки запасов и охвата пласта воздействием. Несмотря на некоторые недостатки, его преимущества, такие как точное определение геометрии трещин и повышение безопасности, делают его незаменимым для современных методов разработки месторождений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Александров С.И., Бандов В.П., Гогоненков Г.Н. Контроль геометрии гидроразрыва пласта при помощи скважинного микросейсмического мониторинга. Технологические риски и факторы успеха // Геофизика. 2010. №1.С. 23–28.

2. Аки, К., Ричардс, П., 1983. Количественная сейсмология: Теория и методы Т. 1. – М.: Мир. – 520 с.
3. Буров Д.И., Кусевич А.В. Практика применения сейсмомониторинга гидроразрыва пласта // Технологии сейсморазведки. 2012. № 1. С. 63–66.
4. Петухов, А.В., 2014. Современные технологии изучения и разработки месторождений в сланцевых формациях и низкопроницаемых коллекторах, межрегиональный научно-технический семинар «Новые технологии поиска и исследований нетрадиционных ресурсов углеводородов», г. Санкт-Петербург, 30.05.2014.
5. Сучков Б.М. Горизонтальные скважины. – Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2006. – 438 с.
6. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин: учеб. пособие / Г.П. Зозуля А.В. Кустышев, И.С. Матиешин, М.Г. Гейхман, Н.В. Инюшин; под ред. Г.П. Зозули. – М.: Академия, 2009. – 176 с.

УДК 662.69

ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ УПСВ ЕКАТЕРИНОВСКАЯ

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

СамГТУ, Самара, Российская Федерация

e-mail: NataliX99@mail.ru

Аннотация. Обоснована необходимость реконструкции Екатериновской УПСВ в связи с увеличением нагрузки в ближайшей перспективе и предложена обновленная технологическая схема установки.

Ключевые слова. УПСВ, реконструкция, схема, установка.

Известно, что Екатериновская УПСВ введена в эксплуатацию в 1992 году и была частично реконструирована в 1998 г., после чего проработала до настоящего времени без существенных изменений [1, 2]. Однако, в ближайшей перспективе ожидается существенное увеличение добычи продукции на Екатериновском месторождении.

Поэтому, представляло интерес проанализировать необходимость реконструкции УПСВ с целью увеличения её пропускной способности.

Екатериновская УПСВ предназначена для сепарации и частичного сброса пластовой воды сырья, поступающего с Екатериновского и Островского месторождений, а также продукции ДНС «Южно-Орловская», с последующей транспортировкой на УПСВ «Козловская».

Производительность установки представлена в табл.1.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица.1

Производительность УПСВ Екатериновская

Параметр	Проект, м ³ /сут	Факт, м ³ /сут
Жидкость	6000	6553
Нефть	2000	1915
Вода	4000	4638

Технологическая схема УПСВ приводится на рис.1.

Пластовая жидкость с Екатериновского и Островского месторождений поступает по двум сборным трубопроводам на узел переключающих задвижек установки. Сюда же по третьему трубопроводу подается пластовая жидкость с ДНС «Южно-Орловская». Затем, жидкость направляется в делитель фаз – емкость Е-1, где происходит разделение пластовой жидкости на нефть и воду. Пластовая вода с емкости Е-1 со следами нефти поступает в отстойники О-1, О-2, а нефть с остаточной водой поступает в емкость Е-2, откуда забирается центробежными насосами Н-3, Н-4 и через оперативный узел учета (УУН-1) откачивается на УПСВ «Козловская».

Сброс газа от предохранительных клапанов направляется на факел Ф-1 (свечу). Выделившийся попутный нефтяной газ из емкостей Е-1, Е-2, О-1, О-2 проходит сепаратор центробежный вихревой СЦВ-8Г и поступает в систему измерения количества газа СИКГ, откуда под собственным давлением транспортируется на КС «Козловская».

Отделившийся в СЦВ-8Г конденсат периодически сбрасывается в дренажную емкость ДЕ-1.

В поток нефти на входе в Е-1 с помощью БДПР – 2,5 подается 89-90 г/тн хим. реагент - деэмульгатор.

Вода из отстойников О-1, О-2 центробежными насосами Н-1 ЦНС 60×330, Н-2 и Н-6 марки ЦНС105×392 подается в систему ППД со сбросом избытка воды в систему поглощения.

Сбор утечек от насосов Н-1,2,6 производится в канализационный колодец КК-3.

На выходе УПСВ установлен узел учета нефти. Таким образом, УПСВ уже в настоящее время перегружена по жидкости и воде, хотя и понижает обводненность сырья до 10 % об.

Согласно действующего проектного документа в ближайшей перспективе предусматривается бурение еще 32 скважин, в том числе: добывающих – 24 (из них горизонтальных – четыре), нагнетательных – пять (из них одна с отработкой на нефть), наблюдательных – одна. Таким образом, уровни добычи жидкости в ближайшие годы будут увеличиваться, а нагрузка на УПСВ возрастать. Поэтому, в соответствии с Программой капитальных вложений АО «Самаранефтегаз» планируется реконструкция УПСВ «Екатериновская», а также, техническое перевооружение напорного нефтепровода УПСВ «Екатериновская» - УПСВ «Козловская» (замена подводного перехода через р. Козловка) протяженностью 0,412 км. и техническое перевооружение напорного трубопровода УПСВ «Екатериновская» - УПСВ «Козловская», протяженностью 13,38 км в 2025г.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

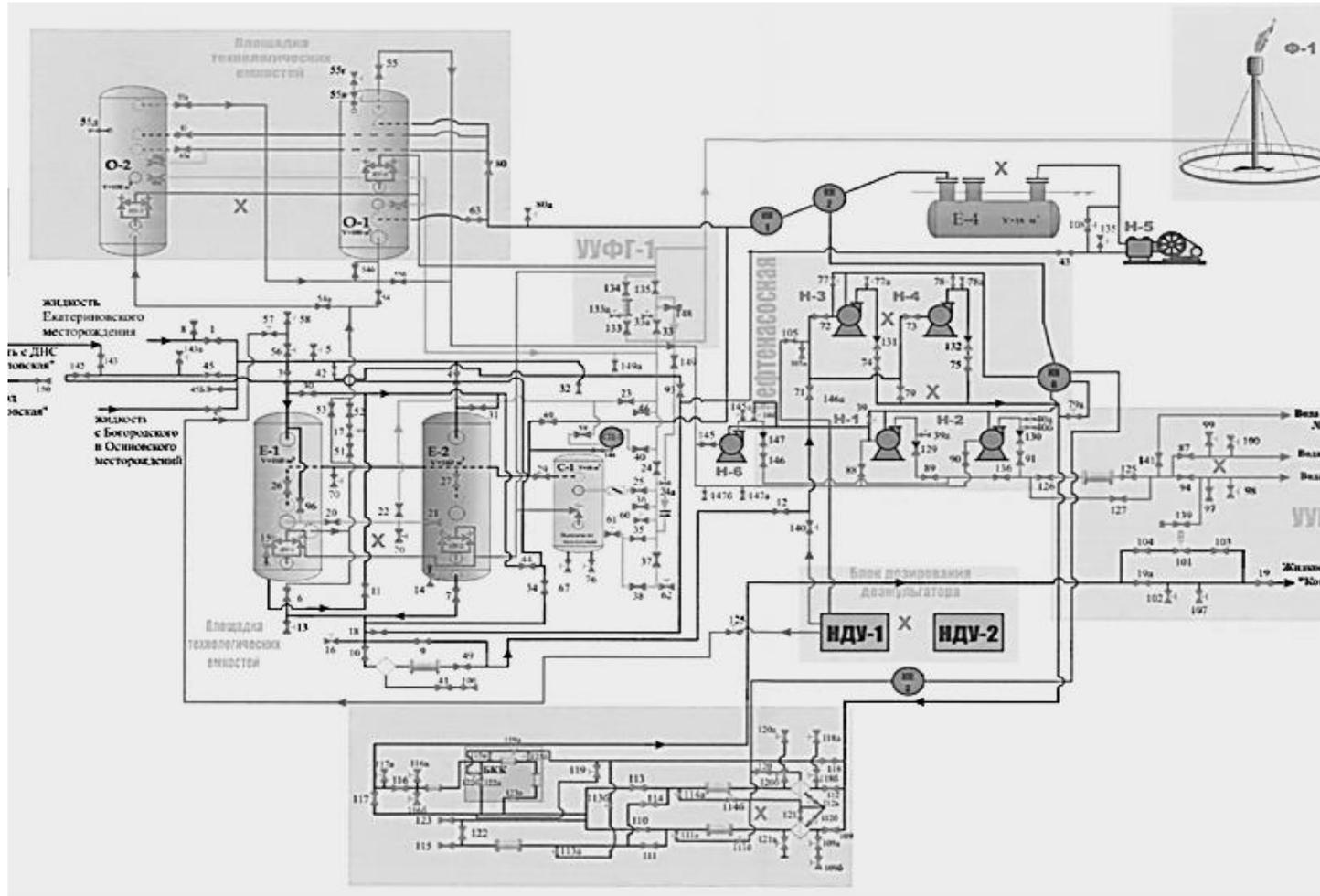


Рис.1.Технологическая схема Екатеринбургской УПСВ

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Максимальный объем добычи жидкости по Екатерининскому месторождению в соответствии с рекомендуемым вариантом составит 1799 тыс. т. в 2039 году, максимальный объем добычи нефти составит 385,3 тыс. т. в 2027 году. Увеличение уровней добычи нефти ожидается в 5,5 раза, добыча жидкости по сравнению с существующим положением увеличиться в 2,5 раза.

Профиль загрузки УПСВ «Екатериновская» приводится на рис.2.

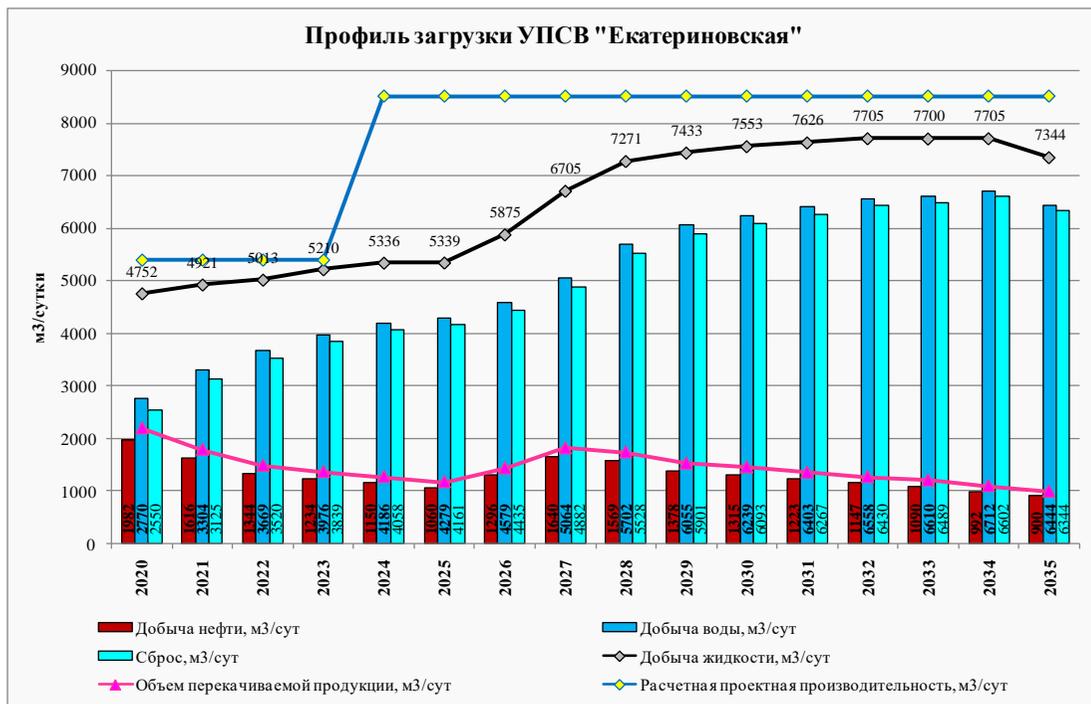


Рис.2. Профиль загрузки УПСВ «Екатериновская»

Как видно из рис. 2. наблюдается существенное превышение расчетной проектной производительности Екатерининской УПСВ, в связи, с чем и предусмотрена ее реконструкция, которая включает в себя расширение емкостного и насосного оборудования (рис.3 и 4).

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

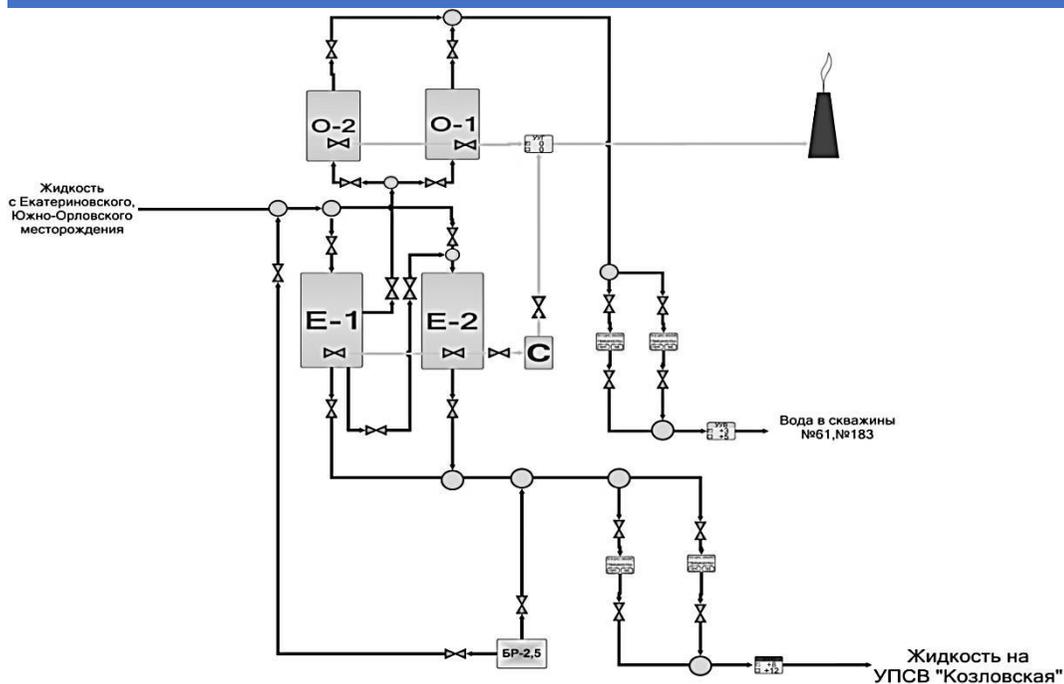


Рис.3. Схема УПСВ Екатериновская до реконструкции

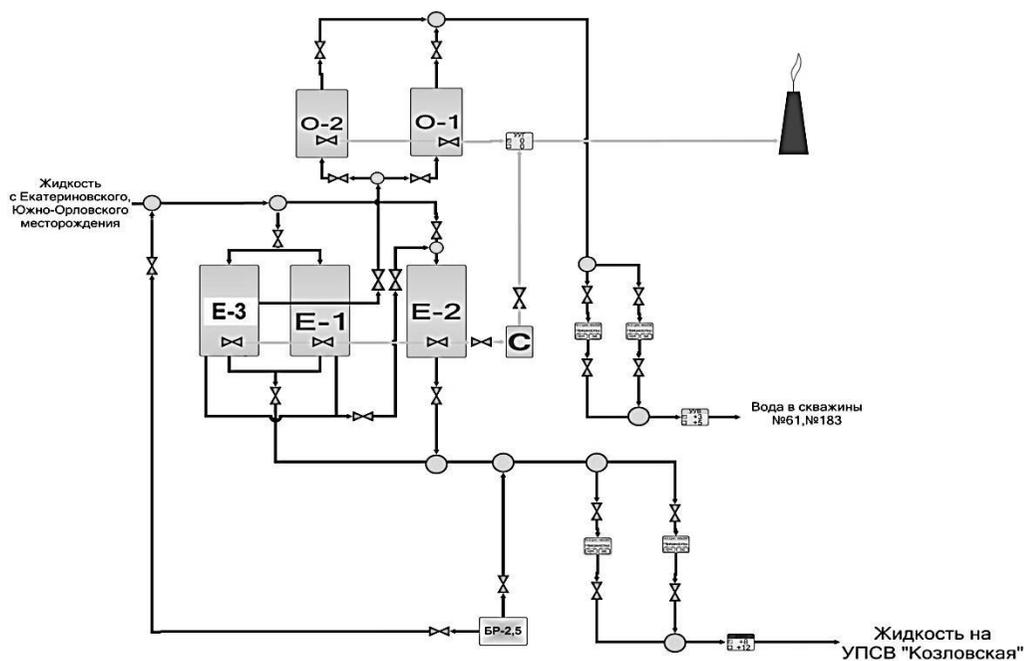


Рис.4. Схема УПСВ Екатериновская после реконструкции

ЛИТЕРАТУРА

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Екатериновского нефтяного месторождения Самарской области. ООО «СамараНИПИнефть» 2022 г.
2. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий по объектам Екатериновского месторождения на 01.01.2024 г. за последние 5 лет. «СамараНИПИнефть» 2024 г.

УДК 622.276

ВЛИЯНИЕ ФАЦИАЛЬНОГО СТРОЕНИЯ НА РАЗРАБОТКУ
РИФОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Е.В. Филиппов¹, Н.В. Федоренко¹ (к.г.-м.н.), С.А. Булгаков^{1,2}

ООО «Самара НИПИнефть»¹, ФГБОУ ВО «СамГТУ»²

город Самара, Россия

e-mail: FilippovEV@samnipi.rosneft.ru

Аннотация. Рифовые залежи традиционно считаются сложными объектами разработки, особенно на заключительных стадиях, и требуют проведения дополнительных мероприятий по поддержанию добычи. При этом в процессе эксплуатации понимание о геологическом строении самого рифа и внутренней флюидалной гидродинамической системы может существенно отличаться от первоначального представления [1,2].

Ключевые слова: рифовая залежь, система ППД, фациальные зоны, исследования.

По результатам исследований керна, данных бурения новых скважин и разработки соседних Рыбкинских рифов концептуальная модель рифового комплекса представлена тремя основными фациальными зонами:

1) фация рифовых склонов, которая представлена литокластовыми и биокластовыми известняками и относительно других фаций рифа имеет худшие фильтрационно-емкостные свойства;

2) фация биогермного ядра, представляющая собой центральную часть рифовой постройки, которая сформирована органогенными структурами пород (баундстоны), с высокими фильтрационно-емкостными свойствами;

3) фация палеокарста, как зона развития биогермного ядра при выходе тела рифа на дневную поверхность, обладает лучшими фильтрационно-емкостными свойствами и, соответственно, более высокой продуктивностью [3].

Открытие и начало ввода в пробную эксплуатацию первых рифовых залежей Волостновского ЛУ Оренбургской области приходится на 2016 г. Дальнейшее активное разбуривание и ввод в разработку залежей на Волостновском ЛУ выявили ряд проблем, связанные со строением резервуара рифа и сложным взаимоотношением пусот разного генезиса.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В настоящее время система ППД организована на 7 залежах, накопленная компенсация находится в пределах 3–40%. С учетом осложняющих геологических и добывающих факторов, запланированы работы по дальнейшей организации системы заводнения.

По ряду поднятий, где была реализована система ППД, положительного результата в нефтенасыщенной части рифа получено не было. Возможной причиной может быть низкая гидродинамическая связь непосредственно в самом рифе, где верхняя часть резервуара может быть отделена от нижней глинисто-алевритовыми породами. При этом ввиду незначительного размера рифа, диаметр не превышает 1-1,5 км, практически все нагнетательные и реагирующие добывающие скважины находятся в разных фациальных зонах, что также может усложнять взаимодействие в межскважинном пространстве.

Для оптимизации разработки рифовых залежей и возможного пересмотра системы ППД были проведены трассерные (индикаторные) исследования.

Данный способ исследований межскважинного пространства применяется для изучения фильтрационных свойств коллекторов и контроля заводнения пластов[4].

По результатам выполненных работ было установлено:

1. направления и скорости продвижения закачиваемой воды на опытном участке (для зоны фильтрации);
2. количественное распределение закачиваемой воды по добывающим скважинам (для зоны фильтрации);
3. определение основных гидродинамических параметров каналов фильтрации на опытном участке (направление, скорости фильтрации, производительность, проницаемость, эффективный объём) (для зоны фильтрации);
4. определение долей воды, поступающей по трубкам тока от объема воды, добываемой каждой скважиной опытного участка (для зоны фильтрации);

В результате проведенных трассерных исследований за период отбора были выявлены высоко- и среднепроницаемые зоны фильтрации в направлении к контрольным добывающим скважинам участков исследования.

Скорости движения воды для охарактеризованной зоны фильтрации составили диапазон от 1 до 16 м/сут. Проницаемости каналов охарактеризованной зоны фильтрации составили диапазон от 0,02 до 65 мкм², при максимальной проницаемости поровой части коллекторов порядка 0,33 мкм² (из проектных документов).

При оценке взаимосвязи между фациальными зонами отмечается :

- Проход трассера от скважины из зоны **склона** рифа до скважины в зоне **палеокарста** (проход трассера через 2 фации) на расстояние **390 м**
- Производительность охарактеризованных каналов фильтрации в пределах участков исследования нагнетательных скважин составила **1,9 м³/сут.**

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Объем каналов фильтрации составляет **118 м³**
- Проход трассера от скважины из зоны **склона** рифа до скважины в зоне **биогермного ядра** (проход трассера через одну фацию) на расстояние **520 м**
- Производительность охарактеризованных каналов фильтрации в пределах участков исследования нагнетательных скважин составила **6,9 м³/сут.**
- Объем каналов фильтрации составляет **370 м³**

Результаты трассерных показали, что:

1. Отмечается наибольшая взаимосвязь (выход трассера) в скважинах находящихся в граничащих фациальных зонах.
2. На равноудаленные скважины оказывается разное влияние закачки, что вероятно связано с фациальным строением залежи.
3. Причиной неравномерного распространения закачки может быть как расчлененность пласта так и различные значения ФЕС по фациям

Проведенные исследования косвенно подтвердили влияние строения рифового тела на распространение закачки рабочего агента ППД. Необходимо учитывать данный факт при планировании мероприятий ППД, а так же для оптимизации сформированной системы заводнения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Никитин Ю.И., Вилесов А.П., Корягин Н.Н. Нефтеносные верхнефранские рифы – новое направление геолого-разведочных работ в Оренбургской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2018. № 5. С. 4-11.
2. Шакиров В.А., Вилесов А.П., Чертина К.Н., Истомина Н.М., Корягин Н.Н. Распределение запасов нефти в сложно построенных трещинных коллекторах франских рифов Волостновского участка Оренбургской области.// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. - №5. С. 13-21.
3. Семенов Ю.В., Доровских А.В., Ежикова М.М., Фалькович А.В., Найденов Е.А., Поливанов С.А., Соложенкина Е.К. Опыт разработки франских рифогенных нефтяных залежей Волостновской группы месторождений Оренбургской области
4. Антонов Г.П., Абрамов М.А. , Кубарев П.Н. Проведение трассерных исследований для контроля и регулирования процесса заводнения нефтяных залежей в ОАО «Гатнефть»

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ
ДОБЫЧИ НЕФТИ НА РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

А.В. Иванова¹, Г.А. Ковалёва²

1- магистрант, 2 - к.т.н., доцент

СамГТУ, г. Самара, Россия

e-mail: kistanova2015@list.ru

Аннотация: Применение технологии «iFrac» и оценка ее эффективности в рамках повышения интенсификации добычи нефти.

Ключевые слова: добыча, пласт, гидравлический разрыв пласта, скважина, хвостовик, режим работы.

На месторождениях нефти и газа, находящихся длительное время в разработке, существует проблема повышения рентабельности действующего фонда добывающих скважин.

В настоящее время существует множество методов повышения нефтеотдачи, использующих физические, химические, термические, акустические и волновые методы воздействия на пласт и призабойную зону скважины, при этом увеличение нефтеотдачи можно обеспечить с помощью ряда подходов к проведению мероприятий.

Залежи нефти обладают уникальными и разнообразными геолого-техническими свойствами, связанными как с условиями осадконакопления, так и с особенностями выработки запасов. Все это требует оптимальной стратегии разработки и воздействия на пласт, и, очевидно, что необходим комплексный подход к выбору технологических режимов работы скважин и методам увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти.

Для успешной реализации интенсифицирующих технологий необходим комплекс исследований скважин, используемых технологий и текущей ситуации по выработке запасов конкретного объекта разработки. Зачастую эта информация или априорная, или носит общий характер, или нет должного контроля за процессами обработки призабойной зоны пластов, позволяющего в режиме реального времени отслеживать как сам процесс воздействия, так и его последствия.

В перечне стратегий ОПЗ, направленных на увеличение добычи нефти, значительное место занимают физические методы воздействия. Основными методами являются перфорационные методы, методы с использованием различных волн. Безусловно, наиболее активным методом по вовлечению в разработку слабодренлируемых зон пласта и призабойной зоны является гидравлический разрыв пласта (ГРП).

В последнее время данный метод находит широкое применение на низкопроницаемых коллекторах и имеет множество модификаций, которые обусловлены особенностями продуктивных пластов и стадией разработки. Одним из передовых методов воздействия можно отметить многостадийный ГРП (МГРП). Отличие МГРП от 1- стадийного ГРП в том, что МГРП проводится поочередно, цикл

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

за циклом, несколько гидроразрывов пласта с изучением механики горных пород. Данный вид ГРП возможен к проведению во всех скважинах, но наиболее эффективен в горизонтальных стволах, в т.ч. и боковых ГС. В низкопроницаемых коллекторах проведение ГРП является, зачастую, единственным методом вызова притока жидкости к скважине, поэтому со временем возникает необходимость проведения повторного ГРП и здесь возможно совершенствование метода организацией МГРП.

Повторный МГРП предполагает подготовку скважин путем: фрезерования седел и шаров, очистки ствола скважины шламоуловителем, использования забойного двигателя для фрезерования хвостовика, а затем очистки ствола скважины после каждой стадии.

В рамках оценки эффективности внедрения технологии повторного стимулирования МГРП «iFrac» проведены опытно-промышленные работы на скважине 1914Г, 19 куста, месторождение N.

Технология «iFrac» — это инновационный метод, который значительно удешевляет проведение повторного многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в горизонтальных скважинах. Метод основан на изменении напряжения горных пород после закачки под высоким давлением в ствол скважины жидкости, состоящей из песка, воды и пищевой добавки — гуаровой камеди.

Геолого-технические данные по скважине 1914Г:

- пласт АВ2 терригенный;
- компоновка заканчивания: равнопроходные хвостовики, ГРП с ГПП;
- дата запуска из бурения с МГРП: сентябрь 2020 г.;
- масса проппанта: 6 интервалов по 30 тонн;
- пусковой режим при вводе: $Q_{ж} - 43,3 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н} - 26,8 \text{ т/сут}$; обв. – 26,6%; - режим. до ГТМ: $Q_{ж} - 11,3 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н} - 7 \text{ т/сут}$; обв. – 26,3 %;
- планируемый режим после ГТМ: $Q_{ж} - 28 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н} - 15,9 \text{ т/сут}$; обв. – 33%;
- накопленная добыча: жидкости 4501 м^3 ; нефти 3091 т.

Повторный МГРП был проведен в четыре стадии с закачкой на каждой стадии по 60 тонн проппанта.

Для того, чтобы убедиться, что интервалы проведения ГРП 1 и 2 стадий разные, было проведено сравнение параметров точки закрытия, определенных по миниГРП. Так, при проведении миниГРП 1-й стадии от 18.01.2021 г. получены следующие параметры точки закрытия: ISIP = 120 атм, чистое давление = 73,3 атм, эффективность жидкости = 38,3%, градиент напряжения = 14,08 кПа/м, забойное давление закрытия (минимальное напряжение песчаника) = 406,3 атм.

Параметры точки закрытия, полученные при проведении миниГРП 2-й стадии, показали кардинально другие значения: ISIP= 203 атм, чистое давление = 118,5 атм, эффективность жидкости = 68,1 %, градиент напряжения = 12,8 кПа/м, забойное давление закрытия (минимальное напряжение песчаника) = 370,2 атм. Таким образом, очевидно, что 1-я и 2-я стадии были проведены на разные интервалы пласта, что является основанием считать МГРП успешным.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

После запуска скважины в работу через 1 месяц эксплуатации технологический режим по скважине составил: дебит жидкости Qж-49 м³/сут; дебит нефти Qн-20 т/сут; обводненность W-50%.

Таким образом, технология «iFrac» была протестирована и доказала свою экономичность и технологичность в ходе пилотной работы. Фактические данные о дебитах нефти и жидкости оказались более высокими, чем предполагалось расчетом. На данном пласте выбрано 27 скважин для проведения операций по повторной стимуляции методом «iFrac» с целью перехода на стадию тиражирования данной технологии. При выборе скважин-кандидатов использовались рекомендации, содержащиеся в регламенте недропользователя выбора скважин ГРП, важнейшими из которых являются: динамика изменения дебитов жидкости и нефти во времени; текущая обводненность продукции и ее изменение во времени; текущее пластовое давление.

Периодичность МГРП зависит от продолжительности ремонта скважины, применения дорогостоящего специального оборудования, безопасной и безаварийной эксплуатации, а также местоположения и назначения скважины, при наличии некоторых технологических ограничений при повторном МГРП.

Подготовка скважины, а именно капитальный ремонт, составляет большую часть затрат, связанных с проведением ГРП. Было проведено сравнение затрат по предлагаемому методу и по технологии 2-х пакерной системы. Себестоимость работ в первом случае значительно ниже (на 86,6 млн.рублей), по сравнению со первой технологией, вторая технология не имела никакого технологического эффекта. Экономический расчет производственной модели показывает, что прогнозируемый эффект от повторного МГРП продлится в течение следующих 5 лет и составит 10,34 миллиона рублей.

Технология «iFrac» имеет следующие преимущества:

- Возможность управления МГРП под землей;
- Высокая точность прогнозирования расположения трещин в породе;
- Сокращение сроков выполнения МГРП (до 21 дня вместо 2 месяцев).

Метод не требует использования сложного дорогостоящего оборудования и химических реагентов, а также исключает зависимость от импорта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 - Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти, 2003
- 2 - Мищенко И.Т. Расчёты в добыче нефти: Учебное пособие для техникумов. Недра, 1989 - 245 с.
- 3 - Ляпков П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине, 1987
- 4 - Фомочкин А.В., Проскуров А.П., Чемакин Н.М., Голубев Ю.Д. и др. Сборник задач по охране труда в нефтяной и газовой промышленности. Часть I. Под ред. Б.Е. Прусенко, 1989

УДК 622.276

**СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА
ЮЖНО – НЕПРИКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова
СамГТУ, Самара, Российская Федерация
e-mail: NataliX99@mail.ru

Аннотация. В статье определены свойства пластовых флюидов доманиковых отложений на Южно – Неприковском месторождении.

Ключевые слова. Доманиковые отложения, свойства, флюид, месторождение.

Известно, что в ближайшее время на Южно – Неприковском месторождении планируется впервые в РФ приступить к промышленной разработке (ПРМ) залежей доманика [1-5].

Поэтому, представляло интерес определить свойства пластовых флюидов доманиковых отложений на Южно – Неприковском месторождении.

Характеристика нефти и газа пласта Д3dom Южно-Неприковского месторождения изучалась по результатам лабораторных исследований глубинных и поверхностных проб, выполненных ООО «СамараНИПИнефть» по общепринятым методикам. Лабораторные исследования глубинных и поверхностных проб осуществлялись на основании, действующих на момент исследований ГОСТов, стандартов и руководящих документов.

Залежь нефти пласта Д3dom Южно-Неприковского месторождения впервые была поставлена на баланс в ходе оперативного пересчета запасов 2019 года на основании результатов исследований двух газонасыщенных проб, отобранных в апреле 2019 года на устье скважины № 9001, и двух поверхностных проб из этой же скважины. Пробы были признаны условно кондиционными, так как не являлись глубинными, но условия отбора проб соответствовали одному из условий СТО РМНТК 153-39.2-002-2003 «Нефть. Отбор проб пластовых флюидов» [6].

Таким образом, требовались дальнейшие работы по отбору и исследованию проб пластового флюида для подтверждения или уточнения параметров нефти пласта Д3dom.

Поэтому в Программу исследовательских работ и доразведки Южно-Неприковского месторождения в ДТСР 2019 года включили определение физико-химических свойств и состава пластовых флюидов из скважины разведочной скважины в 2023 году. Однако уже в декабре 2019 года и июне 2021 года были проведены работы по отбору и исследованию двух глубинных и двух поверхностных проб, а также одной поверхностной пробы в феврале 2020 года, из скважины № 9001.

На данный момент не все отобранные пробы были использованы для обоснования подсчетных параметров нефти. По результатам последнего оперативного пересчета запасов 2019 года физико-химические свойства нефти и растворённого газа, числящиеся на госбалансе для пласта Д3dom Южно-Неприковского месторождения, были приняты по данным исследований двух

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

газонасыщенных проб нефти и двух поверхностных проб нефти из скважины № 9001 (апрель 2019 г).

Информация о диапазонах изменения и средних значениях характеристик (свойств и компонентных составов) нефтей и газов, числящихся на госбалансе, находится в табл. 1 и 2.

Характеристика химического состава пластовых вод пласта Д3dom франко-фаменского яруса приводится по аналогии с Карагайским месторождением.

Минерализация пластовых вод пласта Д3dom составляет 257,93 г/дм³, плотность в стандартных условиях 1,191 г/см³ (в пластовых условиях 1,158 г/см³). Вязкость в пластовых условиях равна 0,86 мПа·с. Содержание в воде ионов кальция составляет 37,60 г/дм³, магния 6,68 г/дм³, сульфатов 0,29 г/дм³, первая соленость 47,34 %-экв. Пластовые воды характеризуются высокой степенью метаморфизации (rNa/rCl=0,47). Свойства и состав пластовых вод приведены в табл. 3.

Таблица 1

Свойства пластовой и дегазированной нефти Южно-Неприковского месторождения, пласта Д3dom

/п	Параметры	Среднее значение
Свойства пластовой нефти		
	Давление пластовое, МПа	32,00
	Температура пластовая, °С	75
	Давление насыщения пластовой нефти, МПа	13,92
	Газосодержание (стандартная сепарация), м ³ /г	378,61
	Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	658,0
	Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	0,36
	Плотность газа в стандартных условиях, кг/м ³	1,291
Свойства дегазированной нефти		
	Плотность нефти, кг/м ³	784,0
	Вязкость дегазированной нефти, мПа·с в ст. ус.	1,70
	Температура застывания нефти, °С	-6
	Массовое содержание серы %	0,64
	Массовое содержание смол силикагелевых. %	0,45
	Массовое содержание парафинов. %	2,26

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 2

Компонентный состав нефти и растворённого газа Южно-Неприковского месторождения, пласта Д3dom

/п	Наименование параметров или компонентов	Численные значения		
		при однократном разгазировании в ст. у.		пластовая нефть
		газ	нефть	
	H ₂ S, % моль.	7,64	0,39	5,65
	CO ₂ , % моль.	10,09	-	7,32
	N ₂ + He, % моль	0,32	-	0,24
	CH ₄ , % моль	37,93	0,16	27,57
	C ₂ H ₆ – C ₈ H ₁₈	47,02	99,44	59,22
	Молекулярная масса	31,06	167,20	68,10

Таблица 3

Свойства и состав пластовых вод пласта Д3dom

Наименование параметров	Среднее значение для Д3dom
Плотность воды в условиях пласта, кг/м ³	1158
Вязкость в условиях пласта, мПа · с	0,86
Общая минерализация, г/дм ³	257,93
Химический тип воды (по Сулину В.А.)	Хлоридно-кальциевый

Таким образом, по результатам анализа геологического строения продуктивных пластов, фильтрационно-емкостных свойств пород коллекторов, характеристик пластовых флюидов, составлена геолого-физическая характеристика Д3dom доманиковых отложений верхнего девона Южно-Неприковского месторождения позволяющая эффективно эксплуатировать залежи любого типа в подобных отложениях с помощью обычных технологий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Е. Каргина, Нефть с трудным характером. Энергетическая политика. — 2020. — № 8 (150). — С. 84-95
2. Технический проект на разработку технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых Южно-Неприковского нефтяного месторождения, Самара ВНИПИ, 2022 г.
3. Закон Российской Федерации от 21.02.1992 N 2395-1 «О недрах» (ред. от 25.12.2023)
4. Прищепа О. М., Аверьянова О. Ю., Высоцкий В. И., Морариу Д. Формация Баккен: геология, нефтегазоносность и история разработки // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2013. — Т.8. — № 2

5. Проектная документация на строительство скважин «Эксплуатационные скважины №№ 9003, 9004, 9005, 9006 Южно-Неприковского месторождения», Самара ВНИПИ, 2021г. – 210 стр.
6. СТО РМНТК 153-39.2-002-2003 «Нефть. Отбор проб пластовых флюидов» – 2003г.– 29 стр.

**МОДЕРНИЗАЦИЯ БЛОКА ДЕЭТАНИЗАЦИИ КОНДЕНСАТА НА ПРИМЕРЕ
ОБЪЕКТА «УППНГ-3,6 ЯНГКМ» ООО «ИНК»**

Д.М. Поляков

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

e-mail: dmitrii.polakov@mail.ru

Аннотация. Научная статья посвящена модернизации блока деэтанализации конденсата, использованию газа деэтанализации, для увелечения объема закаченного газа в пласт и эффективному использованию пластовой энергии при добыче нефти и газа, на примере объекта, установки подготовки природного и попутного нефтяного газа, на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении. Рассмотрена проблематика работы и использования компрессорной установки, на базе высокооборотного поршневого компрессора, предназначенный для компримирования газа деэтанализации и подачи его в блок входного сепаратора, вместе с основным потоком газа.

Ключевые слова: установка подготовки природного и попутного нефтяного газа, высокооборотный поршневой компрессор, установка комплексной подготовки газа, компримирование газа.

**MODERNIZATION OF THE CONDENSATE DEETHANIZATION UNIT
USING THE EXAMPLE OF THE "UPPPNG-3.6 YANGKM"
FACILITY OF LLC "INK"**

D.M. Polyakov

*Samara State Technical University
Samara, Russia*

e-mail: dmitrii.polakov@mail.ru

Annotation. This scientific article focuses on the use of deethanization gas to increase the volume of injected gas into the reservoir and effectively utilize reservoir energy in oil and gas production, using the example of a facility, a natural and associated gas processing plant, at the Yarakтин oil and gas condensate field. The issues related to the

operation and use of a compressor unit, based on a high-speed reciprocating compressor designed for compressing deethanization gas and supplying it to the inlet separator unit along with the main gas stream, are discussed.

Keywords: gas processing plant, high-speed reciprocating compressor, integrated gas treatment unit, gas compression unit.

Объектом исследования являются установка подготовки природного и попутного нефтяного газа, предназначенная для переработки природного и попутного нефтяного газа, с целью получения сухого отбензиненного газа, технического пропан-бутана и стабильного конденсата. Блок деэтанзации конденсата, предназначен для деэтанзации нестабильного конденсата, поступающего с блока входного сепаратора и его подготовки для подачи в колонну дебутанизатора, и дальнейшего разделения.

В настоящее время одной из актуальных проблем работы блока деэтанзации, является нестабильная работа высокооборотного поршневого компрессора GE-HSR модели DS502 (C-260) из-за нестабильного потока газа деэтанзации из колонны деэтанизатора T-230, что приводит к аварийным остановам и повышению расходов на ремонт компрессора.

В процессе исследования, автором была изучена, реализованная схема деэтанзации нестабильного конденсата.

В блоке деэтанзации, в котором происходит процесс удаления растворенного газа из нестабильного конденсата. Удаление производится в колонне деэтанизатора T-230, на внутренних контактных устройствах колонны (тарелках), на которых протекают массо и теплообменные процессы. Растворенный газ подается на сжатие, в высокооборотный поршневой компрессор GE-HSR модели DS502 (C-260).

Перед подачей на сжатие в компрессор, газ деэтанзации проходит скруббер V-250A/B, в котором происходит отделение влаги, с целью защиты компрессора от протекания капельной жидкости. Схемой предусматривается установка двух поршневых компрессоров C-260A/B, один является рабочим второй резервным.

Газ деэтанзации из колонны деэтанизатора T-230 поступает в скруббер V-250A/B. Для оперативного отключения газа от скруббера, а соответственно и от всаса компрессора, на линии газа перед скруббером установлен отсечной клапан ESDV-2500A/B.

После скруббера V-250A/B газ двумя потоками проходит входные пульсационные емкости компрессора V-261A/B и V-263A/B, сжимается в двух цилиндрах компрессора и подается в пульсационные емкости нагнетания компрессора V-262A/B и V-264A/B.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Сжатый газ далее поступает в поток газа из входного сепаратора, перед подогревателем сырьевого газа E-110, затем общий поток газа направляется на блок осушки на молекулярные осушители газа V-310A/B/C. Осушенный газ направляется в блок криогенного разделения, для последующего получения сухого отбензиненного газа.

В исследовании автором были выявлены проблемы, при работе по такой схеме, реализации газа деэтаннизации. При эксплуатации компрессорной станции, за 2023 год было получено более 24 отказов, высокооборотного поршневого компрессора GE-HSR модели DS502, из-за нестабильной работы колонны деэтаннизатора T-230, и регулирующей арматуры на потоке выхода газа.

Также высокооборотный поршневой компрессор GE-HSR модели DS502 работает от асинхронного электродвигателя модели AMD400 L4R BABGM мощностью 600 кВт, что в свою очередь дает большое потребление электроэнергии.

Текущая схема технологического процесса представлена на (рис. 1, 2).

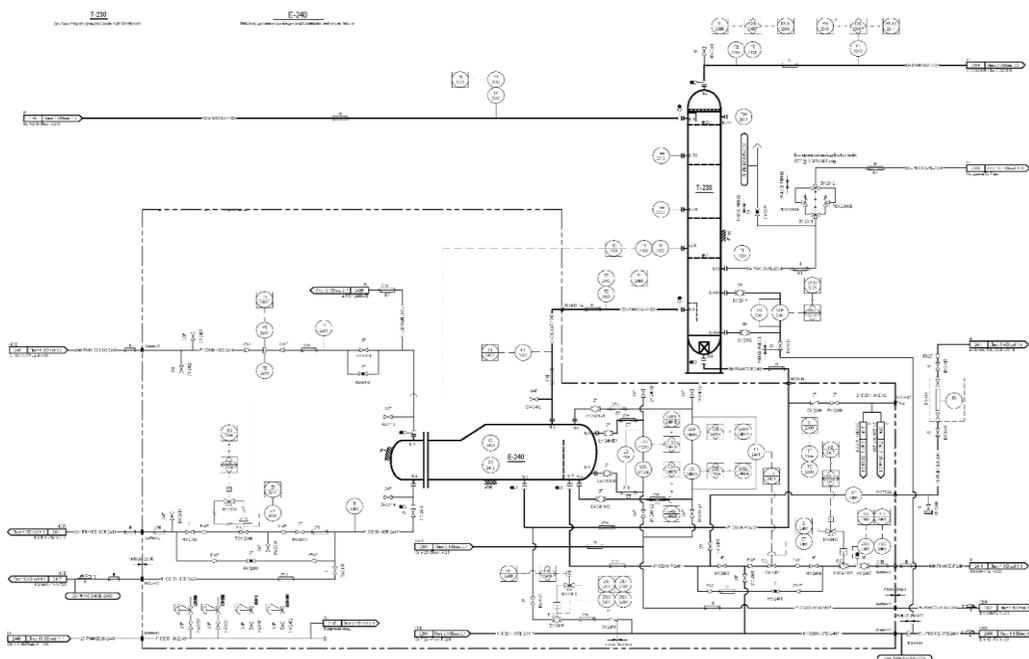


Рис. 1. Текущая технологическая схема реализации газа деэтаннизации

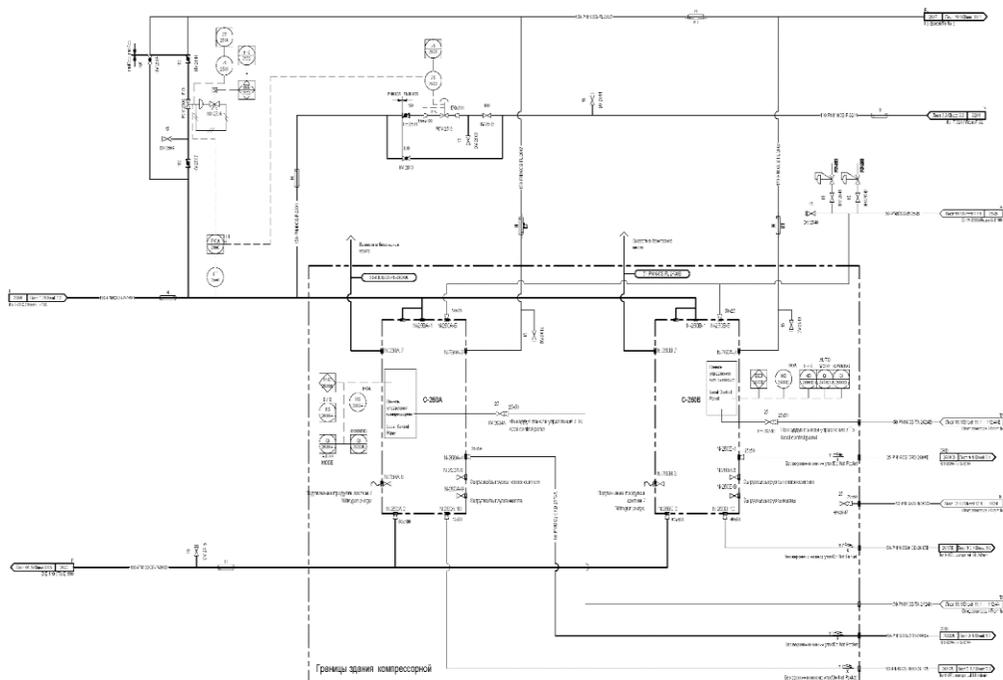


Рис. 2. Текущая технологическая схема реализации газа деэтанализации

Для решения текущих проблем при эксплуатации блока деэтанализации, стабильной безаварийной работы и экономии затрат на электроэнергию, автор предлагает модернизировать текущую технологическую схему, исключить из работы высокооборотный поршневой компрессор GE-HSR модели DS502 (С-260), и перенаправить поток газа, на установку комплексной подготовки газа (УКПГ) Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНГКМ), для подготовки и последующей закачки газа в пласт.

Максимальная проектная мощность УКПГ - 5100 тыс. $\text{нм}^3/\text{сутки}$, при работе всех 6 компрессорных станций, на базе компрессора Agiel JGU-6/3, в настоящее время на УКПГ в работе максимум 5 машин Agiel JGU-6/3, это связано с ограничением подачи газа с ДКС и нехватки сухого отбензиненного газа, с установки подготовки природного и попутного нефтяного газа.

Сухой отбензиненный газ с избыточным давлением от 1,0 до 2,0 МПа поступает на сжатие в компрессорные станции Agiel JGU-6/3, давления газа в трубопроводе с колонны деэтанализаторе Т-230 составляет 1,8 - 2,2 МПа, компонентный состав газа схожий, поэтому эти потоки можно объединить.

Компонетный состав газа деэтанализации представлен на (Рис.3).

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Характеристика качества		
Наименование сырья, продукции	Компонентный состав, мол. %:	Значение по НД
Газ деэтанализации	- метан (СН ₄)	0,6209
	- этан (С ₂ Н ₆)	0,2346
	- пропан (С ₃ Н ₈)	0,0909
	- i-бутан (i-С ₄ Н ₁₀)	0,0119
	- n-бутан (n-С ₄ Н ₁₀)	0,0194
	- i-пентан (i-С ₅ Н ₁₂)	0,0039
	- n-пентан (n-С ₅ Н ₁₂)	0,0031
	- гексан (С ₆ Н ₁₄)	0,0018
	- гептан (С ₇ Н ₁₆)	0,0005
	- октан (С ₈ Н ₁₈)	0,0001
	- нонан (С ₉ Н ₂₀)	0,0000
	- декан (С ₁₀ Н ₂₂)	0,0000
	- азот (N ₂)	0,0090
	- двуокись углерода (СО ₂)	0,0003
	- гелий (He)	0,0003
- вода (Н ₂ О)	0,0009	

Рис. 3. Компонентный состав газа деэтанализации

Таким образом, необходимо проложить трубопровод подачи газа деэтанализации на всас компрессорных станций Ariel JGU-6/3, и выполнить врезки подключения в действующие трубопроводы.

На (Рис.4) представлена схема трассировки планируемого трубопровода, на (Рис.5) точка подключения в действующий трубопровод газ деэтанализации с колонны деэтанализатора Т-230.

На (Рис.6) точка подключения на установке комплексной подготовки газа на всас компрессорных станций Ariel JGU-6/3.

Выполнив данные мероприятия, мы получим:

1) Исключение из технологического процесса высокооборотный поршневой компрессор GE-HSR модели DS502 (С-260).

2) Экономия электроэнергии за счет асинхронного электродвигателя, модели AMD400 L4R BABGM мощностью 600 кВт, составит около 5 806 080 рублей, за год работы электродвигателя.

3) Экономия смазочных материалов, и запасных частей, требуемые при эксплуатации и обслуживании, высокооборотного поршневого компрессора GE-HSR модели DS502, составит около 1 657 000 рублей в год.

4) Экономия денежных средств, на обслуживании и ремонт компрессора, подрядной организацией ООО «Экстеран-Восток», составит около 8 000 000 рублей в год.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

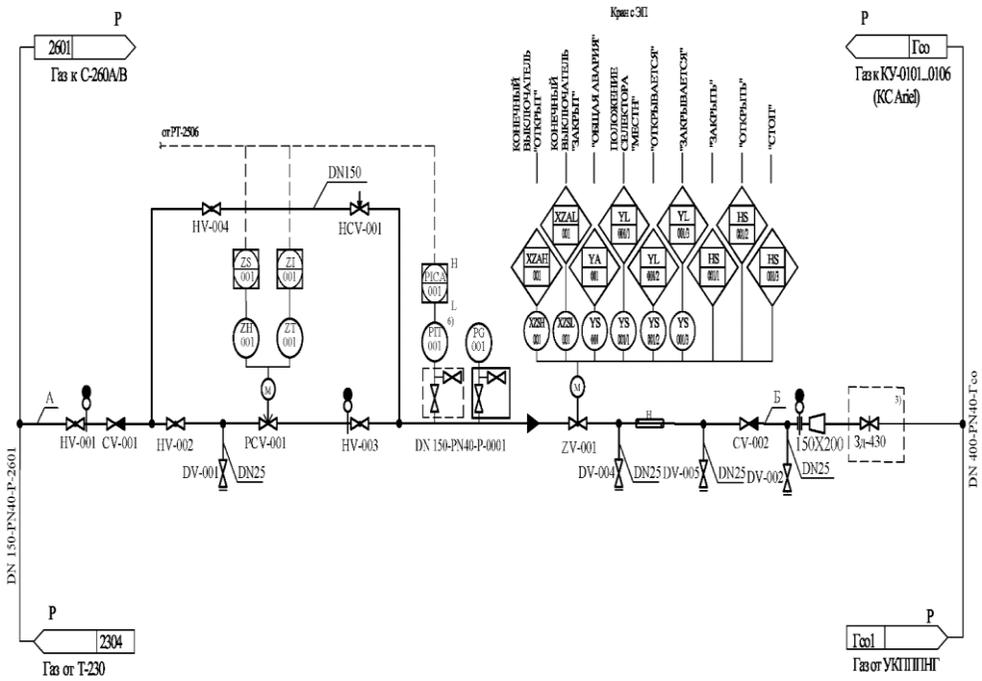


Рис. 4. Схема трассировки планируемого трубопровода

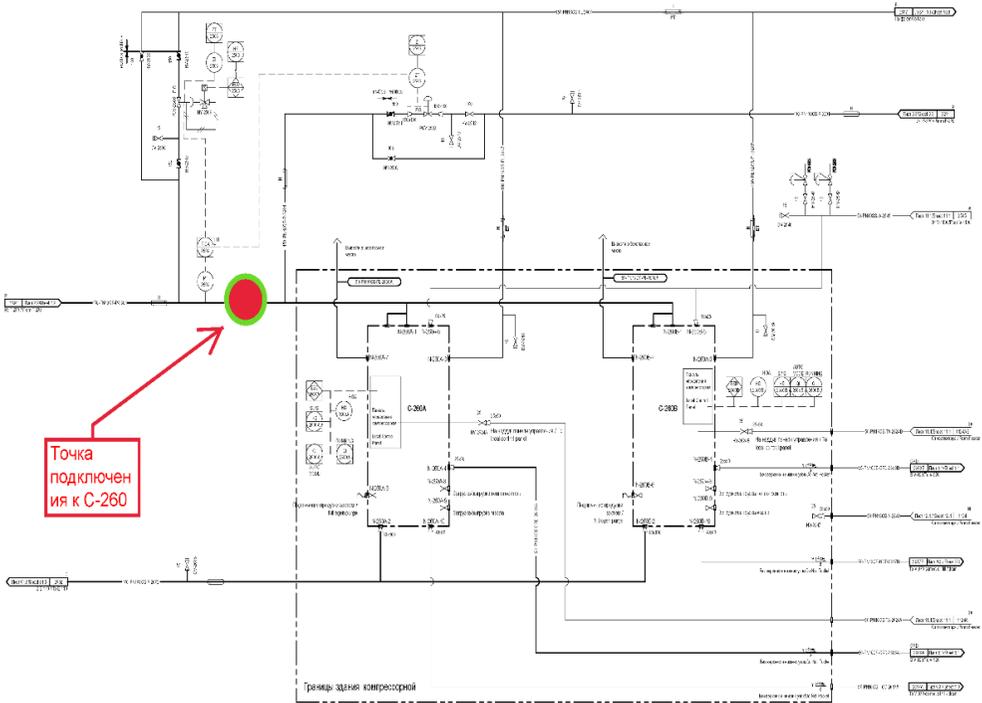


Рис. 5. Точка подключения в трубопроводегазодетанизации

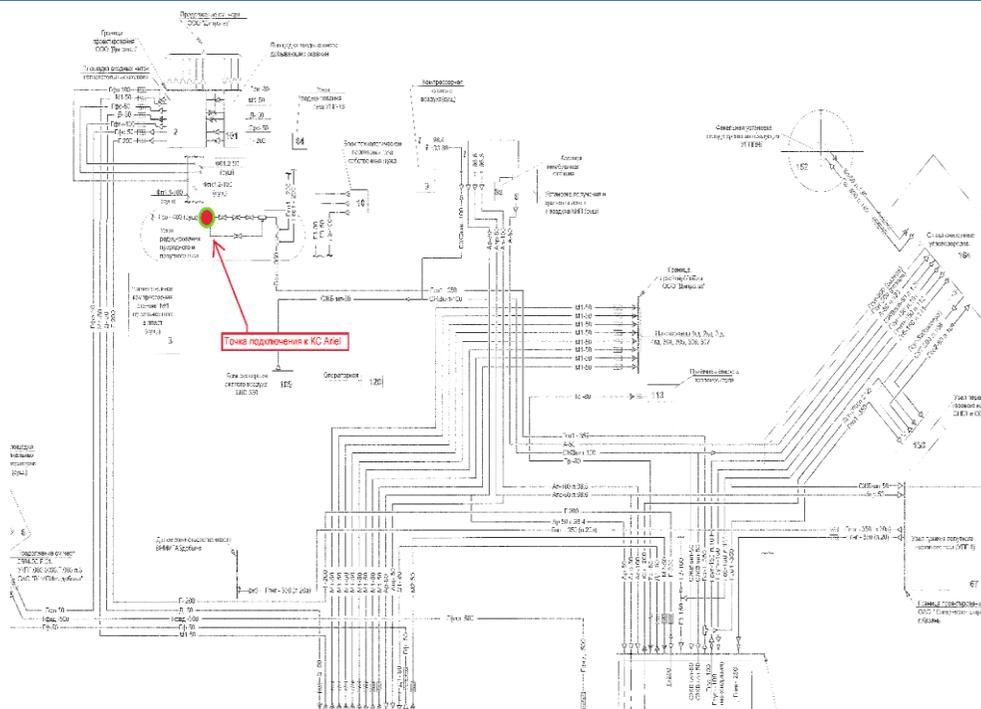


Рис. 6. Точка подключения на установке комплексной подготовки газа

В заключении делаем вывод, что реализация данного мероприятия, по модернизации блока деэтанализации конденсата, перенаправления потока газа деэтанализации, экономически выгодно для предприятия, общая экономия средств за год составит около 15 463 080 рублей, а также увеличиться количество закаченного газа в пласт, что в свою очередь способствует увеличению добычи нефти на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Басниев К.С. «Энциклопедия газовой промышленности» 4-е изд. -Москва, Акционерное общество ТВАНТ, 1994. - 884 с.
2. Технологический регламент «Участок комплексной подготовки газа Ярактинскогонепфтегазоконденсатного месторождения». – 2023 г.
3. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов: учебное пособие / Е. П. Запорожец, Д. Г. Антониади, Г. К. Зиберт и др.; ФГБОУ ВПО КубГТУ. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2012. – 620 с.
4. Гриценко А.И., Истомина В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промышленная подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: ОАО «Издательство «Недра». 1999. – 473 с.
5. Петрухин В.В., Петрухин С.В. Справочник по газопромысловому оборудованию. – М.: Инфа-Инженерия, 2013. – 928 с.

**ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ СКВАЖИН В ЗОНАХ С ОСТАТОЧНЫМИ
ЗАПАСАМИ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕЙРОСЕТЕВОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ**

А.В. Иванова¹, Г.А. Ковалёва²

1- магистрант, 2 - к.т.н., доцент

СамГТУ, г. Самара, Россия

e-mail: kistanova2015@list.ru

Аннотация: В статье приводятся результаты исследования распределения остаточных запасов нефти через ранжирование скважин по основным фильтрационно-емкостным и промысловым характеристикам с применением нейронных сетей.

Ключевые слова: нейронная сеть, остаточные запасы нефти, параметры нейронной сети.

Большинство крупных месторождений нефти в России длительное время находятся в разработке, что приводит к снижению уровня добычи нефти при высокой обводненности продукции. Но остаточные запасы в заводненных пластах являются значимым ресурсом для компаний, занимающихся разработкой нефтяных месторождений.

В длительно разрабатываемых залежах распределение остаточных запасов нефти по площади и разрезу в большой степени зависит от геолого-физических свойств и реализуемой системы разработки. Поэтому необходимо анализировать структуру остаточных запасов для эффективного применения геолого-технических мероприятий и внедрения новых или улучшения существующих технологий.

Скважины выступают в качестве объектов исследования и воздействия, предоставляя информацию о геологическом строении и характеристиках продуктивных пластов, а также о технологических параметрах добычи. Ранжирование и группировка скважин по различным признакам позволяют оценить степень извлечения запасов из пластов-коллекторов и являются инструментом для дальнейшего контроля и регулирования разработки продуктивных пластов.

В статье приводятся результаты исследования распределения остаточных запасов нефти через ранжирование скважин по основным фильтрационно-емкостным и промысловым характеристикам. Объектом исследования является самый продуктивный пласт одного из крупных месторождений Западной Сибири, расположенный на севере Сургутского свода. Величина остаточных извлекаемых запасов для данного пласта достаточно велика, но текущее состояние разработки требует дальнейшего изучения с целью оптимизации выработки запасов.

Для классификации скважин изучаемого пласта по различным характеристикам было проведено группирование скважин с использованием искусственных нейронных сетей.

В процессе анализа компонентов векторов и построения нейронной сети было принято, что будет использоваться нейронная сеть с прямой связью. Такая

структура сети является эффективным инструментом для аппроксимации функций и применения их в задачах классификации. Процесс классификации с использованием искусственных нейронных сетей проходил в несколько этапов. Первый этап включал формирование матрицы скважин, где представлено 555 скважин, включая добывающие и нагнетательные скважины. На втором этапе проводилась нормировка входных параметров, а на третьем этапе проводился корреляционный анализ параметров скважин, приведший к исключению некоторых параметров из-за парной корреляции между ними. Оценивались различные геологические, технологические и расчетные параметры скважин. После этого оставшийся набор параметров был использован для обучения нейронной сети. Начальный объем данных составлял 555 единиц, из которых 95% были использованы как обучающий набор (527 единиц) и 5% как тестовый (28 единиц).

Продолжительность обучения нейронной сети 11578 мс. Архитектура нейронной сети была оптимизирована, чтобы обеспечить лучшую оценку и обобщение работы в тестовом режиме. Затем была проведена процедура обучения вместе с необходимыми корректировками для оптимизации производительности и качества нейронной сети.

Путем обучения нейронной сети скважины с разными геолого-технологическими параметрами были классифицированы по различным параметрам. В результате работы нейронной сети были выделены четыре группы скважин, наиболее тесно связанные по геолого-технологическим параметрам.

Первую группу составляют 146 скважин или 30% от анализируемого фонда скважин. Среднее пластовое давление составляет 17 МПа, практически на уровне начального. Эта группа широко распространена по площади, и свойства коллекторов характеризуется высокой расчлененностью (от 1 до 10 пропластков), высокой начальной нефтенасыщенностью 74%, коэффициентом пористости 0,18 д.ед. и проницаемостью 0,0232 мкм². Первая группа, в отличие от других, является наиболее продуктивной и обеспечена большими запасами нефти.

Параметры второй группы очень схожи с параметрами первой группы. Вторая группа скважин расположена преимущественно в зонах повышенных эффективных нефтенасыщенных толщин (большая часть площади сосредоточена в чистонефтяной зоне). Во второй группе скважин средняя проницаемость ниже, чем в любой другой группе, со значительным отрывом, чем в первой группе. Как и первая группа скважин, вторая характеризуется высокой концентрацией запасов по разрезу, высокой зональной и послойной неоднородностью. Примерно 19% извлекаемых запасов нефти по-прежнему относятся ко второй группе.

Третья группа состоит из 10 скважин. Большинство из них расположены в чистонефтяной зоне (ЧНЗ), а некоторые на окраинах водно-нефтяной зоны (ВНЗ). Установлено, что эта группа скважин отличается от первых двух по нескольким признакам, один из которых — исходные технологические показатели, другой — геологические параметры, влияющие на технологические показатели. Типичные текущие показатели скважин следующие: дебит жидкости – 27,35 м³/сут (начальный), дебит нефти 6,87 т/сут., обводненность - 65,39%. Текущее пластовое давление — 19,3 МПа. В районе этих скважин достаточно высокое текущее пластовое давление, а по отдельным скважинам более низкое значение текущей обводненности. Скважины этой категории эксплуатируются низкими темпами,

часто в периодическом режиме работы, имеют невысокие уровни накопленного отбора нефти и жидкости. Скважины третьей группы являются малопродуктивными.

Самой крупной группой является четвертая, состоящая из 187 скважин (40% от общей выборки). Скважины 4-й группы пространственно приурочены как к ЧНЗ, так и к ВНЗ. Для характеристик группы характерны высокие значения проницаемости, пористости, песчаности в скважинах и низкие значения расчлененности. Средний дебит жидкости составил 38,65 м³/сут (минимальный 14,3 м³/сут). Средняя обводненность продукции составляет 53,31%. Среднее пластовое давление составляет 15,7 МПа. Скважины 4-й группы отличаются оптимальными технологическими показателями, технологическими параметрами, показателями макронеоднородности и фильтрационно-емкостными свойствами. Скважины приурочены к высокопродуктивным участкам пласта.

Возможность оценить структуру скважин, определить низкодебитный фонд скважин по группам, выделенным по совокупности признаков, а также выявить возможные причины низких дебитов скважин стала возможной за счет группировки и идентификации скважин по геолого-технологическим характеристикам.

На основании проведенных расчетов установлены основные геолого-технологические факторы для данного пласта, влияющие на формирование остаточных запасов нефти, определены зоны, в которых располагаются скважины, с различными параметрами коллектора. Таким образом, появляется возможность дифференцировать геолого-технические мероприятия по скважинам с учетом геологических и технологических факторов, с обязательным контролем влияния этих воздействий на разработку пласта в целом. В скважинах с высокими остаточными запасами, находящимися в активной разработке, можно рекомендовать интенсификацию добычи нефти с проведением водоизолирующих работ.

В скважинах из групп с низкими дебитами можно рекомендовать проведение геолого-технологических мероприятий на вовлечение в работу низкопроницаемых коллекторов (физические и химические ГТМ) с обеспечением энергетической эффективности разработки пласта, что, в конечном итоге, приведет к освоению запасов низкопроницаемых пропластков.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 - Чудинова Д.Ю., Сиднев А.В. Геологотехнические мероприятия по контролю и регулированию разработки месторождений Когалымской группы на завершающей стадии // Нефтегазовое дело. 2016. №1. С. 119–137.
- 2 - Андреев В.Е., Чижов А.П., Чибисов А.В. Чудинова Д.Ю. и др. Решение задачи классификации эксплуатационного фонда скважин и дифференциации остаточных запасов в карбонатных пластах на примере турнейских залежей НовоЕлховского месторождения // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. №4 (106). С. 54–66.
- 3 - Валеев А.С., Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х. и др. Методические основы планирования и организации интенсивных систем заводнения (на примере пластов Ватьеганского и Тевлинско-Русскинского месторождений) // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №3 (49). С. 38–44.
- 4 - Нугайбеков Р.А., Султанов Ш.Х., Варламов Д.И., Чибисов А.В. Сравнительный анализ применения искусственных нейросетей и метода главных компонент при

классификации эксплуатационных объектов и прогнозе добычи нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. №10. С. 70–72.

5 - Малец О.Н., Турдыматов А.Н., Султанов Ш.Х., Андреев В.Е. и др. Использование статистических методов обработки геологической информации для объективной и качественной классификации продуктивных пластов// Нефтепромысловое дело. 2008. №2. С. 4–6.

ИССЛЕДОВАНИЯ, ПРОВОДИМЫЕ С ЦЕЛЬЮ РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

Ю.А. Головина

*Самарский Государственный Технический Университет,
Самара, Россия*

e-mail: golovina_ua@mail.ru

Аннотация. Рассмотрены исследования, которые проводились для характеристики полноты вытеснения нефти водой на образцах керна пластов ДI+ДII. Приведены графики и корреляционные зависимости остаточной нефтенасыщенности от проницаемости породы для расчета коэффициентов вытеснения.

Ключевые слова: месторождение, пласт, керн, коэффициент вытеснения нефти водой, проницаемость, нефтенасыщенность, коллекторские свойства, корреляционная зависимость.

Полнота вытеснения нефти водой экспериментально исследовалась институтом на 11 образцах керна пласта ДI+ДII. На керновом материале остальных пластов опытов не проводилось.

При подсчете запасов для всех продуктивных пластов месторождения, кроме пласта ДI+ДII, были построены зависимости вида $K_{он} = f(K_{пр})$ с использованием керновых данных аналогичных пластов близлежащих месторождений.

Расчет коэффициента вытеснения пласта ДI+ДII проводился по зависимости, установленной на базе собственных данных, дополненных результатами исследования керна соседнего месторождения. Уравнение зависимости имеет вид:

$$K_{\text{выт}} = 0,719 + 0,046lgK_{\text{пр}}$$

где $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти водой д.ед.;

$K_{\text{пр}}$ - коэффициент проницаемости, мкм²

Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости для пластов горизонта была установлена по керновым данным пласта A_0 горизонта месторождения. Для расчета остаточной нефтенасыщенности пласта A_2+A_3 использовалась зависимость пласта A_3 расположенного недалеко от месторождения.

Для пласта A_4 , была установлена корреляционная зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости по керновым данным пласта A_4 месторождений Самарской области. Остаточная нефтенасыщенность продуктивных

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

пластов B_2 и B_1 рассчитывалась по корреляционным зависимостям, установленным по керновым данным аналогичных пластов месторождения. Корреляционная зависимость для пласта D_k устанавливалась по керновым данным одноименного пласта и месторождений.

Графики зависимостей для расчета коэффициентов вытеснения приведены на рис. 1- 6.

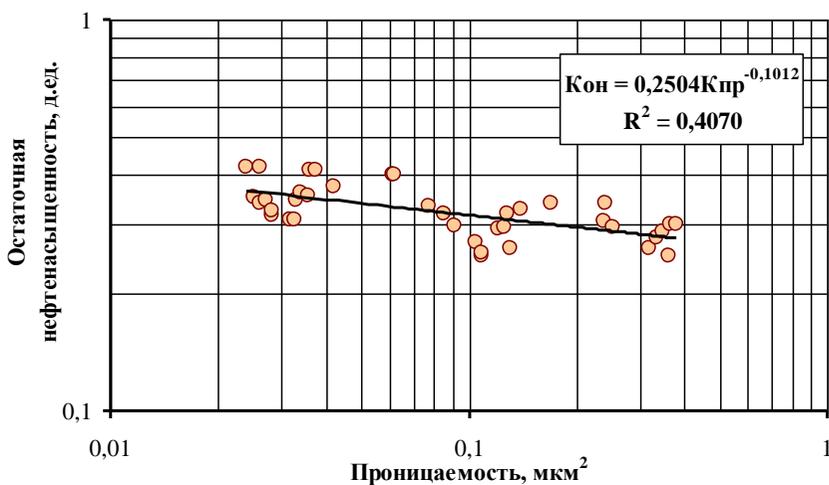


Рисунок 1—Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости породы для пласта A_0 подольского горизонта

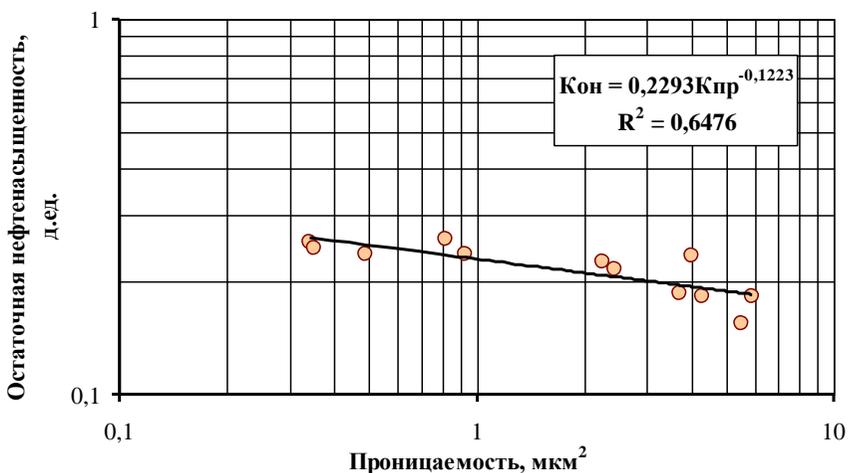


Рисунок 2—Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости породы для пластов $A_2 + A_3$

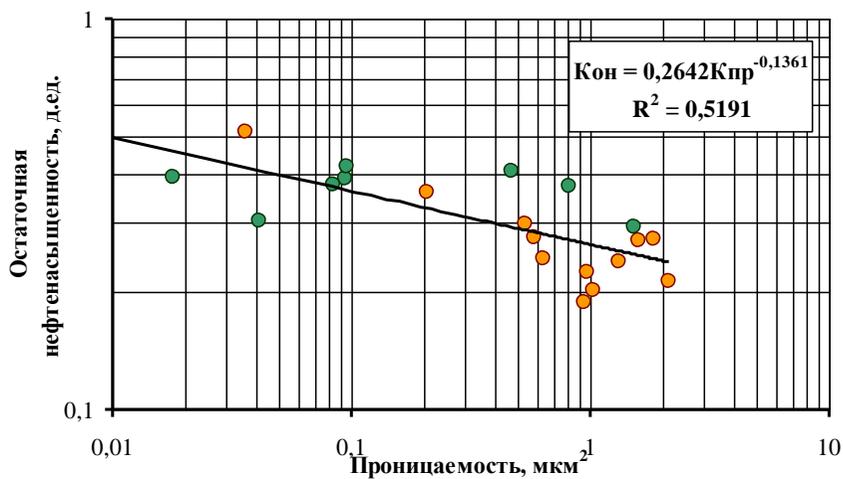


Рисунок 3 – Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости породы для пласта А₄

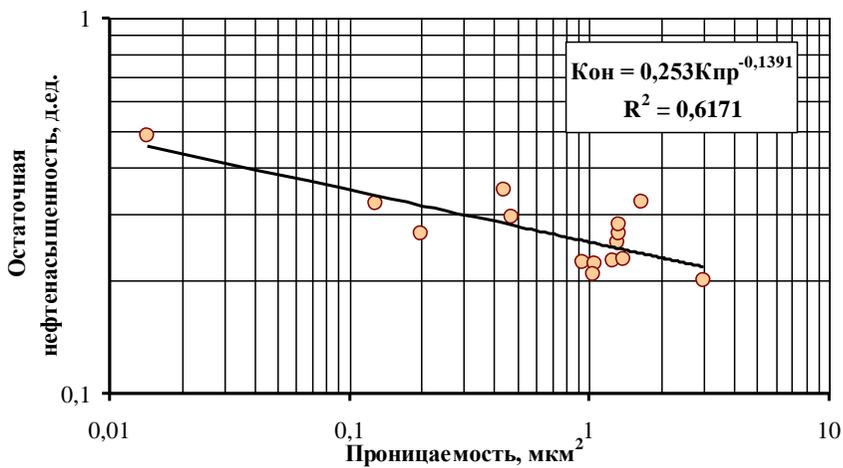


Рисунок 4 – Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости породы для пласта Б₂

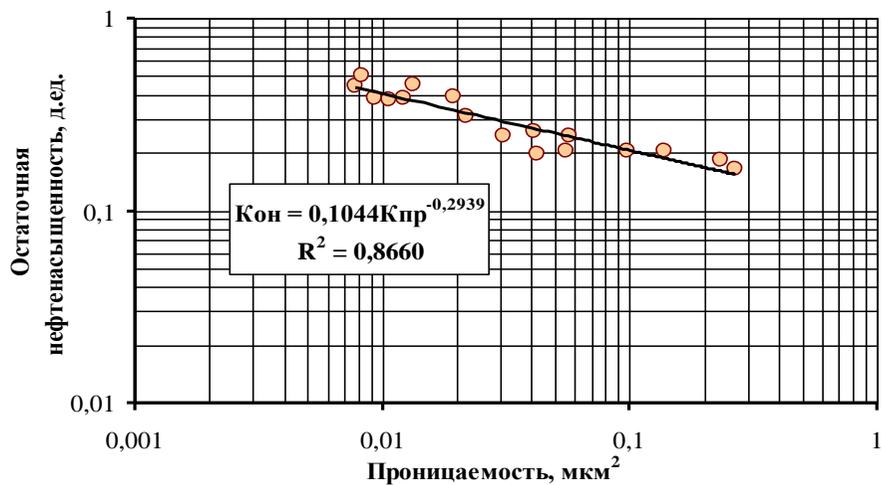


Рисунок 5 –Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости породы для пласта В₁

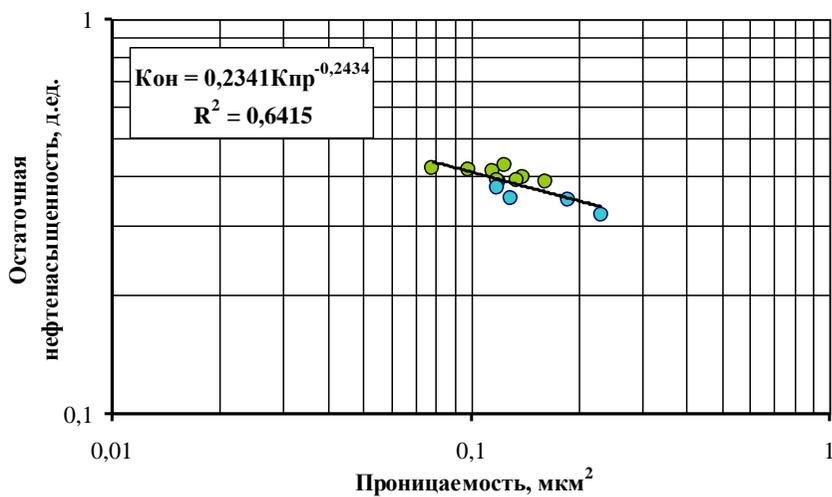


Рисунок 6 –Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости породы для пласта Дк

Уравнения зависимостей, применявшихся в данной работе при расчете коэффициентов вытеснения для продуктивных пластов, даны в таблице 1.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1 -Корреляционные зависимости для расчета коэффициента вытеснения продуктивных пластов

Пласт	Уравнение зависимости остаточной нефтенасыщенности (Кн.о.) от проницаемости (Кпр)
1	2
Pd-I, Pd-II, Pd-III, Pd-IV, Pd-V	$K_{он} = 0,2504 * K_{пр}^{-0,1012}$
A ₂ +A ₃	$K_{он} = 0,2293 * K_{пр}^{-0,1223}$
A ₄	$K_{он} = 0,2642 * K_{пр}^{-0,1361}$
Б ₂	$K_{он} = 0,253 * K_{пр}^{-0,1391}$
В ₁	$K_{он} = 0,1044 * K_{пр}^{-0,2939}$
Дк	$K_{он} = 0,2341 * K_{пр}^{-0,2434}$
ДИ+ДИ	$K_{выт} = 0,719 + 0,046 \lg K_{пр}$

После расчета остаточной нефтенасыщенности по зависимостям $K_{он}=f(K_{пр})$, величина коэффициента вытеснения ($K_{выт.}$) в каждом случае рассчитывалась по уравнению:

$$K_{выт} = (K_{нн} - K_{но})/K_{нн}$$

где $K_{но}$ – определенная по зависимости остаточная нефтенасыщенность пласта; $K_{нн}$ – принятое среднее значение начальной нефтенасыщенности пласта

Значения коэффициента вытеснения и рекомендуемые значения начальной нефтенасыщенности и коллекторских свойств для продуктивных пластов месторождения представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Принятые значения коллекторских свойств и коэффициентов вытеснения нефти

Пласт	Пористость, д.е.	Проницаемость, мкм ²	Начальная нефтенасыщенность, д.е.	Остаточная нефтенасыщенность, д.е.	Коэффициент вытеснения нефти водой, д.е.
1	2	3	4	5	6
Pd-I	0,16	0,068	0,64	0,329	0,49
Pd-II	0,14	0,031	0,63	0,356	0,44
Pd-III	0,15	0,049	0,65	0,340	0,48
Pd-IV	0,14	0,033	0,65	0,354	0,46
Pd-V	0,15	0,079	0,66	0,324	0,51
A ₂ +A ₃ Северный участок	0,25	0,601	0,86	0,244	0,72

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
А ₂ +А ₃ Южный участок	0,20	0,192	0,82	0,281	0,66
А ₂ +А ₃ р-н скв. 21, 22	0,20	0,067	0,82	0,319	0,61
А ₄ Северный участок	0,14	0,036	0,80	0,415	0,48
А ₄ Центральный участок	0,15	0,062	0,81	0,386	0,52
А ₄ Южный участок	0,15	0,062	0,81	0,386	0,52
Б ₂	0,19	0,312	0,90	0,297	0,67
В ₁	0,12	0,011	0,89	0,393	0,56
Дк Северный участок	0,19	0,224	0,88	0,325	0,63
Дк Центральный участок	0,12	0,035	0,88	0,516	0,41
Дк Южный участок	0,18	0,534	0,91	0,262	0,71
Дк р-н скв.119	0,18	0,435*	0,91	0,276	0,67*
ДI+ДII	0,18	0,209	0,91	0,284	0,69
ДI+ДII р-н скв. 115	0,18	0,209	0,91	0,284	0,69

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дополнение к проекту разработки нефтяного месторождения.

**ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТАМПОНИРУЮЩЕГО РЕАГЕНТА ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ
ПРОМЫТЫХ ЗОН ДЛЯ БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЕМ ПРИ ГЛУШЕНИИ
СКВАЖИН НА ОРЕНБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Р.И. Манзуллин, Е.В. Алекина¹

*1 - Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений»
СамГТУ, г. Самара, Россия*

Аннотация. В работе представлены результаты опытно-промышленных испытаний на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении, позволившие повысить эффективность глушения скважин.

Ключевые слова: жидкости глушения, глушение скважин, эмульгатор, блокирующий состав.

Введение Текущее состояние разработки Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) осложнено определенными негативными проявлениями, в том числе аномально низкое пластовое давление (АНПД). На основе накопленного опыта проведения ремонтов на скважинах ОНГКМ выделены наиболее значимых отрицательных факторов, влияющих на эксплуатацию скважин [1-10]:

– падение пластового давления до величин, при которых происходит значительное снижение дебита скважин, уменьшается скорость газового потока по колонне насоснокомпрессорных труб (НКТ), что способствует снижению выноса жидкости на поверхность и возникновению положительного скин-эффекта в «сухих скважинах». Также при условии АНПД предъявляются особые требования к глушению скважин при проведении КРС;

– прогрессирующее обводнение фонда скважин. Обводнение скважин определяется как избирательное, связанное с участками развития зон трещиноватости и тектонических нарушений, с последующим распространением пластовых вод по наиболее проницаемым пластам в субгоризонтальном направлении.

Материалы и методы высокие фильтрационные свойства карбонатных коллекторов и длительный этап эксплуатации на данном месторождении приводят к возникновению зон с аномально низким пластовым давлением (АНПД) в зоне проведения работ, что не только усложняет процесс глушения скважин, но и ведет к риску возникновения таких осложнений, как ГНВП, а также поглощению тампонажных растворов, ликвидация которых обходится недешево, поскольку увеличивается количество затрачиваемых реагентов и стоимость КРС.

За 2023 год выполнено 129 технологических скважиноопераций, связанных с глушением, заглушенных после первой операции – 103 скв., после второй операции – 14 скв., более двух операций – 12 скв. Наиболее широко применялись собственные жидкости глушения, без привлечения сторонних организаций: биополимерная система и инвертные - эмульсионные растворы. Ниже на графике 1 представлены данные по проведению технологических операций, связанных с глушением скважин, в отчетном году.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Анализ эффективности глушения скважин на ВУ ОНГКМ за 2023г.

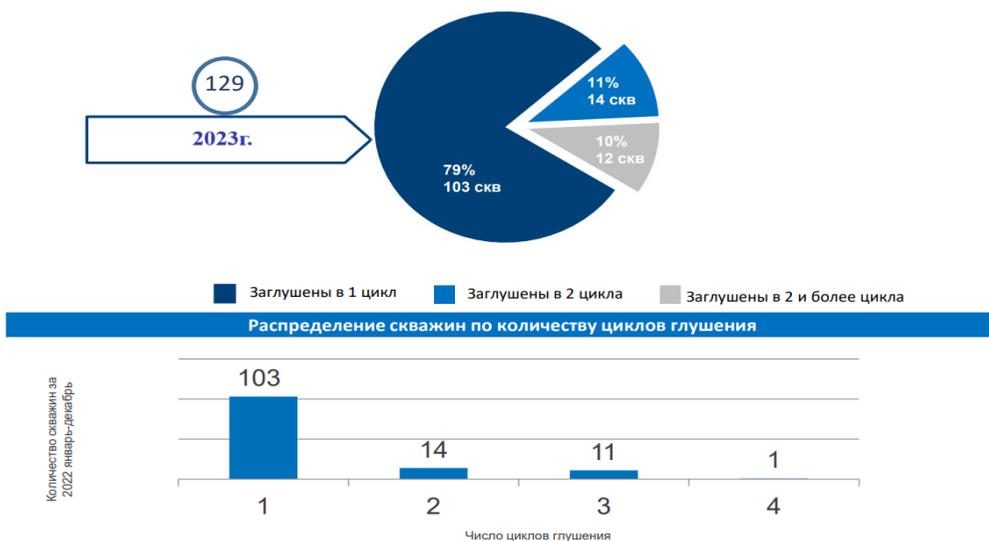


График 1 – Данные по проведению технологических операций, связанных с глушением скважин в 2023 году

Наибольшее количество операций по глушению проведено на скважине № X (4 скв.-опер.). Причины в отсутствии положительного результата глушения скважины № X ВУ ОНГКМ с первого подхода:

Трециноватый карбонатный коллектор с зонами разуплотнения и разломов (фильтрационно-емкостными особенностями участка продуктивной залежи);

Отсутствие достоверной информации о степени раскрытости трещин и их протяженности (поглощение составов глушения без положительного давления свидетельствует о нахождении ствола скважины в зоне пласта характеризующейся высокой проницаемостью, с наличием естественных вертикальных разломов и трещин);

Высокий газовый фактор 646 м³/тонну;

Аномально-низкие пластовые давления $K_a=0,5$;

Не обсаженные (открытые) и протяженные горизонтальные участки ствола скважины в продуктивном пласте длиной 594м.

В 2023 году для повышения эффективности операций по глушению скважин проведены опытно-промышленные испытания составов для глушения скважин производства ООО НПФ "ИнТехСервис". Для проведения опытно-промышленных испытаний были выбраны скважины со схожими эксплуатационными характеристиками и конструкцией.

Предлагаемый к ОПИ (опытно-промышленные испытания) продукт ТРИПЗ-М (Тампонирующий реагент для изоляции промытых зон модифицированный), разработан и производится ООО НПФ «ИнТехСервис» (г. Уфа). Реагент представляет собой сбалансированный многокомпонентный порошкообразный состав, предназначенный для ликвидации поглощений, изоляции промытых зон при строительстве и ремонте скважин, выравнивания профиля приемистости (притока), водоограничении (водоизоляции) и других методах воздействия. Основным его

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

отличием является способность увеличения реагента до двух порядков в объёме с одновременным уменьшением гидропроводности пропластков до трех порядков.

К ОПИ предлагается реагент ТРИПЗ-М, который эффективно применяется для борьбы с поглощением при глушении скважин, в том числе в условиях с АНПД. ТРИПЗ-М доставляется в поглощающие интервалы пласта в виде суспензии в углеводородном безводном носителе (безводная нефть вязкостью до 40 мПа*с, в соотношении 1,7 – 1,8 м³ углеводородной жидкости к 1 т. ТРИПЗ-М), где при взаимодействии реагента с водой образуется многофазная, вязкоупругая масса с высокой тампонирующей способностью. Для исключения преждевременного реагирования суспензии ТРИПЗ-М с водой в инструменте до и после него закачиваются буферные оторочки в объёме по 0,5-1,0 м³.

Согласно программе ОПИ основными ключевыми показателями эффективности являются:

- обеспечение эффективного глушения – отсутствие ГНВП, во время проведения всего цикла внутрискважинных работ;
- глушение скважины должно быть выполнено за один цикл (подход);
- уровень жидкости в скважине после глушения и разрядки должен быть стабильным;
- отсутствие отрицательного влияния на работоспособность внутрискважинного оборудования;
- сокращение или сохранение среднего срока ВНР (выхода на остановочный тоннаж) по сравнению с результатами предыдущего вывода на режим по данной скважине.

По итогам проведения ОПИ технологии глушения скважин с применением ТРИПЗ-М получены следующие результаты:

№	Показатели	Скв. №Х
1	Пластовое давление	92,0 ат.
2	Газовый фактор	646,0 м ³ /т
3	Глубина кровли пласта по вертикали	1858,25м
4	Расчетная плотность жидкости глушения	0,5 г/см ³
5	Текущий забой	2500,0 м
6	Открытый ствол/величина вскрытого продуктивного горизонта	594 м
7	Объем блокирующего состава ТРИПЗ-М, расчетный	6 м ³ (3тн)
8	Объем блокирующего состава ТРИПЗ-М, фактически закачанный	6 м ³ (3тн)
9	Давление на агрегате при окончании глушения	0 атм
10	Уровень жидкости в скважине после тех. отстоя (труб/затруб)	489/539 м
11	Наличие газа на выходе после разрядки	отсутствует
12	Результат глушения*	Заглушена

Дальнейшие испытания, произведенные с учетом накопленного опыта, на скважинах №Х показали способность технологии (реagenta) производить качественное глушение скважины в соответствии с требованиями ключевых показателей эффективности. В процессе проведения ОПИ реagent ТРИПЗ-М продемонстрировал способность эффективно глушить скважины с различной степенью сложности.

В целом, произведенные испытания подтвердили перспективность использования реagenta ТРИПЗ-М в технологиях глушения скважин на ВУ ОНГКМ и позволяют рекомендовать его к промышленному внедрению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рябокoнь С. А. Технологические жидкости для закачивания и ремонта скважин : монография / С. А. Рябокoнь. – Краснодар : Бурение, 2006. – 116 с.
2. Шилов И. А. Подбор наиболее эффективных жидкостей глушения скважин и оценка их влияния при лабораторном моделировании / И. А. Шилов, А. И. Неволин // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 12. – 84 с.
3. Пономарева И. Н. Результаты исследований в области повышения эффективности технологий глушения скважин / И. Н. Пономарева, П. Ю. Илюшин // Нефтяное хоз-во. – 2017. – № 1. – 112 с.
4. Izmailova G.R. Research on the high-frequency electromagnetic acoustic heating of an oil reservoir with further pumping of a solvent / G.R. Izmailova // High Temperature. – 2018. – Т. 56. – № 6. – С. 910–914.
5. Identifying the efficiency factors on the basis of evaluation of acidizing of carbonate reservoirs / R. A. Kozikhin, A. M. Daminov, I. G. Fattakhov, L. S. Kuleshova, A. Kh. Gabbasov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (IPDME 2018 – International Conference 91 on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering). – 2018. – Vol. 194. – Iss. 6 (062013). – P. 1-6. DOI: 10.1088/1755-1315/194/6/062013.
6. Scenario approach for increasing efficiency of wells operation with the horizontal termination / R. A. Kozikhin, I. G. Fattakhov, L. S. Kuleshova, A. Kh. Gabbasov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (IPDME 2018 – International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering). – 2018. – Vol. 194. – Iss. 8 (082020). – P. 1-6. DOI:10.1088/1755-1315/194/6/062013.
7. Гуторов А. Ю. Современные технологии комплексной автоматизации разработки нефтяных месторождений. Сер. XVIII Нефтегазовое дело: учебное пособие / А.Ю. Гуторов, Л.Ф. Юсупова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 84 с.
8. Сулейманов Р.И. Ремонт быстроходного вала ротора Р-560 / Р.И.Сулейманов, Х.А.Ахмедов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т./ коллектив авторов.– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. –Т.1.– С. 396-400.
9. Латыпов А.С. Капитальный ремонт труб НКТ на передовых нефтегазовых предприятиях России / А.С. Латыпов, М.Л. Галимуллин // Материалы 46-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изво УГНТУ, 2019. – Т.1.– С. 342-345.

10. Сулейманов Р. И. Универсальная система очистки сточных вод при импульсном нестационарном заводнении / Р.И. Сулейманов, Г.Г. Гиладев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С.437-442.–URL: <https://www.elibrary.ru>
11. ООО НПФ "ИнТехСервис ТРИПЗ-М [Электронный ресурс]: Химические реагенты для нефтяной и газовой промышленности. — Режим доступа <http://npf-its.com/>

УДК 662.69

АНАЛИЗ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ППД ЕКАТЕРИНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

*СамГТУ, Самара, Российская Федерация
e-mail: NataliX99@mail.ru*

Аннотация. В статье проанализирована работа системы ППД Екатериновского месторождения в настоящее время и в ближайшей перспективе, намечены пути её реконструкции.

Ключевые слова. Анализ, системы ППД., месторождение, скважины.

Екатериновское месторождение расположено в Самарской области Российской Федерации и относится к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В административном отношении расположено на в 80 км к северо-востоку от областного центра. Залежь имеет размеры 3.4×2.0 км, высота ее – 53,1 м. Обширная водонефтяная зона занимает половину всей площади залежи. Водонефтяной контакт достаточно надежно обоснован по данным ГИС на абсолютной отметке минус 2449 м. Коэффициент песчаности – 0.665, расчлененность – 3.1.

Согласно гидродинамической и гидрохимической зональности этого района, воды продуктивных пластов Д-I относятся к зоне застойного режима [1, 2].

Месторождение разрабатывается более 30 лет с ППД. Однако, в ближайшей перспективе ожидается существенное увеличение добычи продукции на Екатериновском месторождении.

Поэтому, представляло интерес проанализировать работу системы ППД с целью изучения возможности увеличения её пропускной способности.

В настоящее время Екатериновское месторождение обустроено и разрабатывается с поддержанием пластового давления пластов Д-I на Богородском поднятии и пласта Д-I на Восточном куполе Екатериновского поднятия (рис.1). Фонд нагнетательных скважин по состоянию на 01.01.2024 г. составляет 3

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

единицы, в том числе скважины №№31, 61 на Богородском поднятии и №183 на Восточном куполе Екатериновского поднятия.

Для заводнения нефтяных залежей Екатериновского месторождения используется сточная вода, сбрасываемая с УПСВ «Екатериновская». Вода из отстойников О-1, О-2 УПСВ «Екатериновская» центробежными насосами Н-1 марки ЦНС 60×330, Н-2 и Н-6 марки ЦНС 105×392 через распределительную гребенку по водоводам подается на заводнение пластов в нагнетательные скважины №№31, 183, 186 а часть воды утилизируется в поглощающие скважины №№27, 188, 190.

Учет откачиваемой воды производится на узле учета воды (УУВ-1). Сбор утечек от насосов Н-1,2,6 производится в канализационный колодец КК-3. Для закачки пластовой воды в скважину №31 спущен дожимной насос ЭЦНАКИВ-200-400, а в скважину №186 спущен дожимной насос ЭЦНАКИВ5-125-1100. Сведения о состоянии водоводов системы систем заводнения и поглощения Екатериновского месторождения (по состоянию на 01.01.2024 г.) приведены в табл.1. Технологический режим работы нагнетательных скважин представлен в табл.2. Фактические и требуемые показатели качества закачиваемой воды приведены в табл.3 и 4. Так как, проницаемость пластов 0,228 мкм², то качество закачиваемой воды удовлетворяет требованиям для заводнения пластов. Динамика пластового давления приведен на рис.2.

Пластовое давление практически не снижается, что говорит об эффективности сложившейся системы ППД. Усиление системы ППД на данном этапе разработки не требуется. Однако, счетчики и расходомеры на каждой скважине (например, типа СВУ) до сих пор отсутствуют. Трубопроводы системы ППД изношены на 80%, а их замена в ближайшее время не предусматривается. В качестве реагента для борьбы с коррозией используют ингибитор коррозии Сонкор-9701, который хорошо себя зарекомендовал.

Согласно действующего проектного документа в ближайшей перспективе предусматривается бурение еще 32 скважин, в том числе: добывающих – 24 (из них горизонтальных – четыре), нагнетательных – пять (из них одна с отработкой на нефть), наблюдательных – одна. Таким образом, уровни добычи жидкости в ближайшие годы будут увеличиваться, а нагрузка на УПСВ, которая и без того перегружена, резко возрастет.

Все это неизбежно потребует реконструкции системы ППД. Поэтому, в соответствии с Программой капитальных вложений АО «Самаранефтегаз» планируется реконструкция УПСВ «Екатериновская», а также, техническое перевооружение напорного нефтепровода УПСВ «Екатериновская» - УПСВ «Козловская» (замена подводного перехода через р. Козловка) протяженностью 0,412 км. и техническое перевооружение напорного трубопровода УПСВ «Екатериновская» - УПСВ «Козловская», протяженностью 13,38 км в 2025г.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

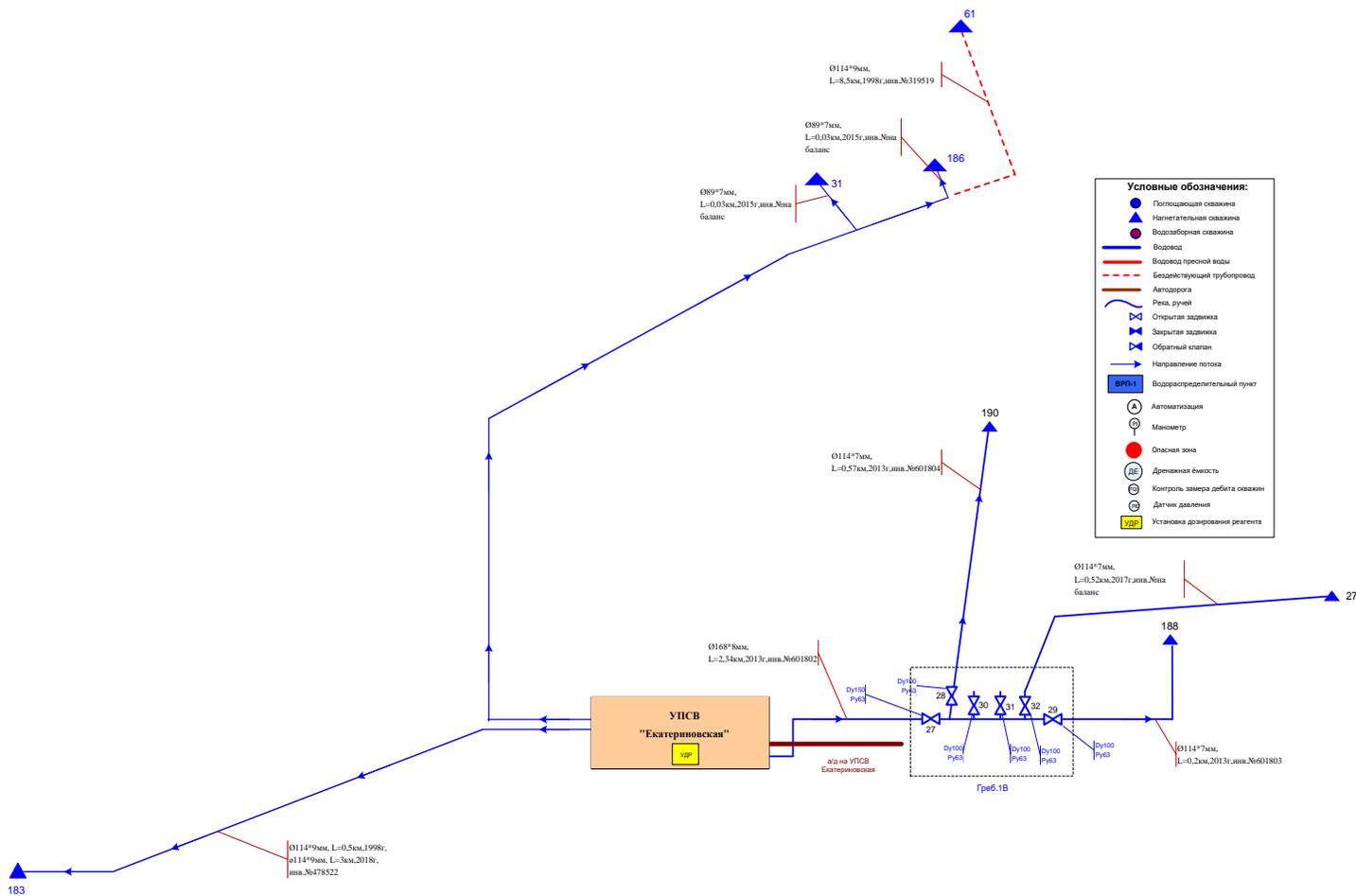


Рис.1. Схема системы ППД Екатеринбургского месторождения

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица.1

Сведения о состоянии водоводов системы систем заводнения и поглощения
Екатериновского месторождения (по состоянию на 01.01.2024 г.)

Наименование трубопровода или участка	Назначение объекта	Состояние трубопровода	Параметры трубопроводов		Год ввода в эксплуатацию
			Диаметр, толщина стенки, мм	Длина, км	
УПСВ «Екатериновская → скв.31	Водовод заводнения	бездействующий	114×9	8,5	1998
Скв.31 → врезка	Водовод заводнения	действующий	89х7	0,03	2015
Скв.186 → врезка	Водовод заводнения	действующий	89х7	0,03	2015
УПСВ «Екатериновская → скв.183	Водовод заводнения	действующий	114×9	0,5 3,0	1998 2018
УПСВ «Екатериновская → гребенка 1	Водовод поглощения	действующий	168х8	2,34	2013
гребенка 1→скв.27	Водовод поглощения	действующий	114х7	0,52	2017
гребенка 1→скв.188	Водовод поглощения	действующий	114х7	0,2	2013
гребенка 1→скв.190	Водовод поглощения	действующий	114х7	0,57	2013

Таблица.2

Технологический режим работы скважин системы ППД

№ скв	Приемистость, м ³ /сут	Пласт
31	212	Д1
183	123	Д1
186	74	Д1

Таблица.3

Фактические показатели качества воды для ППД

Критерий	Показатели
Содержание нефтепродуктов, мг/мд ³	13
Содержание механических примесей, мг/мд ³	15

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица.4

Требуемые показатели качества воды для ППД

Тип коллектора	Проницаемость, мкм ²	Разрешенное содержание загрязнений, мг/л	
		Нефть	Мех. примеси
Поровый	<0.2	15-20	10-15
	0.2-0.5	20-30	20-30
	>0.5	30-40	30-40

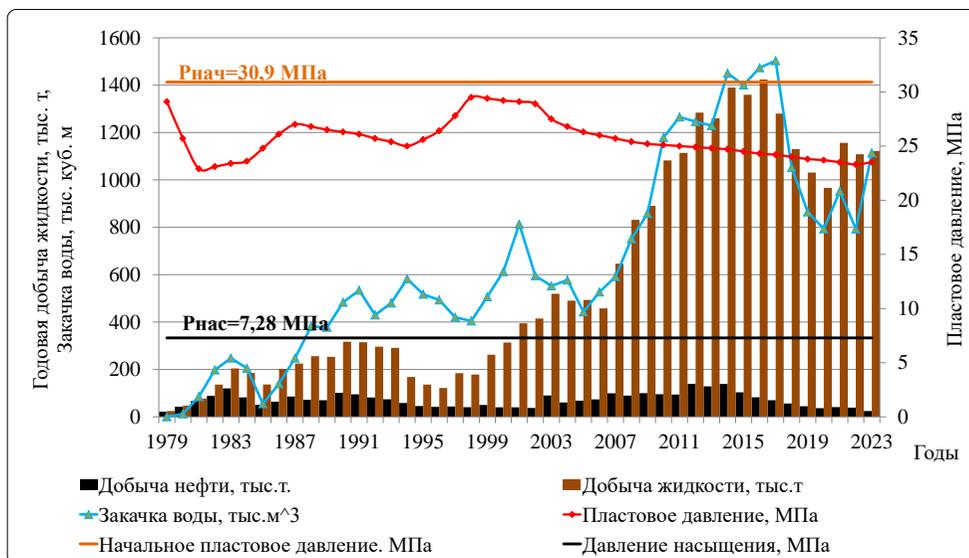


Рис.2. Динамика пластового давления

ЛИТЕРАТУРА

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Екатериновского нефтяного месторождения Самарской области. ООО «СамараНИПИнефть» 2022 г.
2. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий по объектам Екатериновского месторождения на 01.01.2024 г. за последние 5 лет. «СамараНИПИнефть» 2024 г.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ОЦЕНКА ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПЛАСТА А4 МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.А. Головина

Самарский Государственный Технический Университет

Самара, Россия

e-mail: golovina_ua@mail.ru

Аннотация. Произведена оценка выработки запасов нефти по пласту А₄ месторождения. Дан краткий анализ разработки пласта. Представлен характер распределения нефтенасыщенности по результатам гидродинамического моделирования на начало разработки и на текущий момент. Приведены данные подъема уровня ВНК (водонефтяной контакт) по данным гидродинамических исследований скважин (ГИС).

Ключевые слова: пласт, нефтеотдача, нефтенасыщенность пласта, выработка, ВНК, ГИС (гидродинамические исследования), скважина, обводненность, запасы нефти.

Объект А₄ месторождения характеризуется длительной историей разработки, введен в эксплуатацию в 1970 году тремя поисково-разведочными скважинами.

На текущую дату накопленная добыча нефти по объекту составила – 6655 тыс. т, отбор от числящихся на балансе НИЗ – 84,1 % при обводнённости 97,5 % (таблица 1).

Объект разбурен по неравномерной сетке скважин 250-500 м. Скважины бурились, в основном, в центральных купольных областях объекта, приконтурная зона практически не разбурена. Плотность сетки скважин 17 га/скв.

Таблица 1 - Основные показатели разработки объекта А₄

Показатели	Пласт А ₄
Год ввода	1970
Накопленная добыча нефти, тыс.т	6655
Обводненность,%	97,5
Степень выработки от НИЗ,%	84,1
Действующий добывающий/нагнетательный фонд, ед.	2/2
Дебит нефти/жидкости, т/сут	3,5/137,7
Уд.накоп.добыча нефти на 1 доб.скв., тыс.т	121
Годовая добыча нефти, тыс.т	2,6
Годовая добыча жидкости, тыс.т	100,5
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	33446

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Продолжение таблицы 1

Годовая закачка, тыс.м ³	300,5
Накопленная закачка, тыс.м ³	43520
Текущ./накоп.компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	343,4/132,9
Приемистость, м ³ /сут	383,8

Объект находится на завершающей стадии разработки, характеризующейся высокой обводненностью продукции и уменьшением фонда действующих скважин.

Всего в добыче нефти на объекте участвовало 55 скважин. При этом 4825 тыс. т нефти (72,5 % накопленной добычи объекта) было отобрано 10 скважинами, расположенными в центральной зоне залежи с наибольшими нефтенасыщенными толщами. Самая высокопродуктивная скважина 25 отобрала 1,3 млн.т нефти или 19,8 % от общей добычи объекта.

В среднем на одну скважину, участвовавшую в добыче нефти, приходится около 121 тыс. т нефти и 608 тыс. т жидкости.

Распределение по накопленной добыче нефти и жидкости по добывающим скважинам объекта А₄ представлено на рисунке 1.

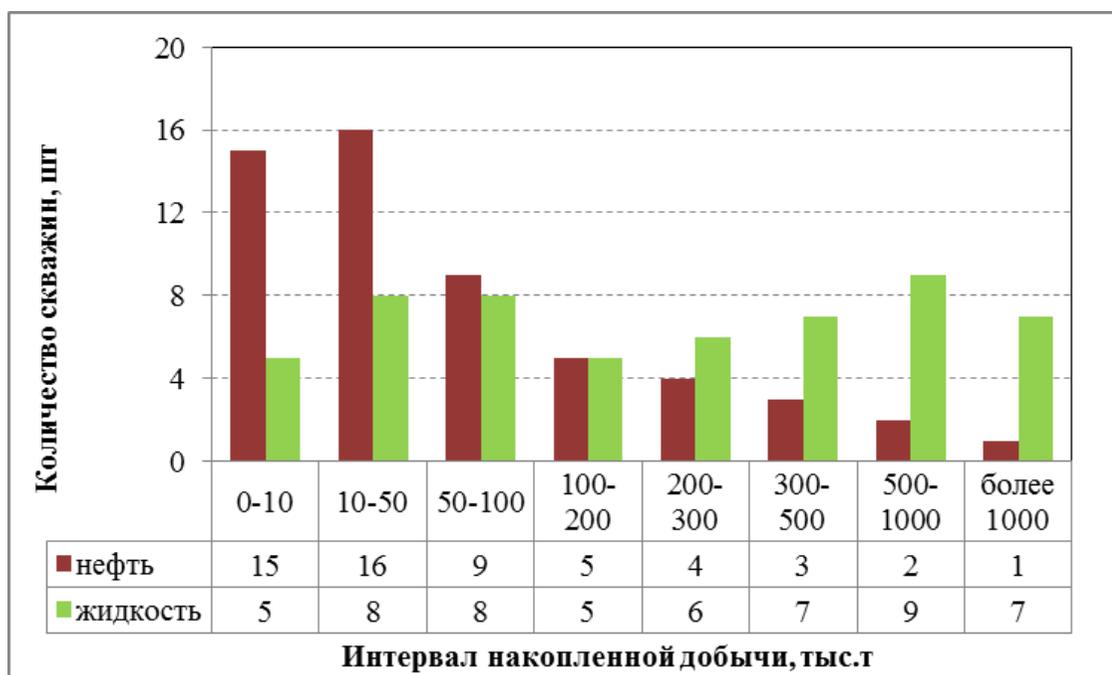


Рисунок 1 – Распределение скважин по накопленной добыче нефти и жидкости по объекту А₄

Объект характеризуется невысоким охватом перфорацией (около 60 % нефтенасыщенной толщины в добывающих и около 80 % в нагнетательных скважинах). Отмечается подъем ВНК, перфорацией вскрыта, в основном, кровельная

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

часть продуктивного пласта. В данных условиях невысокий охват продуктивного пласта перфорацией выглядит логичным, потенциал для проведения дострелов в действующих скважинах практически отсутствует.

Закачка воды была организована с 1974 года. По объекту была сформирована приконтурная система ППД в сочетании с законтурной закачкой. Реализованная на объекте система ППД, способствовала восстановлению пластового давления и увеличению отборов жидкости и нефти. Текущее пластовое давление практически на уровне начального.

Пласт A_4 характеризуется высокой проницаемостью ($0,508 \text{ мкм}^2$) и небольшой расчлененностью (2,4). Непроницаемые пропластки не выдержаны по площади, характеризуются небольшой толщиной. Вязкость нефти в пластовых условиях составляет $0,94 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Нефтенасыщенный и водонасыщенный коллекторы практически не разделены непроницаемым разделом, что предполагает водонапорный режим и подъем уровня ВНК.

Подъем уровня ВНК отмечался также по данным ГИС (гидродинамические исследования), проводимым при бурении скважин в период, когда уже осуществлялась разработка пласта. В скважине 402, подъем ВНК относительно начального уровня составил $8,1 \text{ м}$, пласт в районе скважины полностью обводнен. По другим скважинам высота подъема меньше, так как они были пробурены значительно раньше, и варьируется в пределах $1,1-7,9 \text{ м}$.

Характер распределения нефтенасыщенности по результатам гидродинамического моделирования на начало разработки и на текущий момент представлен на рисунках 2 и 3. Данные материалы подтверждают подъем ВНК по пласту A_4 .

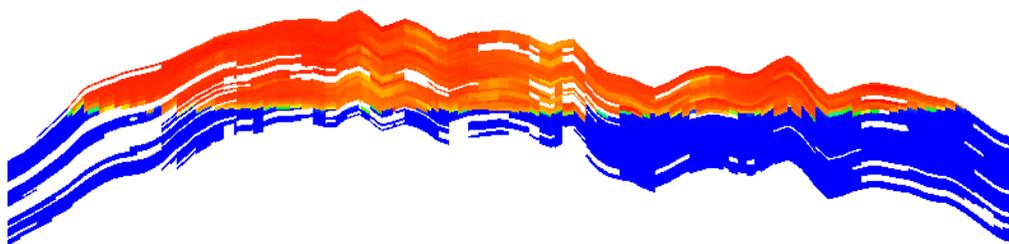


Рисунок 2 - Начальное распределение нефтенасыщенности пласта A_4

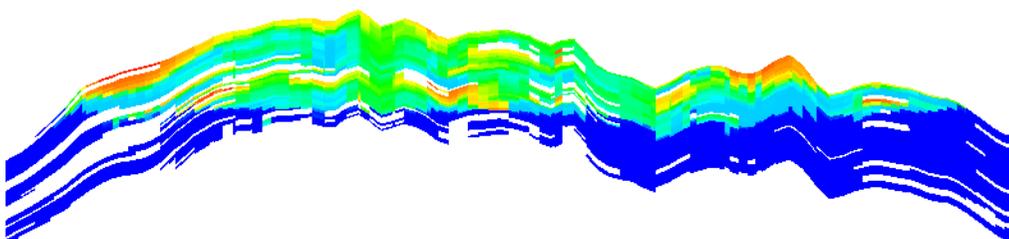


Рисунок 3- Распределение нефтенасыщенности пласта A_4

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Помимо локализации запасов в центральной разбуренной зоне, также имеется невырабатываемая краевая зона в северо и юго-западной частях залежи, для вовлечения в разработку которой необходимо бурение боковых стволов и переводы скважин с других объектов.

Центральная область объекта была разбурена наиболее плотной сеткой, но, несмотря на это, отмечается формирование тупиковых застойных зон, а также прорывы воды по наиболее проницаемым пропласткам. Неоднородность пласта по проницаемости, которая изменяется от единиц до $0,508 \text{ мкм}^2$, предопределяет неравномерность процесса вытеснения нефти водой по площади и разрезу.

При действующем добывающем фонде две скважины, остаточные извлекаемые запасы, приходящиеся на одну добывающую скважину, свидетельствует о невозможности отобрать эти запасы при существующей системе разработки.

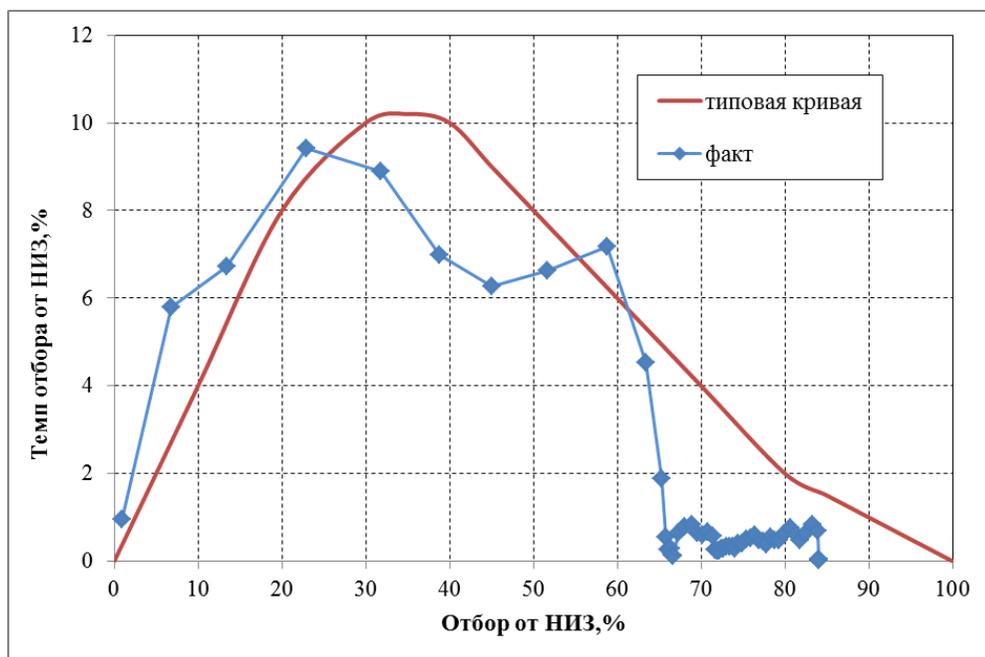


Рисунок 4 – Зависимость темпа отбора от НИЗ от отбора от НИЗ по объекту А₄

На рисунке 4 видно, что фактическая кривая темпов отбора от НИЗ (начальные извлекаемые запасы) имеет два пика, первый из которых связан с вводом высокопродуктивных скважин в начале разработки, а второй – со вторым этапом разбуривания объекта.

После достижения 60% отбора от НИЗ, по объекту наблюдается резкое падение темпов отбора и рост обводненности. Столь значительные изменения в показателях разработки объекта объясняются тем, что они, в основном,

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

определялись несколькими скважинами, которые резко обводнились в короткий период времени. В результате, оставшиеся скважины не смогли поддержать добычу нефти на достигнутом уровне, что и привело к ее быстрому падению.

На начальном этапе фактическая обводненность была ниже типовой кривой (рис. 5), но при отборе около 60 % от НИЗ произошел ее резкий рост и фактическая кривая пошла выше типовой, что связано с обводнением наиболее продуктивных скважин объекта.

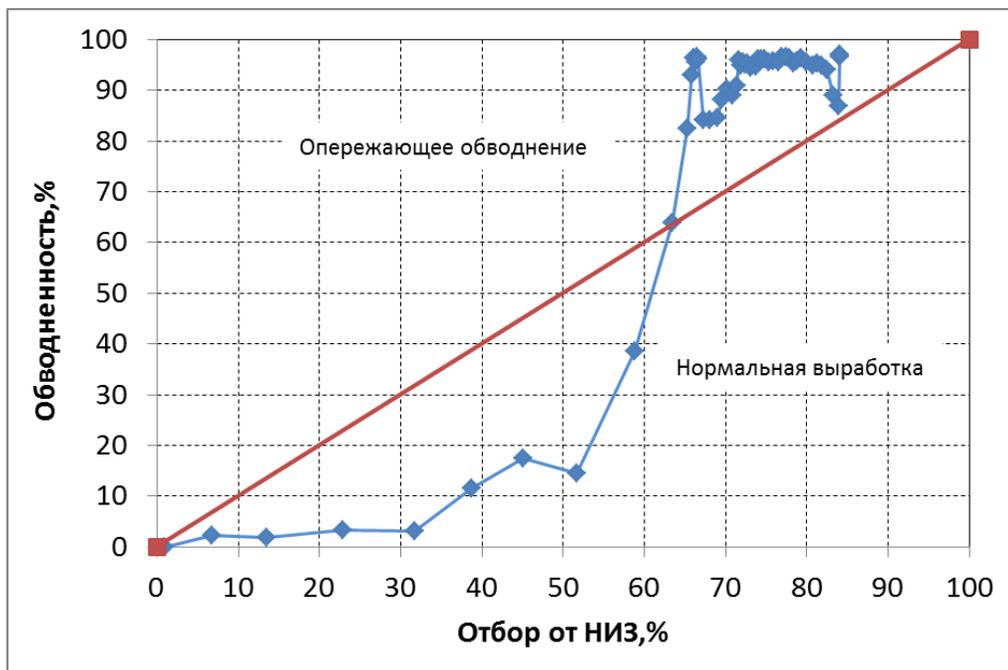


Рисунок 5 – Зависимость обводненности от отбора от НИЗ по объекту А₄

Стабилизация обводненности на уровне 95-96 % предполагает длительную довыработку остаточных запасов в условиях высоких затрат на подъем жидкости. Для сокращения срока и увеличения эффективности разработки необходимо проведение мероприятий по увеличению охвата пласта процессом дренирования, а также мероприятий по ограничению водопритока.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дополнение к технологическому проекту разработки нефтяного месторождения.

**ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА
ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ МАЛОБАЛЫКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А.В. Слобода, В.Е. Подъячева

*Самарский государственный технический университет,
Институт нефти и газа,*

г. Самара, Россия

e-mail: Sasha-sloboda@mail.ru, renigm@samgtu.ru

Аннотация. В районе, известном как Малобалыкский, особенно ценными считаются залежи, обозначенные как АС9, АС10, АС11 и БС8. Анализ данных, полученных в ходе изучения скважин и залежей, дает возможность выделить ключевые характеристики данного района: изначальное давление в залежах достигает 18,121,8 МПа; объем извлекаемой жидкости за сутки варьируется от 8,4 до 74,7 м³; уровень водонасыщенности колеблется между 0,5 и 59 %; показатель эффективности добычи равен 0,1512 м³/сут·МПа; проницаемость пород находится в диапазоне от 15 до 56 10⁻³ мкм²; фактор скин-эффекта оценивается в пределах от 1,5 до 8,1.

Изучение образцов, взятых на поверхности, показало, что средняя плотность добытой нефти при температуре в 20°С составляет 0,898 кг/м³. Доля легких фракций, испаряющихся при температуре до 300°С, в среднем достигает 33 %. Процентное содержание серы в нефти равно 1,68 %, в то время как парафинов — 2,88 %. Количество смол, выделенных с использованием силикагеля, составляет 9,67 %, а асфальтенов — 5,28 %. Средний вес молекулы нефти в залежах оценивается в 273 кг/кмоль.

В процессе эксплуатации нефтяных месторождений активно используются инновационные методы, целью которых является увеличение эффективности добычи из недр и ускорение процессов извлечения нефти. Для достижения этих задач применяется комплекс мер, согласованный с детально разработанной стратегией. В числе ключевых подходов выделяются техника гидроразрыва скважин для увеличения их проницаемости, методы стимуляции прилегающих к скважине участков породы разнообразными техниками, а также выполнение пробивки породы для обеспечения доступа к нефтеносным слоям.

Ключевые слова: интенсификация, кислота, гидроразрыв, проппанты, скважина, трещина, оборудование, депрессия.

Введение. В районе месторождения, известного как Малобалыкский, основной интерес представляют залежи, обозначаемые кодами АС9, АС10, АС11 и БС8. Анализ работы скважин и изучение слоев позволил выявить ключевые параметры поля, включая начальное давление в слоях от 18,1 до 21,8 Мегапаскалей, суточный объем извлеченной жидкости между 8,4 и 74,7 кубометрами, влажность от 0,5 до 59 процентов, эффективность добычи в диапазоне от 0,15 до 12 кубометров за

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

сутки на Мегапаскаль, коэффициент проницаемости колеблется от 15 до 56 миллиардов/микрометров в квадрате, а скин-фактор находится в пределах от 1,5 до 8,1.

При анализе образцов, взятых с поверхности, было установлено, что средняя плотность нефти при стандартной температуре в 20 градусов Цельсия достигает 898 килограммов на кубический метр. Количество легких компонентов, испаряющихся при температуре ниже 300 градусов Цельсия, в среднем равно 33 процентам. Также были измерены средние значения содержания серы – 1,68 процента, парафина – 2,88 процента, смол, полученных с использованием силикагеля – 9,67 процента, и асфальтенов – 5,28 процента. В среднем молекулярный вес нефти по месторождению составляет 273 килограмма на киломоль.

На данном этапе эксплуатация нового нефтяного поля ещё только разгоняется, большая часть территории, отнесенной к категории С2, остается не исследованной, тем не менее, производство нефти демонстрирует стабильность. В период 2011 года удалось извлечь 412 тысяч тонн нефти и 502,2 тысяч тонн других жидкостей. Суточная производительность жидкости достигла 44,4 тонн при содержании воды в 18%, а суточный объем добычи нефти составил 36,5 тонн. Для повышения эффективности и увеличения объемов добычи на Малобалыкском нефтяном поле активно внедряются новейшие технологии, способствующие улучшению работы нефтеносных слоев и усилению процессов извлечения нефти.

Теоретическая часть. Осуществление запланированных действий происходит в рамках утвержденного плана, охватывающего такие процессы, как гидроразрыв пласта, техническую обработку околоскважинной области разными методами, а также проведение перфорационных операций. В ходе оценки результативности проведенных на территории Малобалыкском месторождении геолого-технических действий по состоянию на начало 2012 года был выявлен комплекс технологий, использование которых в будущем способствует увеличению объемов добычи нефти и улучшению показателей её извлечения.

В контексте разработки месторождений, относящихся к категориям АС9-11 и БС8, определен ряд ключевых инженерных и геологических действий, направленных на повышение эффективности добычи. Вот некоторые из них:

- Перед началом эксплуатации необходимо провести дополнительное открытие продуктивных слоев методом перфорации под давлением. Этот процесс способствует формированию идеально чистой зоны вблизи скважины, минимизируя так называемый скин-эффект, что важно для оптимизации добычи.

- Чтобы усилить поступление полезных ископаемых, применяется технология обработки призабойной зоны скважины, включающая в себя использование растворов на основе солей и кислот (СКО) или смесей глин и кислот (ГКО).

- На более поздних этапах разработки месторождения акцентируется внимание на реализации специализированных процедур, направленных на

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

нормализацию распределения давления между добывающими и нагнетательными скважинами, что способствует более равномерному извлечению ресурсов из недр.

Чтобы увеличить эффективность добычи и извлечения углеводородов из труднодоступных участков, рекомендуется применение методов гидравлического разрыва пласта и создание дополнительных горизонтальных или боковых скважин. Особенно это актуально для объектов АС9 и АС10-11, где большая часть этих процедур уже была успешно реализована. В более поздние этапы эксплуатации месторождения важно осуществлять меры по блокировке вымытых участков пласта, чтобы избежать раннего появления воды в скважинах. Опыт показывает, что наиболее эффективным методом увеличения добычи является гидравлический разрыв пласта, подтвержденный результатами многочисленных геологических и технических исследований.

В связи с этим, технология гидравлического разрыва породы стала ключевым способом повышения эффективности извлечения нефти на территории Малобалыкского поля. Ежегодно здесь реализуется около 80 процедур данного вида, большинство из которых успешно способствуют росту производительности нефтяных скважин. Это количество значительно превосходит объемы прочих применяемых здесь процедур для стимуляции выработки полезного ископаемого, включая методы СКО и ГКО.

Применение гидравлического разрыва в скважинах с высоким уровнем добычи не только стимулирует начальный прирост объемов добычи нефти, но и благодаря созданию трещин увеличивает эффективность отвода жидкости. Это достигается за счет формирования прямолинейного потока в трещине, что ведет к снижению потерь давления.

Для обеспечения безопасности эксплуатации скважин и предотвращения возможных повреждений из-за высокого давления, компания «Салым Петролеум Девелопмент» применяет специальную технику во время гидравлического разрыва пласта (ГРП). Этот метод включает использование нефтепромысловой трубы (НКТ) с установленным пакером для контроля давления, поскольку превышение предела в 100 МПа для обсадных колонн недопустимо.

Основная задача ГРП заключается в снижении сопротивления фильтрации в призабойной зоне пласта (ПЗП), что позволяет восстановить или даже увеличить производительность скважины. Для достижения наилучших результатов предварительно выполняются работы по очистке скважины и созданию новых каналов в пласте через перфорацию. Последующий гидравлический разрыв пласта проводится в соответствии с планом, разработанным специализированной сервисной компанией.

В районе небольшого Малобалыкского месторождения, задачи по гидроразрыву пласта берут на себя специалисты из компании Halliburton. Для того чтобы начать процесс гидроразрыва, специалисты из Halliburton разрабатывают уникальный план работы, используя программы такие как FracProPT и GONFER. Этот план охватывает предварительные оценки, касающиеся того, как и в каком

направлении будут формироваться трещины, их размеров, что в свою очередь помогает установить примерные необходимые количества используемых материалов, включая пропант и рабочие жидкости. Более того, на основе плана специалисты Halliburton могут сделать выводы о том, как будет распределяться проводимость внутри трещины и каков будет предполагаемый уровень добычи из скважины после проведения процедуры гидроразрыва.

В процессе осуществления гидравлического разрыва пласта, компанией Halliburton активно применяется передовой метод, известный как Delta Frac®. Основой данной методики является применение специализированной жидкости с боратыми добавками, обладающей уникальными характеристиками: повышенной вязкостью при одновременном уменьшении гелевого компонента на треть. Отличительные качества боратного геля – его высокая устойчивость к механическим воздействиям, эффективность в перемещении твердых частиц для поддержания трещин и способность поддерживать взвешенное состояние частиц.

Практическая часть. Благодаря сниженной потребности в полимерах для достижения необходимой вязкости, методика Delta Frac® способствует минимизации воздействия на породу, гарантируя тем самым полное разложение гелевых компонентов. Кроме того, данная технология способствует созданию качественных каналов проводимости в пласте после проведения процедуры.

Созданная с целью увеличения дебита в скважинах, работающих при температурах до 95°C, данная методика используется в комбинации с проверенными временем ферментными и окисляющими агентами от компании Halliburton. Это позволяет достигнуть максимальной эффективности в разложении геля в самых различных скважинных условиях.

Что касается оценки эффективности гидроразрыва пласта, проведенного в рамках добычи, то она производится по установленной процедуре. Для анализа динамики добычи нефти до определённого момента использовались математические модели: экспоненциальная, степенная или линейная, основанные на общем времени эксплуатации скважины. Далее, исходя из этой модели, формировался прогноз добычи на период после проведения гидротехнических мероприятий, что позволяло оценить увеличение объёма добычи.

Важно подчеркнуть, что методика гидравлического разрыва пласта на территории Малобалыкского месторождения пока не получила всестороннего изучения, что обусловлено ограниченным числом выполненных работ. Касательно оценок эффективности для категории пластов АС, ситуация остаётся неоднозначной: из пяти испытаний лишь в двух случаях было замечено увеличение объёма добычи нефти. Существует необходимость в дополнительных исследованиях указанного метода в будущем.

В контексте исследования юрских периодов и ачимовских формаций, ключевую роль в их эксплуатации может играть использование методики гидравлического разрыва пласта. Особое внимание рекомендуется уделять при работе с уровнями АС9-11 и залежью БС8, применяя данную технологию с

необходимой предусмотрительностью для избежания образования трещин, которые могут достигать водоносных слоёв. Это влечёт за собой необходимость в глубоком предварительном исследовании и планировании, включая изучение геологических деталей и анализ предыдущих работ на этих территориях.

Аналитические данные свидетельствуют о том, что используемые подходы к обработке нефтяных и газовых скважин, которые охватывают воздействие кислот на околоскважинные зоны и применение технологии гидравлического разрыва пласта, демонстрируют различные уровни результативности. Основное увеличение объема добычи нефти было достигнуто благодаря гидроразрыву и работам по перфорации под давлением. Рекомендуется запускать в эксплуатацию новые скважины сразу с использованием технологии перфорации под давлением, обеспечивая регулярное восстановление первоначальных характеристик породы вокруг скважины с помощью специальных мероприятий, включая чистку скважин и повторную перфорацию.

В процессе гидроразрыва пласта для обработки карбонатных отложений активно применяется соляная кислота. Ее концентрация колеблется в диапазоне 12-30%, что оптимально для температур до 100-110 градусов Цельсия. Взаимодействие соляной кислоты с карбонатными породами инициирует химическую реакцию, в результате которой образуются хлорид кальция, вода и углекислый газ.

Для начальной фазы обработки пласта расход соляной кислоты составляет от 0,5 до 1,0 кубических метров на каждый метр толщины пласта. В случае дополнительных обработок этот показатель увеличивается до 1-1,5 куб.м/м. Процесс обработки скважин включает в себя подготовку рабочего раствора с нужной концентрацией соляной кислоты непосредственно на месте, его закачивание через нефтепровод и дальнейшее проникновение в продуктивный залежный пласт, где раствор оставляют на определенное время для завершения реакции, после чего скважина вводится в эксплуатацию.

Для модификации пористых минералов, таких как песчаник и различные виды глин, применяют специальные кислотные составы, включающие в себя соляную и фтористоводородную кислоты. Чтобы достичь наилучших результатов в процессе обработки, рекомендуется использовать соляную кислоту в концентрации от 10 до 15 процентов и фтористоводородную кислоту - от 2 до 10 процентов. В качестве альтернативы фтористоводородной кислоте может выступать аммонийный бифторид.

В процессе стимуляции скважин применяются общепринятые методы и оборудование, характерные для нефтедобывающей промышленности, включая насосы высокого давления.

В процессе осуществления гидравлического разрыва скважинной породы применяется множество различных технических средств и оборудования. Это включает в себя емкости для хранения жидкостей, используемых в работе, с объемами от сорока до восьмидесяти кубических метров, установки для хранения пропанта, устройства для смешивания компонентов, насосные установки для разнообразных целей, включая насосы, предназначенные для подачи азота и

углекислого газа. Также используются приборы для измерения объемов потребления, аппаратура для определения плотности с применением радиоактивных элементов, сенсоры для отслеживания изменений давления, оборудование для удаленного контроля операций и комплексы для манипуляций с коилтубингом - гибкими насосно-компрессорными трубами.

Возможности для транспортировки жидких материалов, критичных в процедурах фрактирования, обеспечиваются с помощью специализированных контейнеров, которые доставляются на место выполнения работ с использованием тяжеловесного автотранспорта. Уникальные машины, известные как блендеры, эффективно справляются с широким спектром задач, связанных с фрактированием, обладая способностью обрабатывать от 1,3 до 12 куб. м жидкости ежеминутно. Важно отметить, что потребление пропанта, жизненно необходимого элемента для процесса фрактирования, может колебаться, достигая порой 2000 кг на куб. м. Использование подобного оборудования на месторождениях, которые находятся в ведении компании «Салым Петролеум Девелопмент», демонстрирует заметное повышение уровней нефтедобычи, что является значительным достижением.

Заключение. Анализ эффективности использования техники гидравлического разрыва пласта выявил высокую степень соответствия между ожидаемыми результатами и фактическими исходами во время проведения этой процедуры. В качестве подтверждения можно привести информацию о количестве применяемой для разрыва жидкости, ее скорости введения в пласт, объеме добавляемого пропанта, габаритах получившейся трещины, ее проницаемости, а также об увеличении эффективности добычи из скважин после процедуры, где фактические данные практически совпадают с теоретическими, с незначительным различием в пределах 5-10%. Повышение добычи после применения гидравлического разрыва с последующей обработкой скважин растворами на основе солей и кислотно-глинистых смесей способствует улучшению экономических показателей за счет возрастания объемов добытого ресурса.

Анализ эффективности экономических мероприятий включает в себя оценку множества факторов, таких как объем полученных дополнительных ресурсов, затраты, связанные с выполнением проекта, расходы на добычу дополнительных ресурсов, чистая прибыль после покрытия всех расходов, а также время, требуемое для возврата инвестиций в проект. Например, анализ показывает, что возврат инвестиций от проведения процедуры гидроразрыва пласта на территории Малобалыкского месторождения обычно происходит в течение трех до шести месяцев. Дальнейшее исследование практик влияния на зону вблизи скважин демонстрирует, что применение методов гидравлического разрыва пласта и кислотной обработки зон вокруг скважин оказывается эффективным для повышения уровня добычи на этом месторождении.

Внедрение новых техник значительно повышает результативность и снижает затраты при разработке месторождений нефти и газа. Предложенные стратегии увеличения добычи углеводородов характеризуются передовыми технологиями и

выгодой. Для их реализации используются стандартные насосные установки, системы герметизации и химические реагенты, произведенные отечественной индустрией.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Alfred R. Jennings, Jr. P.E. «Enhanced Well Stimulation, Inc.», Перевод: Денис Малахов, Центр переподготовки специалистов нефтегазового дела.
2. Мищенко И.Т. «Скважинная добыча нефти»: Учебное пособие для вузов. М: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
3. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Макаренко П.П., Яремийчук Р.С. «Освоение скважин»: Справочное пособие / Под ред. Р.С. Яремийчука. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. 473 с.: ил.
4. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. «Интенсификация добычи нефти», М.: Наука, 2000. 415с.
5. Халадов А.Ш., Ямалеидинова А.А., Jose Perez Yanes. «Методы интенсификации притока жидкости из высокотемпературных мезозойских пластов» / Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса / Материалы XI Международной научно-практической и методической конференции. Уфа. Издательство: Башкирский государственный университет. 2021 г. 41-43 с.

УДК 662.276.3

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ЮЖНО – НЕПРИКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

СамГТУ, Самара, Российская Федерация

e-mail: NataliX99@mail.ru

Аннотация. Авторами изучено геологическое строение доманиковых отложений на Южно – Неприковском месторождении.

Ключевые слова: доманиковые отложения, геологическое строение, месторождение.

Известно, что в ближайшее время на Южно – Неприковском месторождении планируется впервые в РФ приступить к промышленной разработке (ПРМ) залежей доманика [1-5].

Поэтому, представляло интерес изучить геологическое строение доманиковых отложений на Южно – Неприковском месторождении.

В административном отношении Южно-Неприковское месторождение расположено в южной части Кинель-Черкасского нефтедобывающего района (рис.1).

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Рис.1. Фрагмент обзорной карты месторождений и структур углеводородного сырья

В непосредственной близости с Южно-Неприковским находятся разрабатываемые Михайловско-Коханское, Дмитриевское, Подгорненское нефтяные месторождения, запасы которых в разные годы были утверждены ГКЗ.

Южно-Неприковское месторождение открыто в 1959 г., введено в разработку в 1981 г., относится к разрабатываемым. Месторождение является многокупольным и многопластовым. В разрезе осадочного чехла установлено 47 нефтяных залежей в 27 продуктивных пластах: К-IA, К-II кунгурского яруса, К-III артинского яруса нижней перми, МЧ-I, МЧ-II, МЧ-III мячковского горизонта, Pd-2a, Pd-2б, Pd-3a, Pd-3б, Pd-3, Pd-4, Pd-5 подольского горизонта, Ao//, Ao/, Ao каширского горизонта, A2, A3 верейского горизонта московского яруса, A4 башкирского яруса среднего карбона, A5 серпуховского яруса, С-IA бобриковского горизонта, С-II, С-III радаевского горизонта визейского яруса нижнего карбона, Д3dom доманиковых продуктивных отложений франско-фаменского яруса, Д3-БУР мендымского горизонта, Д-I, Д-II пашийского горизонта франского яруса верхнего девона. Месторождение объединяет залежи нефти семи поднятий: Южно-Неприковского с Ново-Страховским участком, Гребенного, Ново-Шиханского, Семивражного, Барсуковского, Соловьёвского и Долматовского [2].

Приуроченность залежей нефти к продуктивным пластам и поднятиям приведена в табл. 1.

Запасы УВС по месторождению утверждены ГКЗ Роснедра в 2017 году (протокол №5210-деп от 17.11.2017 г.). Пласт Д3dom франско-фаменского яруса верхнего девона сложен высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми и

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

кремнисто-карбонатными породами со сланцеватой текстурой, а также углеродистыми брекчиями, известняками и доломитами, содержащими органическое вещество (ОВ). В пределах пласта Д3dom доманиковых продуктивных отложений Южно-Неприковского месторождения пробурено 32 скважины, из них 8 поисковых, 12 разведочных и 12 эксплуатационных. Все скважины вскрыли нефтенасыщенный пласт Д3dom доманиковых продуктивных отложений [2]. В разрезе продуктивного интервала пласта Д3dom доманиковых продуктивных отложений суммарные нефтенасыщенные толщины изменяются от 77,7 м на Гребенной до 148,7 м на Долматовской площади. Коэффициент расчлененности составил 16,3; коэффициент эффективности – 0,768. Площадь распространения доманиковых продуктивных отложений в конкретном случае ограничивается границами Небриковского и Южно-Небриковского лицензионных участков и составляет - 203,6 км². Средняя нефтенасыщенная толщина доманиковых продуктивных отложений составляет 116,1 м.

Залежь нефти в пласте Д3dom открыта в 2019 году скважиной 9001.

Выделение в разрезе пород доманикового типа реализуется по результатам исследований керна в этой скважине и по данным ГИС в соседних скважинах (повышение уровня ГК связано с наличием органического вещества). В апреле 2019 года в скважине 9001 проведено многостадийное ГРП в горизонтальном стволе длиной 1000 м

Характеристика толщин и показатели неоднородности продуктивного пласта Д3dom доманиковых продуктивных отложений приведены в табл. 2.

В скважине 9001 продуктивный пласт Д3dom залегает в интервале глубин 2976,0 – 3146,3 м (абс. отм. минус 2808,7 – 2975,6 м), представлен высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми и кремнисто-карбонатными породами со сланцеватой текстурой, углеродистыми брекчиями, известняками и доломитами, содержащими органическое вещество (ОВ). Нефтенасыщенная толщина по скважине составляет 84,1 м. В горизонтальном стволе скважины 9001 выполнено опробование (01.11.2018 г. – 18.04.2019 г.) пласта Д3dom доманиковых продуктивных отложений франско-фаменского яруса, в результате которого после проведения многостадийного ГРП (18 фразов) был получен приток жидкости дебитом 284 м³/сут, в т. ч. нефти дебитом 184 м³/сут, обводненностью 35% на 10 мм штуцере. По результатам исследований вода техническая, плотностью 1,02 г/см³. Скважина 9001 находится в пьезометрическом фонде.

В скважине 101 Долматовского поднятия продуктивный пласт Д3dom залегает в интервале глубин 2985,7 – 3155,9 м (абс.отм. минус 2814,1 – 2983,7 м).

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Нефтенасыщенная толщина по скважине составляет 148,7 м. В 1961 г. в скважине 101 пласт Д3dom доманиковой толщи опробован в эксплуатационной колонне в интервале 3034,0 – 3039,0 м (абс. отм. минус 2862,1 – 2867,1 м), в результате испытания притока не получено. В 1964 г. проведено повторное опробование в эксплуатационной колонне в интервале глубин 3034,0 – 3050,0 м (абс. отм. минус 2862,1 – 2878,1 м), в результате испытания получен слабый, не поддающийся замеру приток газа [2].

Опробование пласта Д3dom в других скважинах не проводилось.

Контакт нефть – вода в толще продуктивных доманиковых отложений отсутствует.

Керновым материалом пласт Д3dom охарактеризован в скважине 9001. Керн отбирался в интервале глубин 2968,9 – 3206,1 м (сплошной отбор), проходка составила 237,2 м, вынос керна – 236,26 м (99,6%). Исследования проводились лабораторией ОАО «ТомскНИПИнефть». Величина пористости по данным лабораторных исследований керна по 27 учтённым образцам (большеразмерным) составила 6,1 %; среднее значение проницаемости, рассчитанное по 43 кондиционным образцам, составило 0,0001 мкм²; нефтенасыщенность определялась прямым методом и рассчитанная по 40 образцам, составила 74,8% [2]. Средневзвешенное по эффективной толщине значение пористости (по ГИС) составляет 5,83%.

Для оценки запасов (с учетом округления) приняты следующие фильтрационно-емкостные свойства пласта: пористость – 6 % (по ГИС), нефтенасыщенность – 90 % (принят условно, как для нетрадиционных коллекторов при низком уровне изученности), проницаемость – 0,0001 мкм² (по керну).

Запасы залежи оценены по категориям В₁ и В₂. Граница площади категории В₁ проведена на расстоянии 2L (L=400 м по западным аналогам) от испытанной скважины 9001; остальная площадь запасов залежи до границ лицензионных участков отнесена к категории В₂.

Таким образом, геологическое строение доманиковых отложений на южно – неприковском месторождении изучено достаточно для их введения в эксплуатацию.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица.1

Приуроченность залежей нефти к продуктивным пластам и поднятиям Южно-Неприковского месторождения

Ярус, горизонт	Поднятия						
	Южно-Неприковское	Гребенное	Ново-Шиханское	Долматовское	Семиовражное	Соловьевское	Барсуковское
Кунгурский ярус	К-II			К-IA			
Артинский ярус	К-III			К-III			
Мячковский горизонт	МЧ-I, МЧ-II, МЧ-III	МЧ-I, МЧ-II,					
Подольский горизонт	Pd-2a, Pd-2б, Pd-3a, Pd-3б, Pd-5	Pd-2a, Pd-2б, Pd-3, Pd-4, Pd-5	Pd-2a, Pd-2б, Pd-5				
Каширский горизонт	A-0", A-0', A-0	A-0", A-0', A-0					
Верейский горизонт	A-2, A-3	A-3					
Башкирский ярус	A-4	A-4	A-4		A-4		
Серпуховский ярус		A-5					
Бобриковский горизонт	C-IA						
Радаевский горизонт				C-II, C-III		C-II	C-II
Мендымский горизонт				ДЗ-БУР			
Пашийский горизонт	Д-II					Д-I, Д-II	
<i>Доманиковские отложения</i>	<i>ДЗдом</i>						

Характеристика залежи по результатам интерпретации ГИС

№ п/п	Параметры	Доманиковые отложения пл. ДЗdom
1	Среднее значение общей толщины, м	150,1
2	Среднее значение эффективной толщины, м	116,8
3	Среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины, м	116,8
4	Среднее значение коэффициента песчаности, д.е.	0,768
5	Среднее значение расчлененности, д.е.	16,3
6	Среднее значение коэффициента начальной нефтенасыщенности, д.е.	0,90

ЛИТЕРАТУРА

1. Е. Каргина, Нефть с трудным характером. Энергетическая политика. — 2020. — № 8 (150). — С. 84-95
2. Технический проект на разработку технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых Южно-Неприковского нефтяного месторождения, Самара ВНИПИ, 2022 г.
3. Закон Российской Федерации от 21.02.1992 N 2395-1 «О недрах» (ред. от 25.12.2023)
4. Прищепа О. М., Аверьянова О. Ю., Высоцкий В. И., Морариу Д. Формация Баккен: геология, нефтегазоносность и история разработки // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2013. — Т.8. — № 2
5. Проектная документация на строительство скважин «Эксплуатационные скважины №№ 9003, 9004, 9005, 9006 Южно-Неприковского месторождения», Самара ВНИПИ, 2021г. – 210 стр.

УДК 622.276

ФОРМИРОВАНИЕ ПРОГРАММЫ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ОБЪЕКТА Д-III ЮЖНО-ЧЕРНОВСКОГО ПОДНЯТИЯ МУХАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С.Д. Пулодова¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

ООО «СамараНИПИнефть»¹, ФГБОУ ВО «СамГТУ»²

город Самара, Россия

e-mail: pulodovas2015@yandex.ru

Аннотация.

В настоящей статье даётся описание текущего состояния объекта Д-III Южно-Черновского поднятия Мухановского месторождения Самарской области. На основании изложенных данных предлагается оптимальная программа геолого-технических (далее ГТМ) мероприятий с целью получения максимального экономически обоснованного КИН.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ключевые слова: Месторождение, пласт, геолого-технические мероприятия, разработка, КИН.

Мухановское месторождение открыто в 1944г., разработка осуществляется с 1946г. В состав месторождения входят четыре поднятия, Мухановское, Восточно-Черновское, Южно-Черновское и Крестовое. Всего на Мухановском месторождении в 16-ти продуктивных пластах выявлено 58 залежей нефти. Месторождение является многокупольным и многопластовым. По величине запасов относится к крупным, по геологическому строению – к сложным. На текущий момент на месторождении пробурено 767 скважин, в том числе: 177 добывающих, 30 нагнетательных, одна водозаборная, 127 контрольных, 432 ликвидированных+ожидающих ликвидации.

Рассматриваемая залежь представлена терригенными породами. Пласт сложен песчаниками с пропластками глин и алевролитов. Залежь пластового типа, с обширной водонефтяной зоной, тектонически экранированная с севера.

Нефть пласта относится к особо лёгким и с незначительной вязкостью. Нефть пласта является малосернистой, малосмолистой, высокопарафинистой

На Южно-Черновском поднятии нефтенасыщенный коллектор пласта Д-III вскрыт десятью скважинами с учётом бокового ствола

Объект Д-III введён в разработку в 2015 году скв.3085 вступившей в эксплуатацию механизированным способом. Всего в разработке пласта пребывало четыре скважины (все в добыче). Достигнутая плотность сетки скважин –75 га/скв.

Текущий КИН - 0,183, степень выработки НИЗ - 32,6%.

В настоящее время в действующем фонде числится три добывающих скважины, оборудованных ЭЦН.. Объект разрабатывается без системы ППД.

Объект находится на начальной стадии разработки.

За весь период разработки на объекте Д-III Южно-Черновского поднятия применялись следующие физико-химические методы воздействия, направленные на интенсификацию добычи нефти и увеличению нефтеотдачи пластов:

- кислотные ОПЗ скважин (ГКО), комплексные обработки ПЗП, основным компонентом которых является кислота, а дополнительным углеводороды, спирты, ПАВ и другие добавки.

- гидроразрыв пласта (ГРП).

Дополнительная добыча от проведённых ГТМ составила 6,2 тыс.т. Таким образом, данные ГТМ были эффективными,

Разработка пласта осуществляется невысокими темпами, остаточные извлекаемые запасы невозможно выработать существующим фондом скважин, необходимо применение возвратного фонда скважин. Пласт не обладает достаточно активной водонапорной системой, наблюдается снижение текущего пластового давления (снижение пластового давления в зонах отбора на 38%, текущее пластовое давление 18,0 МПа), поэтому для завершения его разработки необходимо организовать систему ППД.

Для дальнейшей выработки остаточных запасов бурение собственных скважин на данную залежь представляется экономически нерентабельным. В связи с этим, для обеспечения полноты выработки запасов и охвата площади фондом скважин, повышения эффективности реализуемой системы разработки, необходимо вовлечение неохваченных разработкой зон применением возвратного фонда скважин. На объекте необходим организовать систему поддержания пластового давления.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таким образом, рекомендуемый к реализации вариант предусматривает избирательное размещение скважин, очаговое заводнение

Общий фонд скважин – шесть, в том числе пять добывающих, одна нагнетательная.

Перевод скважин с других объектов – три, в том числе две добывающие, одна нагнетательная.

Достижение КИН – 0,562, Квыт – 0,645, Кохв – 0,871.

Плотность сетки (приведенная) – 43 га/скв.

Вариант предусматривает применение методов физико-химического воздействия на призабойную зону скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дополнение к технологическому проекту разработки Мухановского нефтяного месторождения Самарской области, ООО "СамараНИИнефть", 2022г. (протокол ЦКР Роснедр по УВС №8011 от 26.11.2020)
2. Правила разработки месторождений углеводородного сырья, утверждены приказом Минприроды России № 356 от 14.06.2016 г.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

Ю.А. Головина, Ю.А. Дубовицкая

*Самарский Государственный Технический Университет
Самара, Россия*

e-mail: golovina_ua@mail.ru, firsova_yuliya@mail.ru

Аннотация. Основной задачей кислотных обработок скважин является восстановление коллекторских свойств пласта в призабойной зоне за счет разрушения, растворения и выноса в ствол скважины кольматирующих твердых частиц естественного и техногенного происхождения. На месторождении проводились глинокислотные обработки (ГКО). Рассмотрены растворители и ингибиторы, с помощью которых проводились ГКО. Приведен расчет дополнительной добычи нефти после ОПЗ в скважинах пласта Б₂ месторождения.

Ключевые слова: скважина, ОПЗ (обработка призабойной зоны) пласта, глинокислотная обработка, нефтяные растворители, дополнительная добыча нефти, обводненность продукции.

Эффективным методом увеличения дебитов скважин является обработка их призабойных зон (ОПЗ), как наиболее уязвимого места в системе пласт - скважина. Превалирующим видом ОПЗ скважины являются модификации кислотных обработок (КО).

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Основной задачей КО скважин является восстановление коллекторских свойств пласта в призабойной зоне за счет разрушения, растворения и выноса в ствол скважины коагулирующих твердых частиц естественного и техногенного происхождения, улучшения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта путем расширения существующих и создания новых флюидопроводящих каналов предпочтительно по всей перфорированной толщине пласта.

На месторождении, проводились глинокислотные обработки (ГКО). Принцип работы - при взаимодействии кислоты с песчаником или песчано-глинистой породой растворяются глинистые фракции и частично кварцевый песок. Кислота проникает радиально от фильтрующей поверхности, образуя круговой или близкий к нему контур проникновения.

Кроме того, при воздействии кислоты глины утрачивают пластичность и способность к разбуханию, а взвесь их в воде теряет свойство коллоидного раствора.

Кислотные обработки были проведены в трех скважинах, всего 6 скважино/операций. Обработки проводились с использованием нефтяных растворителей (РПА, РР) и ингибиторов АСПО (СНПХ-7941, СНПХ-7215). Дополнительная добыча нефти составила от 119 т до 682 т. Удельный эффект на 1 скв/операцию – 386 т при продолжительности от 2 до 7 месяцев.

На рисунках 1-3 представлены графики изменения дебитов нефти и обводненности при проведении ОПЗ в скважинах №№ 861, 857 и 863.

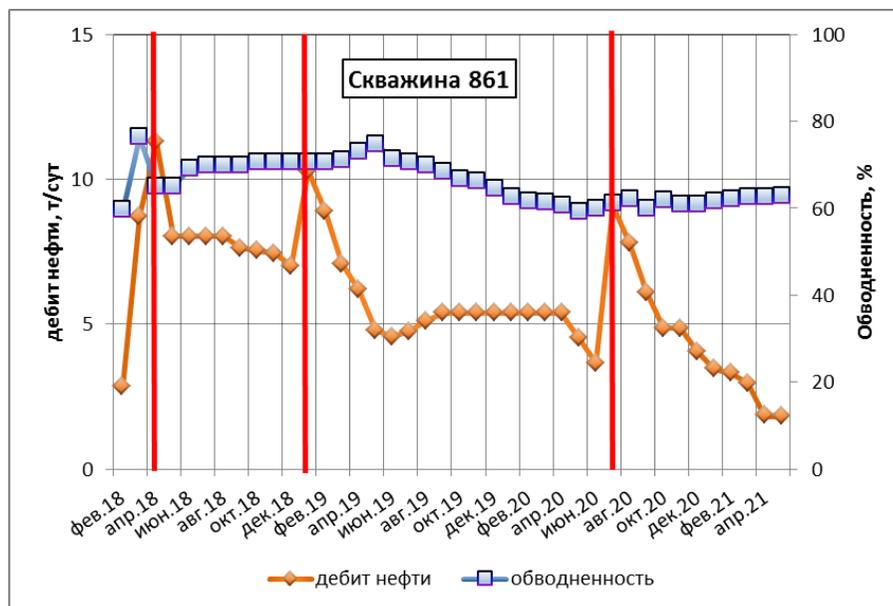


Рисунок 1 – Динамика дебитов нефти и обводненности в скважине № 861

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

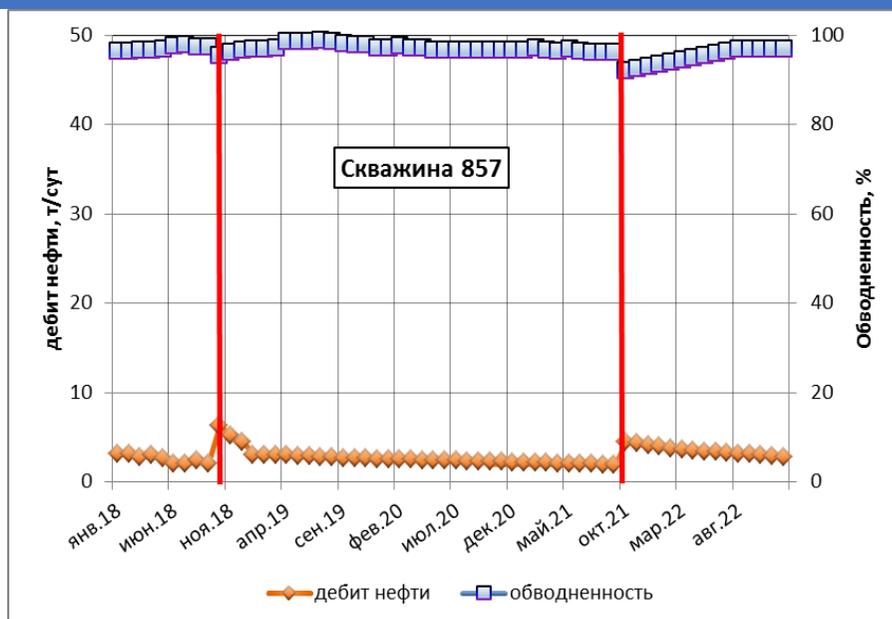


Рисунок 2 – Динамика дебитов нефти и обводненности в скважине № 857

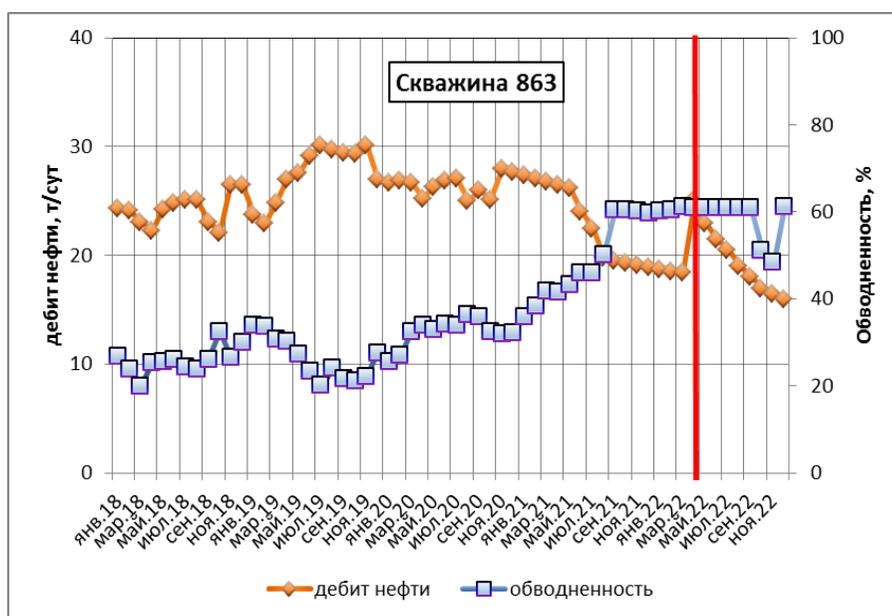


Рисунок 3 – Динамика дебитов нефти и обводненности в скважине № 863

В результате проведения кислотных обработок при увеличении дебита нефти наблюдалось некоторое снижение обводненности продукции за счет подключения ранее неработающих пропластков.

Проведем расчет технологической эффективности ОПЗ, проведенной на скважине № 863, с использованием методов математической статистики на

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

основании эксплуатационных данных по скважине до и после осуществления мероприятия.

Исходными данными являются значения среднесуточного дебита по нефти для каждого месяца до и после проведения обработки.

Аналитически изменение фактического среднемесячного дебита во времени по скважине можно представить с помощью уравнения:

$$q_i(t) = a t^{-b} \quad (1)$$

где a и b аналитически определенные коэффициенты.

Для нахождения коэффициентов a и b выражение (1) представляется в линейном виде:

$$\lg q_i(t) = \lg a - b \lg t \quad (2)$$

Введя обозначения $\lg q_i(t) = Y$; $\lg a = A$; $b = B$; $\lg t = X$; уравнение 2 приводится к виду:

$$Y = A - BX \quad (3)$$

Далее для нахождения коэффициентов A и B составляется система уравнений:

$$\begin{cases} A \cdot n - B \cdot \sum_1^n X_i = \sum_1^n Y_i \\ A \cdot \sum_1^n X_i - B \cdot \sum_1^n X_i^2 = \sum_1^n X_i \cdot Y_i \end{cases} \quad (4)$$

где n – число значений «до мероприятия».

Зная значение реального дебита нефти, находится прирост дебита в каждом месяце Δq , как разница между фактическим и расчетным дебитом.

Зная количество дней, отработанных в каждом месяце определяется прирост дополнительной добычи в каждом месяце после проведения мероприятия, как произведение среднемесячного дебита нефти на соответствующее число дней отработанных скважинной в данном месяце. Определяются потери от простоя скважины во время проведения ОПЗ (обработка призабойной зоны). Для определения длительности эффекта от проведения ОПЗ строится графическая зависимость фактического и расчетного дебита скважин помесечно. Расчет дополнительной добычи нефти после ОПЗ на скважине № 863 представлен в таблице 1.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1 - Расчет дополнительной добычи нефти после ОПЗ на скважине № 863

№	t_i , мес	$q_i(t)$ факт т/сут	$\lg t_i = X_i$	$\lg q_i(t) = Y_i$	X_i^2	$X_i Y_i$	$q_i(t)$ расч., т/сут	Δq , т/сут	$t_{отр.}$, сут	ΔQ тонн
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
До мероприятия										
1	1	24,03	0	1,38	0	0,000	23,62	-	-	-
2	2	22,49	0,30	1,35	0,09	0,40	21,78	-	-	-
3	3	19,80	0,47	1,29	0,22	0,61	20,77	-	-	-
4	4	19,50	0,60	1,29	0,36	0,77	20,08	-	-	-
5	5	19,30	0,69	1,28	0,48	0,89	19,57	-	-	-
6	6	19,10	0,77	1,28	0,60	0,99	19,15	-	-	-
7	7	18,90	0,84	1,27	0,71	1,07	18,81	-	-	-
8	8	18,70	0,90	1,27	0,81	1,14	18,52	-	-	-
9	9	18,50	0,95	1,26	0,91	1,20	18,27	-	-	-
10	10	18,40	1,00	1,26	1,00	1,26	18,04	-	-	-
Σ			6,52	12,93	5,18	8,33				
После мероприятия										
11	11	25,00	-	-	-	-	17,84	7,15	31	22
12	12	23,00	-	-	-	-	17,66	5,33	30	160
13	13	21,50	-	-	-	-	17,50	3,99	31	124
14	14	20,50	-	-	-	-	17,35	3,14	30	94
15	15	19,00	-	-	-	-	17,21	1,78	30	54
16	16	18,00	-	-	-	-	17,08	0,91	30	27
17	17	17,00	-	-	-	-	16,96	0,04	31	1
Σ										737
Без учета потерь										737
С учетом потерь										682

Сравнительная динамика среднесуточного дебита приведена на рисунке 4.

Считается, что эффект от мероприятия прекращается после того, как кривая фактического дебита в области «После мероприятия» пересекает и спускается ниже кривой расчетного дебита. В рассматриваемом примере длительность эффекта составляет 7 месяцев.

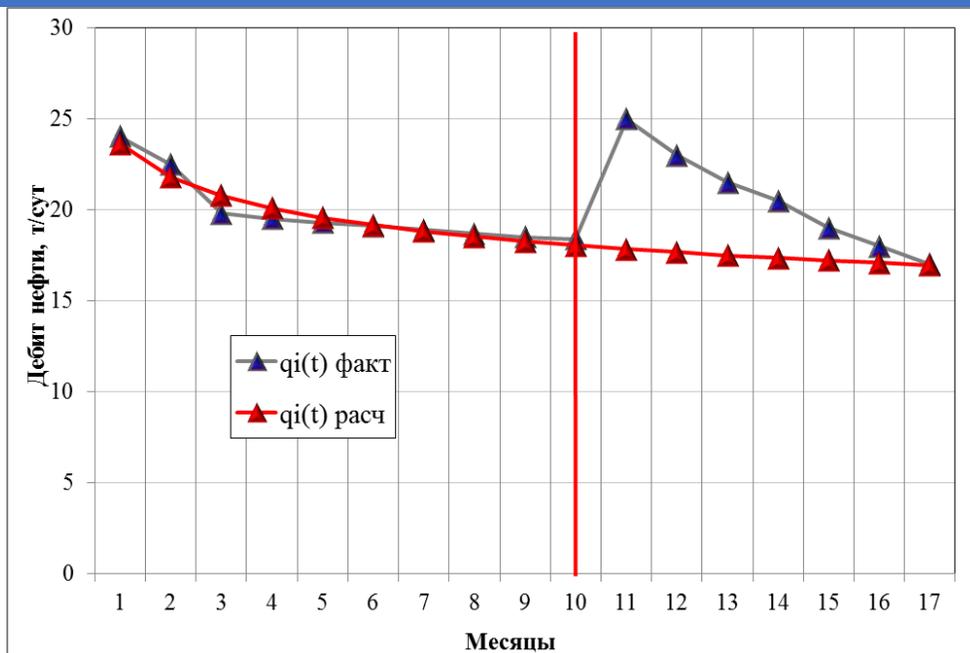


Рисунок 4 - Сравнительная динамика среднесуточного дебита скважины № 863

Ремонт производился в течение 3 дней. Для оценки потерь необходимо вычислить средний дебит за три месяца предшествующие ОПЗ и умножить на количество дней простоя.

Суммарный прирост добычи ΔQ в тоннах, как сумма всех приростов за период эффекта, за вычетом потерь от простоя на проведение мероприятия. В рассматриваемом случае прирост добычи нефти составляет 737 т, с учетом потерь – 682 т.

Таким образом, анализ эффективности ГТМ, проведенный по скважинам пласта Б₂ показал, что применяемые на залежи технологии имели положительный эффект. В дальнейшем, рекомендуется продолжать применение технологий локального воздействия на пласты (обработка призабойных зон скважин), способствующих интенсификации добычи нефти, а также повышению как текущей, так и конечной нефтеотдачи, за счет реализации механизма увеличения охвата пласта воздействием со стороны зоны отбора и нагнетания.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дополнение к технологической схеме разработки месторождения.

УДК 662.276.3

**ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ ДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА ТОПЛИВО
ЗА СЧЕТ ПЕРЕВОДА ТРАНСПОРТА НА ГМТ**

Ю.П. Борисевич, Е.С. Чепухина, Н.Ю. Хохлова*

*СамГТУ, *СамараНИПИнефть, Самара, Российская Федерация
e-mail: NataliX99@mail.ru*

Аннотация: авторами проанализирована возможность перевода транспорта добывающих предприятий на газомоторное топливо (ГМТ), полученное из ПНГ, в регионе Восточной Сибири. Выполнено моделирование в ПО Hysys. Проведена экономическая оценка с учетом перевооружения имеющегося транспорта на газобаллонное оборудование (ГБО) и смены подрядчика.

Ключевые слова: ПНГ, Восточная Сибирь, ГМТ

Для большегрузных автомобилей широко используются двухтопливные (газодизельные) системы питания, обеспечивающие работу дизеля как на смеси дизельного топлива и газа, так и непосредственно только на дизельном топливе. Расход топлива должен составлять 80% газа и 20% ДТ. Переключение режимов работы двигателя может осуществляться как автоматически, так и вручную, при этом поддерживаются заданные обороты двигателя и выходная мощность.

Согласно [1] допускается применять газ марки ПБА (пропан-бутан автомобильный) и ПА (пропан автомобильный) в качестве топлива автомобильного транспорта во всех климатических районах при температуре окружающей среды не ниже минус 20°C. В связи с этим, в регионах, где преобладает резко континентальный климат, характеризующийся низкими температурами – в Восточной Сибири- представляло интерес рассмотреть технологию получения и использования метанового топлива с применением низкотемпературной сепарацией газа (НТС).

В Восточной Сибири на сегодняшний день существует два направления использования ПНГ:

1. Обеспечение собственных нужд на подготовку и выработку электроэнергии;
2. Закачка ПНГ в пласт

На текущий момент основным направлением является закачка газа в пласт, что является неэффективным использованием природных ресурсов.

Моделирование низкотемпературной сепарационной установки рассматривалось после второй ступени компримирования ПНГ на ГКС ВД. После II ступени компримирования ПНГ при давлении 210 атм и температуре 40°C подается на охлаждение в теплообменное оборудование. Проходя через дросселирующий клапан РД, за счет снижения давления происходит охлаждение газа до температуры конденсации паров углеводородов. Поток газа (метан), выходящий с НТС, нагреваясь в теплообменном оборудовании, покидает установку и поступает на вход

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

в компрессоры для закачки в активный передвижной газовый заправщик (ПАГЗ). Принципиальная технологическая схема представлена на рис. 1.

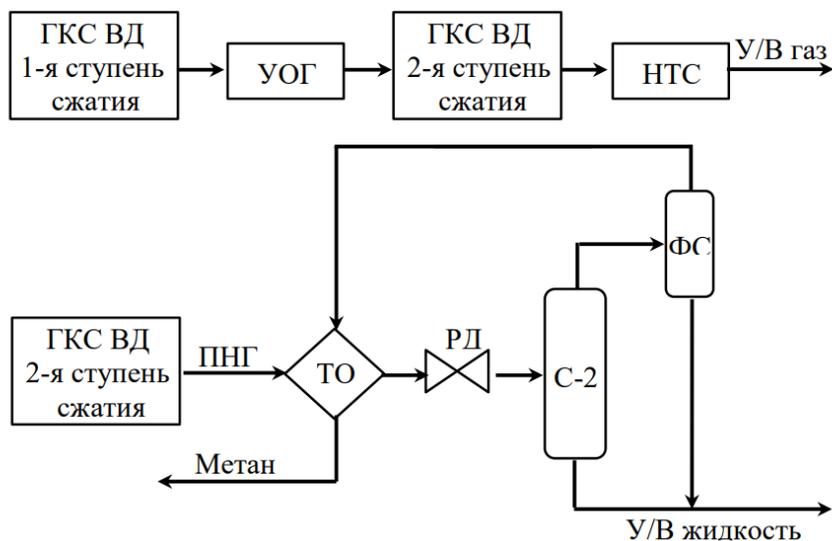


Рис 1. – Принципиальная схема получения метанового топлива после II ступени компримирования ПНГ на ГКС ВД

Параметры установки:

Расход – 5 млн. м³/год

Температура перед РД – 6,1 °С

Перепад давления на РД - 130 атм.

Метан на выходе с установки:

Температура – 3,6 °С

Давление – 73,4 атм. изб.

Содержание CH₄ – 85 % об.

В настоящее время потребность в моторном топливе добывающих предприятий Восточной Сибири оценивается величиной порядка 8 млрд. руб. на ближайшие 20 лет.

Для обеспечения нужд транспорта на месторождениях [2 – 5] рассматривается строительство установок НТС, закупка активного ПАГЗ со строительством компрессора для закачки газа. Операционные затраты содержат в себе до 20% средств на дизельное топливо, необходимое для работы двухтопливной системы питания, ежегодное обслуживание компрессоров и увеличение количества технического обслуживания транспорта. На рис. 2 представлены объемы капитальных и операционных затрат для вариантов перевооружения имеющегося транспорта и с учетом смены подрядчика.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Базовый вариант Использование ДТ	Вариант 1 Переооружение имеющегося транспорта на газо-дизельную систему	Вариант 2 Смена подрядчика транспорта
NPC 1641 млн.руб.	NPC 1321 млн.руб.	NPC 1297 млн.руб.
Саpex -	Саpex – 367 млн. руб.	Саpex – 313 млн. руб.
Орех – 8038 млн. руб.		
Установка НТС	49 млн. руб.	49 млн. руб.
Переоборудование а/м + закупка ПАГЗ	110 млн. руб.	56 млн. руб.
Компрессор для ПАГЗ	208 млн. руб.	208 млн. руб.
	Орех – 3192 млн. руб.	Орех – 8038 млн. руб.
	Экономический эффект + 320 млн.руб.	Экономический эффект + 344 млн.руб.

Рис 2. – Экономическая оценка вариантов перевооружения транспорта

Таким образом, использование газа в качестве моторного топлива позволяет увеличить эффективность функционирования транспортных средств за счет уменьшения себестоимости перевозок и существенно снизить негативное воздействие автомобильного транспорта на окружающую среду, что является логическим продолжением поручений Президента и Правительства Российской Федерации о реализации комплекса мероприятий, направленных на повышение энергетической эффективности посредством расширения использования газа как моторного топлива.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Справочник «Переработка природного и попутного газа», Москва, 2017– 30 с.;
2. ГОСТ 5542-2014 «Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения»;
3. ГОСТ 27578-2018 «Газы углеводородные сжиженные для автомобильного транспорта»;
4. ГОСТ 31972-2013 «Автомобильные транспортные средства. Порядок и процедуры методов контроля установки газобаллонного оборудования»;
5. ГОСТ Р 52087-2018 «Газы углеводородные сжиженные топливные».

УДК 622.276

**ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ФОРМИРОВАНИЯ ТРЕЩИН
ПРИ ГИДРОРАЗРЫВЕ ПЛАСТА**

Д.Р. Петров, В.Е. Подъячева

*Самарский государственный технический университет, Институт
нефти и газа, Самара, Россия*

e-mail: Petrovdr@nw-it.ru, renigm@samgtu.ru

Аннотация. В статье рассмотрены различные аспекты технологии гидроразрыва пласта (ГРП), как одного из основных методов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин, получившего наибольшее распространение в международной практике. Представлены теоретические основы технологии, виды трещин ГРП, и приведены параметры для оценки его эффективности.

The article discusses various aspects of hydraulic fracturing technology as one of the main methods of intensifying the operation of oil and gas wells, which has become most widespread in international practice. The theoretical foundations of the technology, types of fracturing fractures, and parameters for evaluating its effectiveness are presented.

Ключевые слова: нефтяные и газовые скважин, методы увеличения нефтеотдачи, гидроразрыв пласта.

Теоретическая часть. Благодаря гидроразрыву пласта, эффективность скважин значительно возрастает, поскольку уменьшается сопротивление движению жидкости вблизи скважины и увеличивается площадь, через которую может проходить фильтрация. Это также способствует более высокой добыче нефти за счет включения в процесс труднодоступных участков и слоев.

Исторический момент для нефтедобычи наступил в 1947 году, когда в Соединенных Штатах впервые была применена техника гидравлического разрыва пород. С тех пор, эта методика значительно расширила свои горизонты и сегодня примерно одна треть всех углеводородных ресурсов добывается благодаря ей.

Применение гидравлического разрыва пород предусматривает ряд уникальных инженерных подходов, которые адаптируются под уникальные условия каждого месторождения и конкретные задачи, стоящие перед специалистами. Вариативность технологии обусловлена разнообразием используемых для закачки специальных жидкостей и пропантов, что напрямую влияет на характеристики и размеры формируемых трещин в пластах.

В последнее время были достигнуты значимые успехи в развитии методов для производства высокоэффективных электрических проводников, способных преодолевать трещины средней длины в каменных породах с умеренным и высоким уровнем проницаемости. Этот прогресс облегчает преодоление барьеров для циркуляции жидкости вблизи добывающих установок и увеличивает их эффективную зону действия. Внедрение технологии гидроразрыва позволяет создавать продолжительные трещины, благодаря чему значительно возрастает проницаемость пород в окрестности скважин, что способствует более эффективному отводу жидкости и повышению объемов добычи полезных ископаемых. Кроме того,

это приводит к обнаружению и добыче дополнительных запасов нефти, повышая общую производительность процесса извлечения и потенциально снижая долю воды в извлекаемом сырье.

В данное время активно применяется технология контролируемого создания искусственных разломов в породе под воздействием силы, что позволяет начинать извлечение полезных ископаемых и повышать производительность пластов с ограниченной проницаемостью. Залогом успешного применения этой технологии является глубокое понимание механизмов появления и увеличения разломов в горных породах, что обеспечивает возможность предугадывать конфигурацию разлома и адаптировать его свойства для наилучшего исхода. Процесс визуализации развития разломов основывается на важнейших аспектах теории упругости, физики залежей углеводородов, динамики фильтрации и основах термодинамики.

Практическая часть. Научное сообщество достигло значительного прогресса в изучении как трещины формируются и распространяются в двух измерениях. В этом контексте, особо выделяются работы С. А. Христиановича, Ю. П. Желтова и Г. И. Баренблатта, которые заложили основу с созданием модели 1, открыв новую страницу в теоретических исследованиях данного явления. Не меньшее значение имеет и вклад Т.К. Перкинса и Л. Р. Керна, предложивших модель 2, которая стала весомым альтернативным взглядом на процесс формирования трещин. Основное различие между этими двумя моделями кроется в их уникальных методах описания физических процессов, лежащих в основе гидроразрыва и образования трещин в двумерном пространстве, что стало краеугольным камнем для дальнейших исследований в данной области.

В двух рассматриваемых подходах к анализу трещин, общим является предположение о постоянстве их вертикального размера. Однако, методы расходятся в интерпретации формы сечения: первый подход описывает его как прямоугольное, в то время как второй видит в этом эллипс. При этом, если рассмотреть случаи с круглыми горизонтальными трещинами, появившимися в результате действия гидроразрыва, то здесь второй подход предполагает эллиптическую форму, в отличие от первого, где такие трещины также представляются с эллиптическими очертаниями, но с добавлением острых краев.

Все рассматриваемые модели основываются на фундаментальных законах, касающихся разрушения эластичных тел под действием линейной механики. Разнообразие в дизайне этих моделей оказывает значительное влияние на поведение давления в трещинах и множество других элементов, связанных с процедурой гидравлического разрыва. В документе приведены области применения для каждой обсуждаемой модели.

В исследовании П. Нордгрена акцентируется внимание на двух ключевых подходах к анализу развития трещин в подземных слоях. Первый подход фокусируется на изучении расширения трещин по горизонтали, тогда как второй занимается их удлинением вверх. В начальной фазе, когда трещина заметно короче, чем она высока, предпочтение отдается первому методу анализа. Однако, когда со временем трещина становится длиннее, чем ее высота, более актуальным становится второй метод. Современные технологии в области разработки нефтяных месторождений включают в себя использование так называемых псевдо-3D моделей.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- различие в составе и структуре слоев, а также их разделенность по глубине, что способствует повышению результативности метода за счет вовлечения в эксплуатацию ранее не затронутых участков и слоев;

- уровень проницаемости слоя, который обычно не превышает отметку в 3 миллиарда при вязкости до 5 сантипуаз или достигает 3–5 миллиарда при вязкости до 50 сантипуаз.

Заключение. Для успешного проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) и обеспечения его эффективности необходимо учитывать следующие ключевые параметры:

- Прочность и толщина геологических барьеров, которые разделяют рабочий слой от слоев, насыщенных газом и водой, должны быть достаточными, чтобы предотвратить проникновение, с минимальной нормой в 4,5–6 метров.

- Максимальная глубина, на которой расположен интересующий пласт, не должна превышать 3500 метров. Это значение влияет на выбор методов ГРП и требования к материалам, используемым для поддержания открытых трещин, включая прочность пропантанта.

- Объем запасов энергии в пласте и его способность к нефтенасыщению должны быть достаточно высокими, чтобы после процедуры ГРП можно было наблюдать заметное и длительное увеличение производительности скважин, что, в свою очередь, способствует быстрой окупаемости вложений в разработку.

Эти факторы играют решающую роль в планировании и реализации мероприятий по увеличению добычи углеводородов, гарантируя их эффективность и экономическую выгоду. Обычно доля добытых ресурсов из общего объема не должна быть более 30%.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Швидлер М. И. Приток жидкости к скважине с трещиной в призабойной зоне / Изв. АН СССР. ОТН. – 1955. – №11. – С. 95–100.
2. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем / М.: Недра, 1982. – 408 с.
3. Каневская, Р. Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта / М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. — 212 с.
4. Каневская, Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Москва, Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2019. – 128 с.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ, ПРОВОДИМЫХ НА СКВАЖИНАХ ПЛАСТА Б₀ КУПОЛА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.А. Головина

*Самарский Государственный Технический Университет, Самара, Россия
e-mail: golovina_ua@mail.ru*

Аннотация. Выполнен анализ эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ) . применявшихся на куполе Месторождения. Рассмотрены основные технологии воздействия на пласт, результаты их эффективности. Выданы рекомендации по более широкому применению методов ограничения водопритоков и интенсификации добычи нефти из нефтенасыщенных интервалов пониженной проницаемости (по технологии комплексного воздействия на ПЗП (призабойная зона пласта)).

Ключевые слова: нефтеотдача, добыча нефти, ГТМ (геолого-технические мероприятия), удельный эффект, выработка запасов, проницаемость, призабойная зона пласта (ПЗП)

К настоящему времени на залежи сформирована комбинированная система воздействия с разрезающим рядом в комплексе с очаговым и приконтурным заводнением. Пласт Б₀ купола вступил в третью стадию разработки, характеризующуюся падением добычи нефти и ростом обводненности добываемой продукции.

В сложившихся условиях, основным менее затратным направлением для роста и стабилизации уровней добычи нефти является проведение ГТМ на уже пробуренном фонде. К ним относятся проведение мероприятий по восстановлению коллекторских свойств пласта, интенсификации притока к добывающим скважинам, снижения доли воды в добываемой продукции.

На рассматриваемом объекте были выполнены 30 операций в 15-ти скважинах, дополнительная добыча нефти составила 15418 т. Удельный технологический эффект, в среднем, на одну проведенную скв.-опер. – 514 т.

Перечень ГТМ, а также структура дополнительной добычи нефти после проведения мероприятий представлены в таблицах 1 и 2 и на рисунке 1.

Таблица 1 – Результаты проведения ГТМ за восемь лет на добывающих скважинах пласта Б₀ купола Месторождения

№ скв	Вид ГТМ	Дата проведения ГТМ	Параметры до проведения ГТМ			Параметры после проведения ГТМ			Доп. добыча, т
			Qн, т/сут	Qж, м ³ /сут	Обв-ть, %	Qн, т/сут	Qж, м ³ /сут	Обв-ть, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
31	ОПЗ	22.02.2022	3,4	8	49,5	8,1	26	69	521
3020	ОПЗ	16.04.2022	18,4	36,0	37,4	24,4	50,0	40,3	458
642	ИДН	23.03.2022	6,0	9,0	18,8	15,2	29,0	36,6	350

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2057	ИДН	16.03.2022	5,3	37,0	82,8	11,0	83,0	84,0	343
3009	ОПЗ	03.02.2022	13,0	23,0	31,2	19,0	35,0	34,0	189
642	ОПЗ	28.08.2021	1,4	2,0	15,7	6,8	10,0	18,5	224
8005	ГРП	04.08.2021	8,8	11,0	6,3	9,0	26,0	59,0	16
608	ОПЗ	25.06.2020	2,6	9,0	64,8	8,0	28,0	65,4	213
3009	ГРП	23.06.2020	7,7	11,0	14,6	8,0	15,0	46,7	18
2196	ЛА	12.05.2020	-	-	-	4,0	57,0	91,5	35
31	ОПЗ	02.01.2019	3,4	8	49,5	7,8	26	69	501
642	ОПЗ	20.08.2019	2,4	4	27,5	5	10	50,4	255
608	ИДН	02.05.2019	3,2	14	72,8	7	29	75,8	695
3020	ГРП	10.11.2018	11,6	33	56,9	21,1	67	68,6	567
2094	ОПЗ	05.07.2018	1,7	17	88	5	39	87,1	499
3009	ГРП	19.08.2017	7,1	9	5	22,7	32	29	940
608	ОПЗ	30.05.2017	2,4	4	27,5	6	32	81,4	358
653	ЛА	09.03.2017	-	-	-	8,3	41	79,6	1502
633	ОПЗ	22.12.2016	5,2	26	76,4	8,7	32	72,9	209
31	ОПЗ	15.09.2016	16,9	39	47,1	24,9	80	68,9	479
642	ИДН+ОПЗ	08.05.2016	2,4	4	28,3	11	22	50,1	1700
611	ГРП	21.06.2016	12,8	19	19	19,1	30	36,4	377
680	РИР	16.05.2016	5,5	259	97,4	6,5	189	96,6	173
642	ИДН	17.03.2016	12,1	17	14,3	23,3	40	41,8	2009
651	ОПЗ	30.01.2016	11,3	35	61,1	17,2	52	66,9	352
2048	РИР	29.11.2015	0,5	145	99,7	0,5	133	99,6	0
3020	ГРП	21.11.2015	14,7	27	34,4	28,7	50	42,6	838
633	ОПЗ	22.09.2015	5,3	19	67,4	10,1	34	70,3	290
3009	ГРП	12.08.2015	17,5	22	3,5	28,5	50	43	986
2048	ОПЗ	10.02.2015	6,8	50	84	12,1	130	90,7	321

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 2 – Результаты оценки эффективности геолого-технических мероприятий по пласту Б₀ купола за восемь лет.

Мероприятие	Дополнительная добыча нефти, т	Количество скв.-операций, ед	Удельный технологический эффект от ГТМ, т/скв
ГРП	3742	7	535
ИДН	5097	5	1019
ЛА	1537	2	769
ОПЗ	4869	14	348
РИР	173	2	87
ИТОГО	15418	30	514

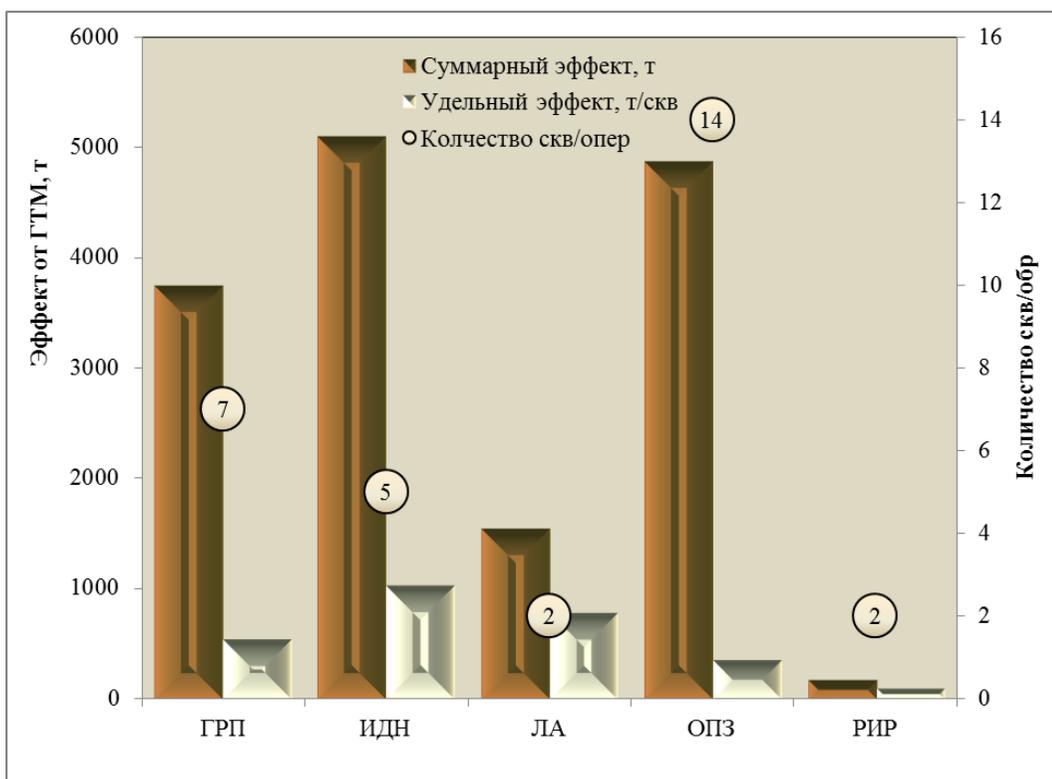


Рисунок 1 - Распределение по видам ГТМ

Оптимизация работы скважин является наиболее простым и эффективным методом поддержания и интенсификации добычи нефти. Увеличение отборов нефти, в основном, проводят путем регулирования или замены глубинно-насосного оборудования. Мероприятия по оптимизации насосного оборудования показали высокий результат (рисунок 2), дополнительно было получено 5097 т нефти (1019 т на 1 скв.-операцию).

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

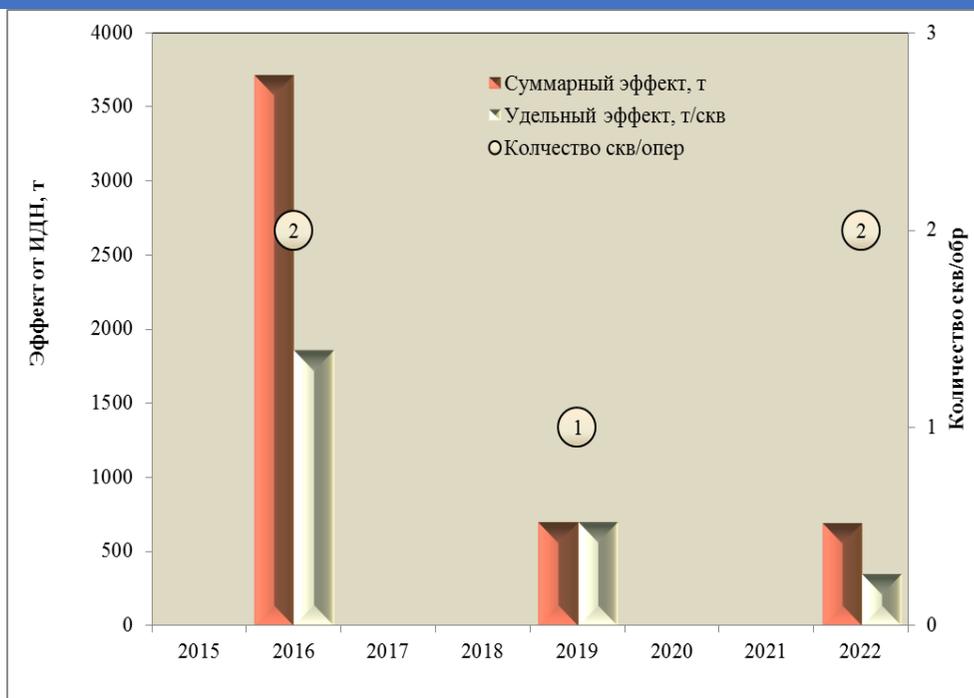


Рисунок 2 – Суммарный и удельный эффект от ИДН в период 2015-2022 гг.

Ликвидация аварии в скважине №653 принесла дополнительную добычу в размере 1502 т.

ГРП, выполненный на семи скважинах, был эффективным. Дополнительная добыча нефти составила 3742 т, удельный эффект- (535 т на 1 скв.-операцию). Сущность технологии ГРП на кислоте заключается в последовательной кратно повторяемой порционной закачке в скважину ПАВ-кислотного состава (ПАВ-СКС), вязкой обратной эмульсии (ЭОС), в расчетных объемах и затем продавочной жидкости (техническая вода в объеме НКТ). Закачка кислотных составов в большом объеме (5-10 м³ на метр перфорации) при давлениях закачки до 0,75-0,8 горного давления приводит к раскрытию существующих микротрещин и трещин карбонатных коллекторов, создает новую геометрию дренирования пласта, увеличивает радиус воздействия на призабойную зону, вовлекая новые низкопроницаемые участки продуктивных пропластков, значительно увеличивает фильтрационные характеристики ПЗП.

На рисунке 3, представлен суммарный и удельный эффект от ГРП за восемь лет, видно, что по мере выработки запасов и роста обводненности эффект от ГРП снижается и в дальнейшем, возможно больше внимания уделять технологиям по изоляции водопритоков.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Рисунок 3 – Суммарный и удельный эффект от ГРП в период 2015-2022 гг.

Малоэффективными оказались ремонтно – изоляционные работы (РИР), проведенные в двух скважинах (№ 680, 2048), снизить обводненность добываемой продукции удалось незначительно. Положительный эффект достигнут только в скважине № 680, был изолирован нижележащий пласт Т₁. В результате произошло снижение дебита по жидкости с 259 т/сут до 189 т/сут, снижение обводненности добываемой продукции с 97,4 % до 96,6 %. Дополнительная добыча нефти составила 173 т.

На продуктивных пластах месторождений достаточно высокую эффективность и успешность показали комплексные кислотные обработки, включающие закачку кислоты и раствора ПАВ. Такие обработки более эффективно удаляют воду и механические примеси из пласта и улучшают приток нефти к забою. В призабойную зону пласта сначала закачивается углеводородный или водный раствор ПАВ концентрацией 0,2-1,0 %, а затем кислота с добавлением в нее 0,1-0,2 % ПАВ. Объем раствора ПАВ составляет 2-3 м³ на 1 м перфорированной толщины пласта при первых обработках. При последующих обработках объем раствора ПАВ увеличивается до 3-5 м³ на 1 м толщины. В качестве ПАВ в основном использовали неионогенные ПАВ.

В результате проведения ОПЗ (14 скв.-опер.) на скважинах пласта Б₀ купола дополнительно было получено 4869 т нефти (348 т на 1 скв.-опер.). Максимальный эффект получен в скважине № 642 (08.05.2016 г.), обработка была совмещена со сменой насосного оборудования на более производительный. В результате воздействия дебит повысился с 2,4 т/сут до 11,0 т/сут, дебит по жидкости повысился

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

с 4 т/сут до 22 т/сут. Дополнительная добыча нефти составила 1700 т за 198 суток (рис.4).

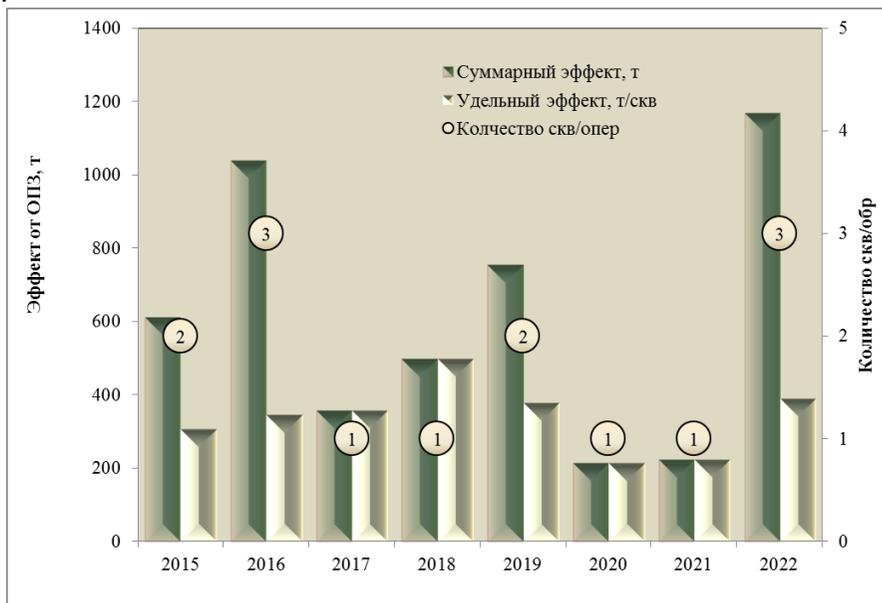


Рисунок 4 – Суммарный и удельный эффект от ОПЗ в период 2015-2022 гг.

Таким образом, эффект от проведенных мероприятий положительный, что говорит о том, что в большинстве случаев были приняты верные и своевременные технологические решения. В результате проведения всех ГТМ по пласту Б₀ купола, прирост нефти составил 11,1 % от общей добычи по объекту за указанный период (рис.5).

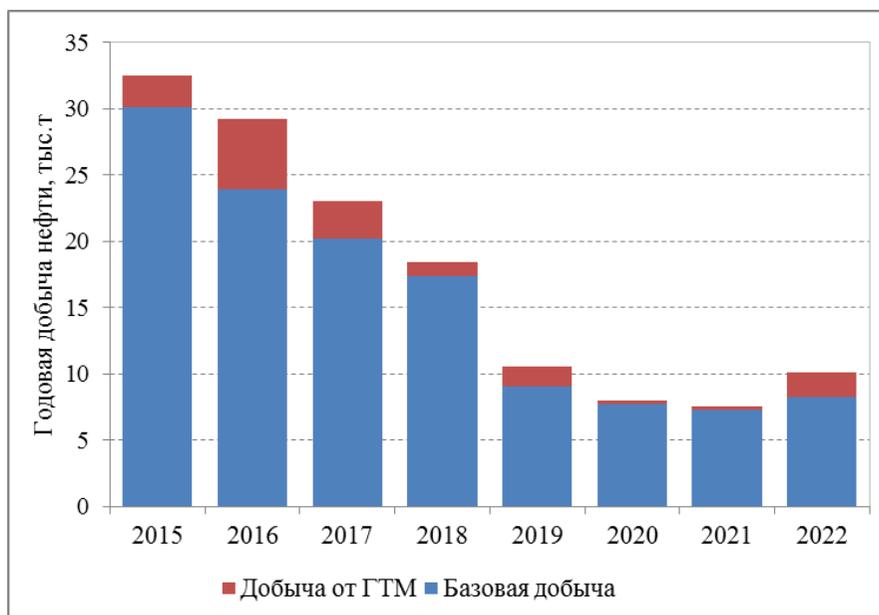


Рисунок 5 - Технологическая эффективность ГТМ в структуре общей добычи пласта Б₀ купола

Рассмотрение результатов ГТМ, проведенных на скважинах объекта, дает возможность рекомендовать их для применения в дальнейшем. Кроме того, учитывая высокую обводненность добываемой продукции, рекомендуется более широкое применение методов ограничения водопритокков и интенсификации добычи нефти из нефтенасыщенных интервалов пониженной проницаемости (по технологии комплексного воздействия на ПЗП (призабойная зона пласта).

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дополнение к технологическому проекту разработки газонефтяного Месторождения.

УДК 662.276.3

АНАЛИЗ МОДЕРНИЗАЦИИ УПСВ «ЕКАТЕРИНОВСКАЯ»

Е.Ю. Константинов, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

СамГТУ, Самара, Российская Федерация

e-mail: NataliX99@mail.ru

Аннотация. Проанализирована работа УПСВ «Екатериновская» до и после её модернизации.

Ключевые слова: УПСВ, модернизация.

Известно, что на нефтяных месторождениях, находящихся в многолетней эксплуатации, содержание попутной воды в добываемой продукции нередко превышает 90 % об. и более.

Это не просто перегружает систему сбора и подготовки транспортом балласта, но и может привести к срыву всего технологического процесса, а также к резкому снижению всех экономических показателей вплоть до достижения нулевой и даже отрицательной рентабельности.

Поэтому, на таких месторождениях приходится переходить на дополнительный вариант организации технологической схемы сбора, включающий в себя обязательное строительство установок предварительного сброса воды (УПСВ).

Современные УПСВ оставляют после себя в добытой продукции от 1 до 3 % об. пластовой воды, а качество сброшенной воды позволяет сразу направлять её в систему ППД без всякой дополнительной подготовки. Однако, в РФ имеется множество УПС, построенных несколько десятилетий назад, которые сбрасывают попутную воду лишь до 10 – 30 % об., что по сегодняшним меркам явно недостаточно [1-4].

Поэтому представляло интерес проанализировать результаты модернизации подобной установки на примере УПСВ Екатериновская.

УПСВ Екатериновская предназначена для первичной сепарации пластовой жидкости, поступающей со скважин Екатериновского, Осиновского, Островского,

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Богородского месторождений и жидкости, поступающей с ДНС «Южно-Орловская», а также для предварительного сброса попутной воды с дальнейшей перекачкой частично обезвоженной и разгазированной нефти на УПСВ «Козловская» (рис.1)..

Отделенный газ под собственным давлением поступает на КС «Козловская», а сброшенная вода направляется в систему ППД и поглощения [5].

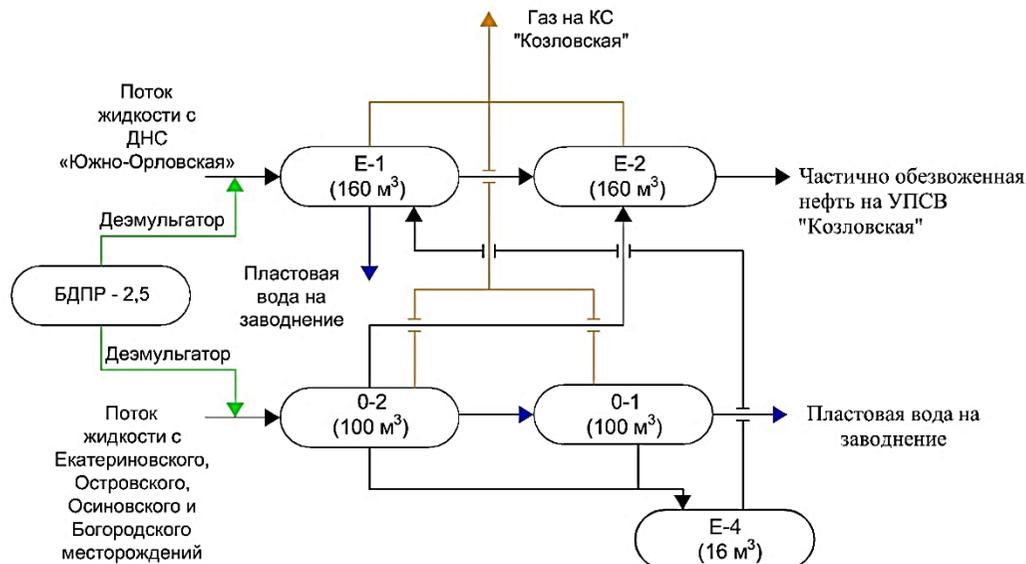


Рис. 1 - Технологическая схема УПСВ "Екатериновская"

Жидкость с ДНС «Южно-Орловская» поступает в делитель фаз E-1, где происходит обезвоживание нефти. Частично обезвоженная нефть с E-1 поступает в E-2 с последующей откачкой центробежными насосами на УПСВ «Козловская». Пластовая вода с E-1 поступает на прием насосных агрегатов и далее подается на заводнение пластов в скважины. В поток нефти на входе в E-1 подается хим. реагент - деэмульгатор. Подача производится с помощью БДПР – 2,5. Предусмотрена линия подачи реагента в поток нефти на входе в O-2. Пластовая жидкость с Екатериновского, Осиновского, Островского и Богородского месторождений поступает в отстойник O-2. Нефть с остаточной водой поступает в емкость E-2 с последующей откачкой центробежными насосами на УПСВ «Козловская». Пластовая вода с емкости O-2 со следами нефти поступает в отстойник O-1. Вода из отстойника O-1 центробежными насосами по водоводам подается на заводнение пластов

Выделившийся попутный нефтяной газ из емкостей E-1, E-2, O-1, O-2 по трубопроводу под собственным давлением транспортируется на КС «Козловская».

В последние годы УПСВ оказалась существенно перегруженной как по сырью, так и по воде, что немедленно сказалось качественных показателях её работы.

Для повышения эффективности работы установки было решено осуществить её модернизацию суть которой сводится к вводу в состав УПСВ специальной модульной передвижной технологической установки (МПТУ) [3, 4] в состав которой входят:

- Три блочных подогревателя (П – 1, 2, 3) с промежуточным теплоносителем;

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Два отстойника нефти (ОН -1/1,2) объемом 40 м³ каждый;- Две буферные емкости отстоя воды (БЕВ – 1,2) объемом 40 м³ каждый (рис.2).

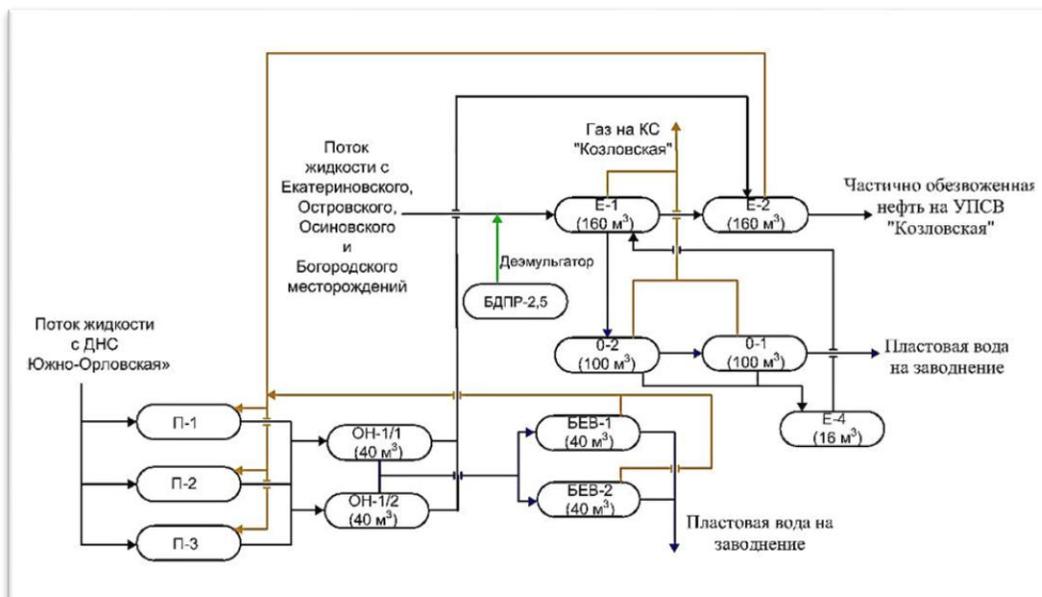


Рис. 2 – Технологическая схема УПСВ с МПТУ «Екатериновская»

Теперь жидкость с ДНС «Южная – Орловская» заводится в три блочных подогревателя. Подогретая водонефтяная смесь в П-1,2,3 направляется в отстойники нефти ОН-1/1,2. Отделившаяся в отстойниках ОН-1/1,2 обезвоженная нефть по трубопроводу направляется в емкость Е-2 с последующей откачкой на УПСВ «Козловская». Отделившаяся в результате отстоя из водонефтяной смеси пластовая вода направляется в буферные емкости воды БЕВ-1,2, в которых происходит остаточное разгазирование и дополнительный отстой пластовой воды. Подготовленная подтоварная вода из БЕВ-1,2 центробежными насосами через распределительную гребенку по водоводам подается на заводнение пластов. Основным топливом блока подогревателя П-1,2,3 является попутный нефтяной газ, выделившийся в Е-2 и БЕВ-1,2.

В результате, данная модернизация позволяет уменьшить количество оставшейся воды нефти с ДНС «Южная-Орловская» в 10 раз.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. Казань, Фэн, 2000, 416 с.
2. Лутошкин В.Н. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. М.: Недра, 2004 г., 512 с.
3. Слышенок В.А., Деговцов А.В. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа. Учебное пособие. – Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2012
4. А. Л. Савченков. Химическая технология промышленной подготовки нефти. Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011
5. Технологический регламент АО "Самаранефтегаз" на эксплуатацию УПСВ «Екатериновская», 2024.

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОБНАРУЖЕНИЯ
СЕРОВОДОРОДА В ПРОЦЕССЕ НЕФТЕДОБЫЧИ НА ПРИМЕРЕ
САМАРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

М.С. Чернова, Л.В. Сорокина

СамГТУ, г.Самара, Россия

Аннотация. В статье представлен обзор современных методов анализа нефтепродуктов, используемых в нефтедобыче и переработке. Особое внимание уделено атомно-абсорбционному анализу и инфракрасной спектроскопии как эффективным инструментам для выявления и количественного определения различных элементов и соединений в сложных нефтяных пробах. Рассмотрены принципы работы методов, их преимущества, а также ограничения при применении в промышленных условиях. Обсуждаются перспективы внедрения данных технологий для повышения точности и скорости анализа нефтепродуктов на различных этапах технологического процесса.

Ключевые слова: нефтепродукты, атомно-абсорбционный анализ, инфракрасная спектроскопия, количественный анализ, химический состав, аналитические методы, нефтедобыча, технологический процесс.

ВВЕДЕНИЕ

Самарская область — один из ключевых регионов нефтедобычи в России. Одной из значительных проблем при разработке этих месторождений является присутствие сероводорода (H_2S) в добываемых нефти и газе. Сероводород опасен для здоровья людей, вызывает коррозию оборудования и снижает качество продукции, что делает контроль его концентрации крайне важным.

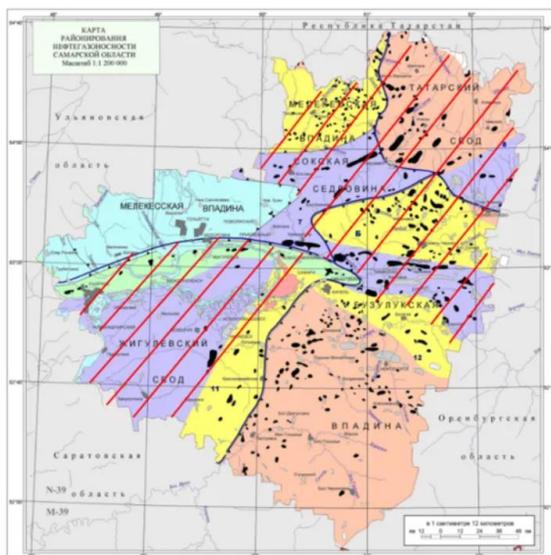


Рис.1. Месторождения Самарской области, осложненные наличием сероводорода (выделено заштрихованными областями)

В статье рассматриваются основные технологии обнаружения сероводорода, применяемые на нефтегазовых месторождениях с рассмотрением перспективы их применения в Самарской области.

ВАЖНОСТЬ КОНТРОЛЯ ЗА СОДЕРЖАНИЕМ СЕРОВОДОРОДА.

Присутствие сероводорода в пластах нефти и газа представляет несколько серьезных рисков:

1. Коррозия оборудования. H_2S способствует ускоренной коррозии трубопроводов, резервуаров и другого оборудования, что приводит к увеличению затрат на техническое обслуживание и ремонт.

2. Опасность для здоровья. Сероводород является высокотоксичным газом, опасным для работников на производственных объектах даже в небольших концентрациях (1).

3. Низкое качество продукции. H_2S снижает качество нефти и газа, усложняя их последующую переработку и увеличивая затраты на очистку.

Эти риски обуславливают необходимость применения современных и надежных систем для обнаружения сероводорода на всех этапах добычи.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОБНАРУЖЕНИЯ СЕРОВОДОРОДА.

В нефтедобывающей отрасли применяются различные методы для мониторинга содержания сероводорода. Рассмотрим ключевые из них:

1. Электрохимические газоанализаторы.

Электрохимические сенсоры являются одним из наиболее распространенных методов обнаружения сероводорода на производственных объектах. Принцип их действия основан на химической реакции между сероводородом и чувствительными элементами сенсора, что вызывает генерацию электрического сигнала, пропорционального концентрации газа. Преимущества данного метода — его высокая чувствительность и относительная простота эксплуатации. Однако такие сенсоры требуют регулярной замены и калибровки, что увеличивает эксплуатационные расходы (2).



Рис.2. Многокомпонентный газоанализатор КАСКАД-Н 41.1.

2. Инфракрасные газоанализаторы.

Этот метод основан на способности сероводорода поглощать инфракрасное излучение на определенных длинах волн. Инфракрасные анализаторы измеряют изменения интенсивности ИК-излучения, проходящего через газовую смесь, что позволяет точно определять концентрацию H_2S . Преимущества технологии включают высокую точность и устойчивость к помехам от других газов. Инфракрасные анализаторы применяются на крупных объектах с высоким риском утечек газа (3).



Рис.3. Инфракрасный газоанализатор ПГА-5

3. Химические индикаторы.

Это простой и доступный метод обнаружения сероводорода, который используется для быстрой и наглядной диагностики. Химические индикаторы меняют цвет при контакте с сероводородом. Хотя этот метод не подходит для точного количественного анализа, он широко применяется для экспресс-контроля в аварийных ситуациях или в зонах с повышенной опасностью (4) (5).

Далее будут рассмотрены методы, реализуемые исключительно в лабораторных условиях.

Энергодисперсионная рентгенофлуоресцентная спектроскопия (ЭДРФС).

Это метод элементного анализа, основанный на измерении характеристического рентгеновского излучения, испускаемого атомами вещества под воздействием рентгеновского луча. Когда атомы поглощают энергию рентгеновского излучения, они переходят в возбуждённое состояние, а затем возвращаются в основное, испуская рентгеновские кванты с определёнными энергиями, характерными для каждого элемента. Метод используется для качественного и количественного анализа химического состава твердых, жидких и порошкообразных проб, а также для определения содержания элементов от магния до урана. ЭДРФС применяется в металлургии, экологии, геологии и нефтехимии (6).

Имитированная дистилляция.

Процесс имитированной дистилляции включает следующие этапы:

- Введение образца: образец нефтепродукта вводится в инжектор газового хроматографа.
- Хроматографическое разделение: образец проходит через колонку с неполярным сорбентом, где углеводороды разделяются по температуре кипения. Температура колонки программируется, чтобы постепенно увеличиваться.
- Калибровка: система предварительно откалибрована эталонной смесью углеводородов с известными температурами кипения.
- Анализ: углеводороды выводятся на хроматограмму в порядке возрастания температур кипения. Построенная кривая отражает распределение по температуре кипения.

Этот метод позволяет быстро и точно определять фракционный состав нефтепродуктов до 750°C. (7)

Атомно-абсорбционный анализ (ААС).

Это метод количественного элементного анализа, основанный на измерении поглощения света атомами анализируемого вещества. ААС используется для определения содержания металлов в различных материалах, включая нефтепродукты (сырая нефть, топливо, масла).

Основные этапы анализа.

- Атомизация пробы: пробу переводят в атомарное состояние с помощью пламени или графитовой печи.
- Поглощение света: через слой атомизированных паров пропускается свет с определенной длиной волны, поглощаемый атомами элементов.
- Измерение: оптическая плотность рассчитывается по закону Бугера-Ламберта-Бера ($A = \lg(I_0/I)$), где I_0 и I — интенсивности излучения до и после прохождения через пробу), что позволяет определить концентрацию элемента.

Преимущества ААС.

- Высокая селективность: можно точно определить содержание одного элемента.
- Низкие пределы обнаружения: до 0,1–100 пг при использовании графитовой печи.
- Широкий диапазон элементов: метод позволяет определить около 70 элементов.

Применение.

ААС широко используется для анализа металлов в нефтепродуктах. Метод требует подготовки образцов, например, озоления матрицы и растворения остатка в кислоте, чтобы устранить органическую часть и облегчить анализ. Также этот метод применяется с целью определения наличия сероводорода в нефти (8).

Инфракрасная спектроскопия.

Метод молекулярной спектроскопии, который изучает поглощение, отражение и рассеяние инфракрасного излучения (диапазон волн от 1 до 1000 мкм). Этот метод позволяет получить информацию о составе и строении молекул на основе их колебательных переходов.

Основные этапы анализа.

Получение ИК-спектра. Проба облучается инфракрасным светом, который поглощается молекулами. Спектр поглощения представляет собой сложную кривую с максимумами, характерными для определенных связей в молекуле.

Анализ спектра. По положению и интенсивности полос можно судить о структуре молекулы, типах связей и функциональных группах.

Использование Фурье-спектрометров. Современные ИК-спектрометры используют метод Фурье-преобразования, что позволяет значительно повысить точность и скорость анализа.

Применение.

ИК-спектроскопия широко используется для анализа нефтепродуктов, полимеров, газов и атмосферных примесей. В нефтехимии этот метод позволяет идентифицировать типы углеводородов (например, алифатические или

ароматические соединения) и проводить количественный анализ с минимальной зависимостью от состава пробы.

Преимущества метода.

- Высокая чувствительность: метод позволяет выявлять низкие концентрации веществ (до 0,05 мг/дм³).
- Универсальность: можно анализировать широкий спектр соединений, включая сложные углеводородные смеси.
- Точность: Фурье-спектрометры обеспечивают высокую точность измерений и высокое соотношение сигнал/шум.

Недостатки.

- Неэкологичность: использование токсичных растворителей, таких как четыреххлористый углерод, требует специальных условий утилизации.
- Ограничения: высокое содержание липидов и полярных соединений в пробе может исчерпать емкость хроматографической колонки, что усложняет анализ.

Этот метод играет важную роль в химическом анализе сложных смесей и идентификации компонентов (9) (10).

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ.

На территории Самарской области активно используются вышеописанные методы для контроля содержания сероводорода на различных месторождениях.

1. Мухановское месторождение. На этом месторождении применяются инфракрасные газоанализаторы для постоянного мониторинга концентрации сероводорода. Благодаря высокоточной системе обнаружения можно своевременно реагировать на изменения содержания H₂S и предотвращать возможные аварийные ситуации.

2. Сергиевское месторождение. Здесь активно используются электрохимические сенсоры для контроля рабочей среды. Эти датчики помогают поддерживать безопасность на объектах и своевременно выявлять повышение концентрации H₂S.

3. Кинельское месторождение. На этом месторождении используются как электрохимические газоанализаторы, так и химические индикаторы для быстрого обнаружения сероводорода. Комбинация этих методов позволяет оперативно реагировать на изменения и обеспечивать безопасность работников.

Также на базе лаборатории «СамараНИПИнефть» проводились газохроматографические исследования углеводородов C₁-C₆, сероводорода и меркаптанов в нефтяных продуктах месторождений Самарской области.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

Современные технологии обнаружения сероводорода играют ключевую роль в обеспечении безопасности и эффективности нефтедобычи на месторождениях Самарской области. Применение инфракрасных и электрохимических анализаторов, а также простых химических индикаторов помогает оперативно выявлять присутствие опасного газа и предотвращать его негативное влияние на производство.

Эти технологии позволяют не только минимизировать риски для здоровья работников и оборудования, но и улучшить качество добываемой нефти и газа, снижая затраты на последующую переработку. В будущем ожидается дальнейшее развитие технологий мониторинга, что позволит повысить их точность и доступность для нефтедобывающей отрасли.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Давыдова С. Л., Тагасов В. И. Нефть как топливный ресурс и загрязнитель окружающей среды. – 2004.
2. Шамирзаев С. Х., Рахимов Н. Р., Мадумаров Ш. И. Обзор аналитических методов контроля и разработка оптоэлектронных систем для определения серы в нефти и нефтепродуктах //Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2011. – Т. 5. – №. 1. – С. 66-70.
3. Павленко В. А. Газоанализаторы //М.-Л.: Машиностроение. – 1965.
4. Перегуд Е. А., Быховская М. С., Гернет Е. В. Быстрые методы определения вредных веществ в воздухе, М., Химия. – 1970.
5. Перегуд Е. А., Гернет Е. В. Химический анализ воздуха промышленных предприятий. – Химия. Ленингр. отд-ние, 1970.
6. Новиков Е. А. Определение серы в нефтепродуктах. Обзор аналитических методов //Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2008. – Т. 3. – С. 27.
7. Фролова А. А., Брейтер Ю. Л. Современные методы исследования свойств нефти Крапивинского месторождения //Современные наукоемкие технологии. – 2010. – №. 3. – С. 52-53.
8. Хавезов И.Ц. Д. Атомно-абсорбционный анализ. – 1980.
9. Тулеухан А. Н. Исследование нефти с помощью инфракрасной спектроскопии. – 2018.
10. Березкин В. Г. и др. Газовая хроматография в нефтехимии. – Наука, 1975.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН ОБЪЕКТА Д₃ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.А. Головина, Е.И. Соболева

*Самарский Государственный Технический Университет, Самара, Россия
e-mail: golovina_ua@mail.ru, soboleva.ei@mail.ru*

Аннотация

Рассмотрены основные технологии воздействия на призабойную зону скважин объекта Д₃ месторождения. Высокую эффективность показали такие виды ГТМ, как ГРП (гидроразрыв пласта). Рассмотрены основные критерии выбора скважин для проведения ГРП. Приведены результаты проведения ГРП, рассмотрена их удельная эффективность.

Ключевые слова: пласт, скважина, ГТМ (геолого-технические мероприятия), гидравлический разрыв пласта (ГРП), дебит жидкости, обводненность, технологическая эффективность, пластовое давление, проницаемость, забойное давление.

Разработка объекта Д₃ месторождения осложнена определенными геологическими и геолого-технологическими условиями: многокупольностью, высокой расчлененностью, часто отсутствием или недостаточной толщиной плотных перемычек между нефтяными и водонасыщенными зонами коллекторов, обширными ВНЗ. Разработка объекта Д₃ ведется уже более 35 лет. Согласно промысловым данным, с целью интенсификации добычи нефти на месторождении были проведены различные геолого-технические мероприятия.

За последние восемь лет разработки – на 35 скважинах добывающего фонда проведено 39 геолого-технических мероприятий (ликвидации аварии (ЛА)- 5, перевод на вышележащий горизонт (ПВЛГ) - 4, ввод из бездействия (ВБД) - 3, гидроразрыв пласта (ГРП) - 29 и перевод на механизированный способ добычи (ПМД) -5). Получена дополнительная добыча нефти от ГТМ – 70405 тыс. т.

Высокую эффективность также показали такие виды ГТМ, как перевод скважин на механизированную добычу после прекращения фонтанирования (ПМД). Переводы и вводы из неработающего фонда сопровождались гидроразрывом пласта, способствующим увеличению эффекта.

Также в последние годы, увеличилась доля мероприятий, связанных с ликвидацией аварий, добыча по которым, как правило, ниже, чем от мероприятий связанных с увеличением продуктивности призабойной зоны скважины, таких как ГРП.

Основной технологией воздействия на ПЗС объекта Д₃ явилось проведение ГРП. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) - это метод образования новых трещин или расширение некоторых существующих в пласте вследствие нагнетания в скважину жидкости или пены под высоким давлением. Под действием горного давления, закрепленные трещины смыкаются не полностью, в результате чего значительно увеличивается фильтрационная поверхность призабойной зоны скважины.

Образование новых трещин или раскрытие существующих возможно, если давление, созданное в пласте при нагнетании жидкости с поверхности, становится больше местного горного давления. Развитие трещин происходит в плоскости, где отмечаются наименьшие силы сопротивления, т. е. наименьшее горное давление.

После проведения ГРП на месторождении применялся реагент Флаксокор-110. Реагент направлен на удаление кольматантов в призабойной зоне пласта (ПЗП), а именно глин, остатков полимер-глинистого бурового раствора, геля ГРП и полимеров, кольтирующих ПЗП коллектора, для повышения проводимости трещины ГРП. За восемь лет по объекту Д₃ было проведено порядка 29 скв/операций ГРП. Целью ГРП явилось повышение продуктивности скважин, дебит которых был существенно ниже окружающих, а также выход на расчетную

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

производительность, как в процессе эксплуатации, так и на стадии освоения скважин. После проведения обработок прирост по дебиту нефти составил 5 – 109,8 т/сут, дополнительная добыча составила 63190 т, удельный технологический эффект на одну скв/операцию – 2179 т.

Объем ГРП за восемь лет и удельная эффективность от проведенных ГТМ представлена в таблице 1 и на рисунке 1.



Рисунок 1 - Объем ГРП и эффективность

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1 – Результаты проведения ГРП за восемь лет разработки по объекту Д₃

№ скв	Вид ГТМ	Дата проведения ГТМ	Параметры до проведения ГТМ			Параметры после проведения ГТМ (ВНР)			Доп. добыча, т
			Qн, т/сут	Qж, м ³ /сут	Обв-ть, %	Qн, т/сут	Qж, м ³ /сут	Обв-ть, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
288	ГРП	15.08.2022	19,5	36,0	74,5	30,7	85,0	30,4	1008
1092	ГРП	16.10.2021	0,2	5,0	96,0	8,0	60,0	86,7	934
1131	ВБД+ГРП	20.09.2021			10,4	22,3	32,0	30,3	3345
1020	ГРП	23.07.2020	1,6	2,0	2,0	15,0	38,0	51,3	2417
1287_2	ГРП	25.05.2020	8,0	58,0	86,2	25,1	116,0	78,4	1026
862	ГРП	18.06.2019	6,7	10,0	17,6	12,4	21,0	27,0	345
867	ГРП	02.06.2019	1,6	35,0	94,3	40,2	50,0	1,0	2313
737	ГРП	29.01.2019	16,4	72,0	71,4	45,1	55,0	21,5	3617
1092	ГРП	01.04.2018	0,1	5,0	98,0	16,0	58,0	72,4	2385
563	ПВЛГ+ГРП	15.11.2018				21,0	38,0	32,0	1260
1091	ВБД+ГРП	09.10.2018			0,8	12,0	50,0	70,4	1805
1001	ГРП	18.04.2017	20,8	27,0	2,9	40,6	60,0	15,8	1187
523	ГРП	12.03.2017	22,5	49,2	54,3	110,0	231,0	52,4	5251
564	ГРП	03.03.2017	10,8	14,0	4,9	87,0	142,0	24,6	4573
1256	ГРП	23.02.2017	10,2	70,0	81,7	56,0	114,0	39,6	2748
522	ГРП	21.01.2017	29,2	41,0	28,7	85,0	108,0	21,3	3347
862	ГРП	23.10.2016	1,5	26,0	93,1	18,0	47,0	52,7	993
550	ГРП	30.09.2016	31,4	40,0	3,4	36,4	75,0	40,0	451
777	ГРП	24.09.2016	11,1	14,0	1,7	41,1	101,0	49,8	1795
826	ГРП	20.08.2016	3,3	87,0	95,3	31,4	150,0	74,0	1688
1000	ГРП	03.08.2016	0,5	12,0	94,7	13,1	35,0	54,0	1887
650Ш	ПВЛГ+ГРП	03.07.2016				15,1	153,0	87,5	2258
807	ВБД+ГРП	07.06.2016				43,1	86,0	37,0	2587

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
551	ГРП	19.05.2016	30,6	38,2	1,5	60,9	93,0	19,0	1821
565	ПВЛГ+ГРП	23.03.2016				109,8	167,0	19,0	6589
680	ГРП	16.12.2015	7,7	10,0	2,8	40,1	79,0	35,5	487
1287_2	ГРП	27.09.2015	15,6	25,0	37,6	35,6	50,0	28,8	1800
520	ГРП	14.07.2015	10,0	19,0	34,0	15,1	27,0	30,5	753
1002	ГРП	26.06.2015	13,2	17,0	4,0	27,2	35,0	4,0	2520
Сумма	29 скв/опер								63190

Снижение эффективности от ГТМ со временем связано с тем, что мероприятия, в основном проводятся на скважинах с уже меньшим потенциалом, также по большинству скважин проводятся повторные ГРП, эффективность которых со временем уменьшается. В процессе разработки структура запасов, как правило, изменяется: так, на более поздних стадиях все большую долю в структуре запасов будут составлять трудноизвлекаемые, изначально приуроченные к малопродуктивным зонам.

Выбор скважины-кандидата для проведения ГРП

Основные критерии выбора скважин для проведения ГРП можно разделить на три группы:

1) Оценка горно-геологических условий - эффективная нефтенасыщенная толщина $> 3,5$ м, минимальная толщина глинистого раздела > 6 м, плотность текущих запасов нефти > 30 тыс. т;

2) Требования к характеристикам скважин и их техническому состоянию – техническая исправность (отсутствие слома или смятия колонны, герметичность ствола, хорошее качество цементного кольца в интервале перфорации и на 20 м вверх и вниз от него), угол отклонения скважины от вертикали при входе в пласт $< 10^{\circ}$;

3) Оценка состояния разработки - дебит по жидкости рассматриваемой скважины значительно ниже потенциального и по сравнению с соседними скважинами, расстояние до линии нагнетания и ВНК больше 500 м, текущая обводненность < 50 %, выработка запасов по элементу разработки $< 60\%$, текущее пластовое давление $> 0,85$ начального.

Для проведения ГРП выбираем скважину № 855 объекта Д₃:

- пласт хорошо выдержан по площади, нефтенасыщенные прослои достигают 8,8 метра. Песчаники разделены между собой прослоем глин толщиной до 7 м;

- скважина имеет герметичную эксплуатационную колонну, герметичное цементное кольцо, исправную устьевую арматуру.

Данные по скважине № 855 приведены в таблице 2.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 2- Данные для расчета по скважине № 855

Наименование	Условное обозначение	Значение
Проницаемость, мкм ²	k	0,00064
Толщина, м	h	8,8
Пластовое давление, МПа	P _{пл}	38,7
Забойное давление, МПа	P _{заб}	16,8
Вязкость, мПа·с	μ	0,28
Объемный коэффициент, д.ед.	B	1,761
Радиус контура питания (для круга), м	R	300
Радиус скважины, м	r	0,2

На анализируемую дату дебит по жидкости составляет 10,2 т/сут, в то время как среднее значение по залежи – 79,3 т/сут. Текущая обводненность – 27,1 %, Текущее пластовое давление – 38,7 МПа при начальном 46,8 МПа.

Для оценки технологической эффективности запланированных ГТМ в скважинах используются различные решения, основанные на широко распространенной формуле Дюпюи, подчиняющейся известному закону Дарси:

$$Q = \frac{kh(P_{пл} - P_{заб})}{18,41\mu B \ln\left(\frac{R_k}{R} + S - 0,75\right)} \quad (2.1)$$

где k – проницаемость, мкм²

h – толщина м;

P_{пл}, P_{заб} – пластовое, забойное давление, МПа

μ – вязкость, мПа·с;

B – объемный коэффициент;

R_k, R – радиус контура питания, радиус скважины, м;

S – скин – эффект скважины.

Рассчитаем технологический эффект после проведения ГРП (Ожидаемый скин после ГТМ минус 2.)

Ожидаемый дебит скважины после ГРП:

$$Q = \frac{0,00064 \cdot 8,8 \cdot (38,7 - 16,8)}{18,41 \cdot 0,28 \cdot 1,761 \cdot \ln\left(\frac{300}{0,2} + (-2) - 0,75\right)}$$

$$Q = 18,6 \text{ т/сут.}$$

Прирост дебита нефти составил 8,4 т/сут.

При среднем темпе падения дебита нефти в месяц 11 % (по результатам мероприятий, проведенных на месторождении) эффект продлится 7 месяцев и составит 1278 т дополнительно добытой нефти.

Учитывая результаты проведения ГРП на скважинах объекта Д₃, данный высокотехнологичный способ интенсификации добычи нефти необходимо использовать при дальнейшей разработке с целью вовлечения в разработку неохваченных дренированием нефтенасыщенных зон, и, как следствие, повышения конечного КИН.

Поскольку потенциал дальнейшего применения мероприятий по переводу и приобщению ограничен фондом скважин и наличием пластов, неохваченных перфорацией, а ПМД – (перевод на механизированный способ добычи) - энергетикой пласта и наличием фонтанирующих скважин, в дальнейшем будет возрастать значимость таких видов ГТМ, как ОПЗ (обработка призабойной зоны) , ОВП (ограничение водопритока), оптимизация насосного оборудования, при сохранении значимых позиций для ГРП.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дополнение к технологической схеме разработки нефтяного месторождения.

УДК 662.276.3

ОПТИМИЗАЦИЯ ДОЗИРОВКИ ДЕЭМУЛЬГАТОРА НА УПСВ «ЕКАТЕРИНОВСКАЯ»

Е.Ю. Константинов, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

*СамГТУ, Самара, Российская Федерация
e-mail: NataliX99@mail.ru*

Аннотация. Проанализированы результаты ОПИ и рекомендована оптимальная удельная норма расхода деэмульгатора СТХ-5 на УПСВ Екатеринбургская.

Ключевые слова: деэмульгатор, ОПИ, УПСВ, удельный расход.

Известно, что в настоящее время для разрушения водо – нефтяных эмульсий используется свыше тысячи деэмульгаторов (д/э), причем их количество продолжает стремительно увеличиваться на 30 – 40 марок в год [1-4].

Несмотря на наличие двух теоретических подходов к подбору д/э выбор композиции, не говоря уже о оптимальной дозировке и определении точки подачи в технологической схеме, до сих пор представляет собой нелегкую задачу, решение которой, в основном, продолжает базироваться на эмпирических опытных подходах.

Поэтому, учитывая уровень современных цен, переваливших за несколько тысяч долларов за тонну д/э, представляло интерес попытаться оптимизировать дозировку применяющегося на УПСВ Екатеринбургская реагента СТХ-5. ОПИ проводились на эмульсии типа В/Н, физико – химические характеристики которой приведены в табл.1.

Характеристики сырья УПСВ «Екатериновская»

Плотность нефти, кг/м ³	Содержание воды. % об.	Вязкость нефти, мм ² /с	Массовое содержание		
			Парафины	Смолы	Асф-ны
880-920	45-58	20-151	4,5-7,0	11-15	5,5-6,5

Широкий диапазон колебаний параметров сырья объясняется переменными расходами добытой продукции, поступающей на УПСВ с нескольких месторождений. что, к сожалению, является обычной практикой в РФ.

Опытно – промышленные испытания (ОПИ) деэмульгатора марки СТХ – 5 проводились по утвержденной технологии без изменений параметров процесса подготовки нефти на УПСВ и точек ввода деэмульгатора.

Точка подачи СТХ – 5 – блок дозирования реагента на входе установки.

Хронология событий:

- 1) Период анализа базового реагента с 21.11.23 по 10.12.23
- 2) Определение минимальной эффективной дозировки с 11.12.23 по 17.12.17
- 3) Проверка минимальной эффективной дозировки 18.12.23 по 19.12.23

Точность заданной дозировки СТХ – 5 проверялась не реже 1 раза в смену при помощи уровнемерного стекла с записью результатов в рабочем журнале.

Эффективность действия испытуемого реагента оценивали в сравнении с показателями базового реагента за двадцатилетний период до начала опытно – промышленных испытаний.

В период испытаний контролировались следующие параметры подготовки нефти на УПСВ «Екатериновская»[5]:

- 1) Содержание воды в нефти на выходе с установки – не более 25 %;
- 2) Содержание нефтепродуктов в подтоварной воде – не более 40 мг/л;
- 3) Давления на напорном трубопроводе УПСВ «Екатериновская» - УПСВ «Козловская» - не более 40 кгс/см².

Жидкость с УПСВ «Екатериновская» проходит дополнительную подготовку на УПСВ «Козловская», на которой также отслеживаются следующие параметры[6]:

- 1) Содержание воды в нефти на выходе с установки – не более 3 %;
- 2) Содержание нефтепродуктов в подтоварной воде – не более 40 мг/л;
- 3) Давления на напорном трубопроводе УПСВ «Козловская» - НСП «Отрадный» - не более 45кгс/см².

Характеристики базового периода до начала проведения ОПИ приведены в таб. 2.

Среднее давление на напорном трубопроводе УПСВ «Екатериновская» - УПСВ «Козловская» составило 27,0 атм, значение которого ежедневно снималось с манометра.

Исходя из базового периода работы с СТХ – 5, можно сделать о том, все показатели укладываются в технологический регламент, однако, дозировка реагента чрезмерно высока [5]. Поэтому ОПИ совершенно необходимы.

Определение минимальной эффективной дозировки СТХ -5 приведено в таблице 3.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Среднее давление на напорном трубопроводе УПСВ «Екатериновская» - УПСВ «Козловская» составило 29,1 атм.

Итоговые результаты по ОПИ деэмульгатора СТХ – 5 на УПСВ «Екатериновская» сведены в общую табл. 4.

Таким образом, в результате опытно – промышленного испытания деэмульгатора СТХ – 5 на УПСВ «Екатериновская» удалось уменьшить подачу реагента с 88,1 г/т до 77,8г/т, что гарантирует солидный экономический эффект.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. Казань, Фэн, 2000, 416 с.
2. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р, Шайдаков В.В. и др. Осложнения в нефтедобыче. Уфа, ООО Издательство научно – технической литературы Монография, 2003, 302 с.
3. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение эмульсий. М.: Недра, 1982, 222 с.
4. Гурвич Л.М., Шерстнев Н.М. Многофункциональные композиции ПАВ в технологических операциях нефтедобычи. М.: ВНИИОЭНГ, 1994.- 226 с.
5. Технологический регламент АО "Самаранефтегаз" на эксплуатацию УПСВ «Екатериновская», 2023.

УДК 621.3.084.821

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ И НАКОПЛЕНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ

В.Д. Дорошенко¹, М.А. Шейкина^{1,2}

*Самарский Государственный Технический Университет¹,
ООО «СамараНИПИнефть»², г. Самара, Россия
e-mail: doroshenko-vladd@mail.ru*

Аннотация. Одной из актуальных задач является повышение эффективности эксплуатации нефтяных резервуаров. Скапливающиеся отложения на дне резервуара приводят не только к уменьшению его полезного объема, но и препятствуют свободному перемешиванию нефти, что, в свою очередь, приводит к концентрации агрессивных растворов солей в придонной области и развитию коррозионного повреждения днища.

При длительной эксплуатации резервуаров с течением времени накапливаются донные отложения, сокращающие полезную ёмкость и затрудняющие их эксплуатацию. Со временем осадок уплотняется и в отдельных зонах трудно поддается размыву, превращается в АСПО (асфальтосмолопарафиновые отложения).

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Огромную роль в конструкции играют приёмораздаточные патрубки, которые по сей день модернизируются и улучшаются, с целью снижения возникновения отложений на дне ёмкости.

Ключевые слова: нефть, донные отложения, приёмо-раздаточные патрубки, резервуар для хранения нефти, коррозия.

Резервуар для нефти – это специальная ёмкость, предназначенная для хранения сырой нефти или нефтепродуктов. Он необходим для временного хранения нефти до её транспортировки или переработки. Резервуары могут иметь различные конструкции и объёмы в зависимости от потребностей предприятия.

Проблемы, с которыми сталкиваются комплексы по подготовке нефти при длительной эксплуатации резервуаров, включают в себя:

– коррозийный износ: появление коррозии может привести к утечкам и загрязнению окружающей среды;

– утечки: нарушения целостности и герметичности резервуаров могут привести к утечкам нефти и авариям.

– донные отложения: скапливание в большом количестве при длительной эксплуатации резервуара донных отложений, из-за чего происходит уменьшение полезного объёма ёмкости;

– устаревшее оборудование: некоторые резервуары могут быть оборудованы устаревшими системами, что увеличивает риск возникновения проблем;

– экологические риски: необходимо соблюдать строгие экологические стандарты для предотвращения загрязнения почвы и водоемов.

Для предотвращения этих проблем важно проводить регулярное обслуживание, мониторинг состояния резервуаров и соблюдать все необходимые стандарты промышленной и экологической безопасности [1].

В рассматриваемом патенте [2] предлагается один из способов решения проблемы, связанной с образованием донных отложений на дне ёмкости резервуара. Данная проблема решается путём изменения конструкции приёмо-раздаточного устройства.

Объектом исследования был выбран резервуар РВС-2000.

Входящий патрубок представляет собой два трубопровода, расположенные под углом 120 градусов друг к другу и герметично приваренные в одно отверстие (рис.1).

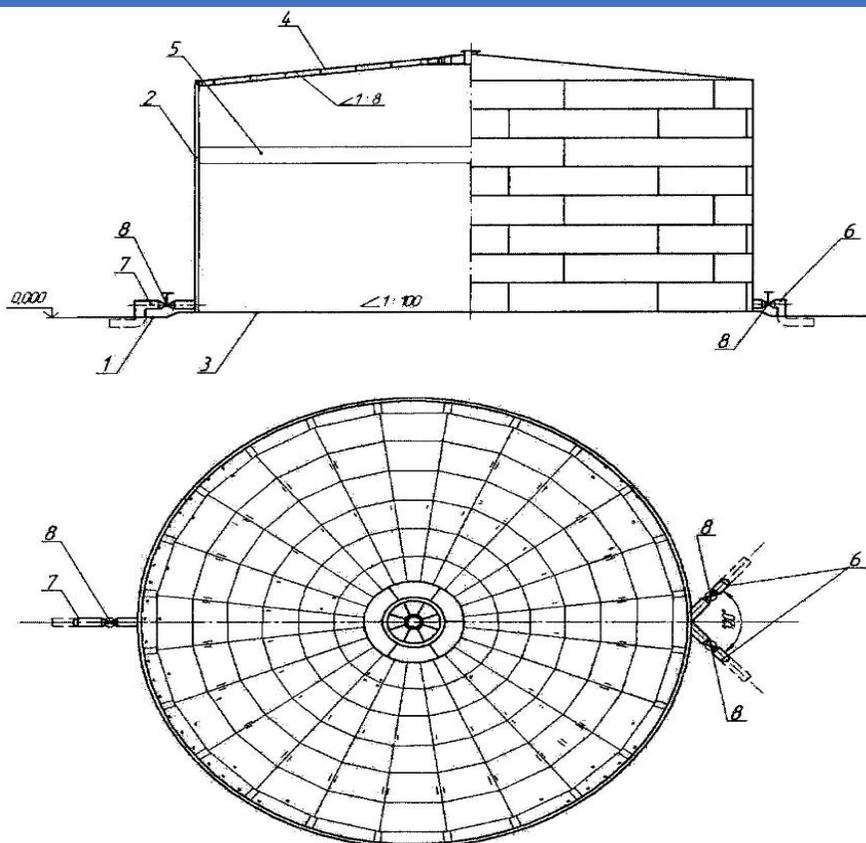


Рисунок 1 – Резервуар стальной цилиндрический для хранения нефти
1 – фундамент; 2 – стенка корпуса; 3 – днище; 4 - крыша; 5 - понтон; 6,7 – приёмо-раздаточные патрубки; 8 – запорная арматура

Идея состоит в том, что нефтесодержащая жидкость поступает через один входной патрубок 6, в то время поступление во второй патрубок отсутствует из-за перекрытого запорного устройства 8. На дне ёмкости образуется закручивание потока жидкости из-за возникших двух перпендикулярно взаимодействующих сил. Полученный эффект должен приводить во вращение образовавшиеся на дне ёмкости донные отложения. Размытая масса откачивается из резервуара через выходящий патрубок 7. Через определённый промежуток времени поступление потока жидкости меняется на противоположное, путём открытия закрытой задвижки на втором входящем патрубке и закрытии на первом и так поочередно на протяжении работы резервуара [2].

Для выполнения расчётов была построена геометрическая модель нижнего пояса РВС-2000 с приёмо-раздаточными патрубками, расположенными диаметрально противоположно друг другу (рис.2).

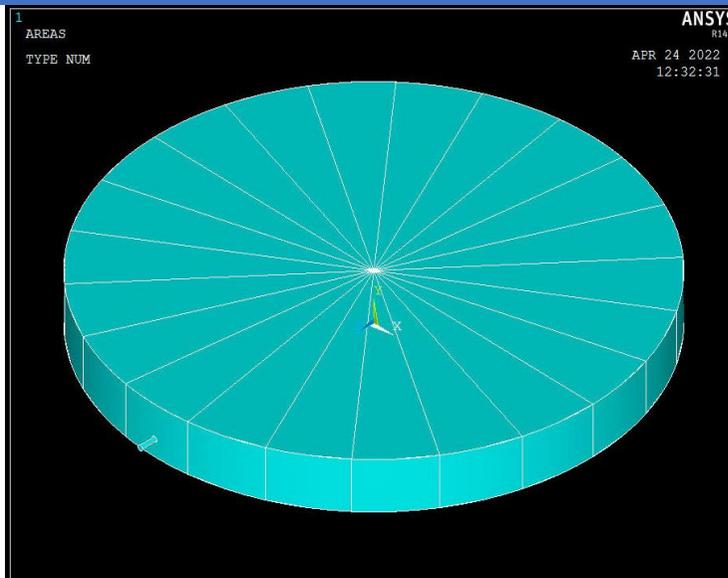


Рисунок 2 – Геометрическая модель первого (нижнего) пояса РВС-2000 с приёмораздаточными патрубками

Моделирование конструкции было осуществлено в программном комплексе ANSYS с использованием гидродинамического модуля FLUENT.

На входном патрубке в резервуар задавалась скорость 6 м/с. На выходном патрубке нулевое давление. Чтобы избежать перелива жидкости за верхний предел стенки конструкции были применены специальные ограничения по скорости потока течения в придонной области резервуара. Моделируемая жидкость – нефть с плотностью 890 кг/м^3 и вязкостью $1 \cdot 10^{-4} \text{ Па} \cdot \text{с}$ (рис.3).

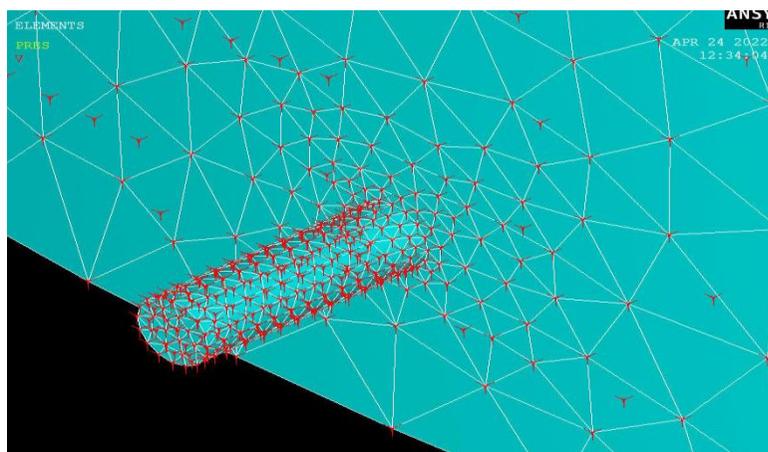


Рисунок 3 – Граничные условия на входном патрубке

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На рисунке 4 приведено поле скоростей. Видно, что максимальные скорости достигаются в приёмо-раздаточных патрубках. В основной части резервуара скорость потока меньше 1 метра в секунду.

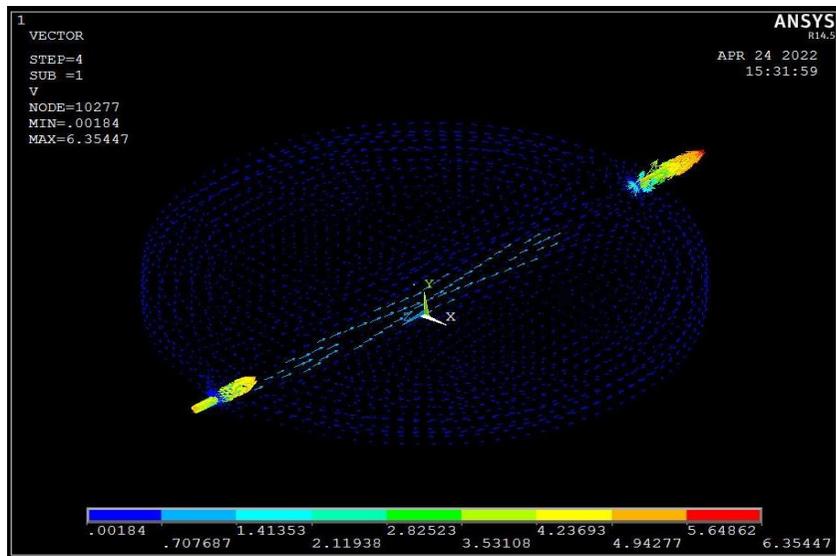


Рисунок 4 – Поле скоростей

На рисунке 5 наблюдается практически прямолинейное движение потока жидкости, а также присутствует небольшое движение вдоль стенок ёмкости. Так же присутствует область застоя (тёмно-синий) цвет.

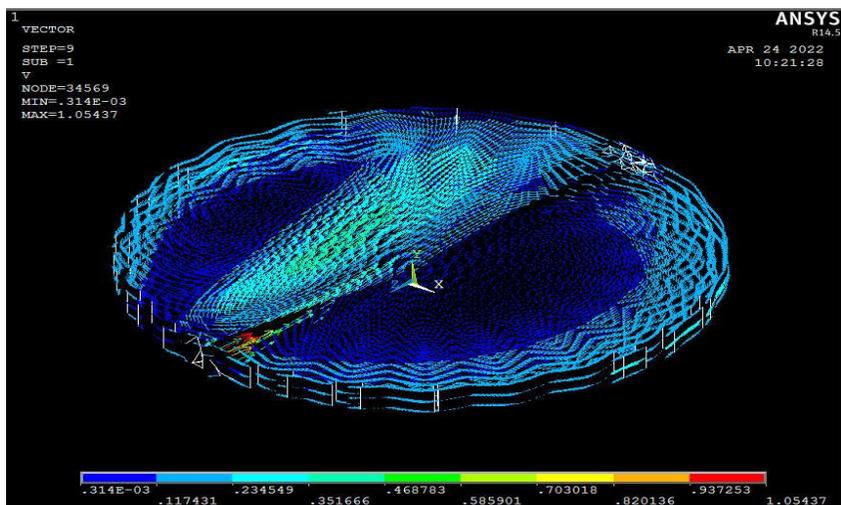


Рисунок 5 – Поле скоростей в центральной части резервуара

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для подтверждения работоспособности предложенной конструкции приёмораздаточного устройства было произведено моделирование нижнего пояса РВС-2000 с усовершенствованной моделью патрубков (рис.6).

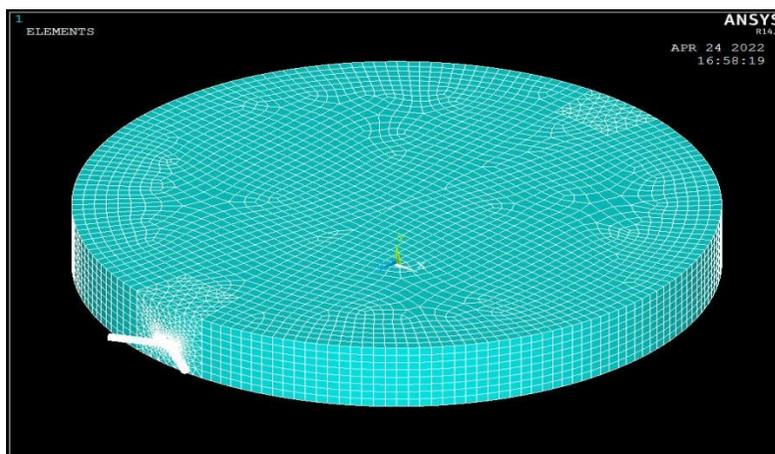


Рисунок 6 - Конечно-элементная модель первого (нижнего) пояса РВС-2000 с усовершенствованными приёмораздаточными патрубками

После проведения гидродинамических расчётов усовершенствованной модели получилось достичь определённых результатов. На рисунке 7 представлено поле скоростей с уже усовершенствованными патрубками. Здесь видно, что своих максимальных значений скорость потока достигает на входе и выходе из патрубков, а в основном объёме резервуара максимальные скорости наблюдаются в пристеночной зоне и составляют около 3 м/с. В центральной части наблюдается небольшой застой жидкости, здесь скорости близки к 0,5 м/с.

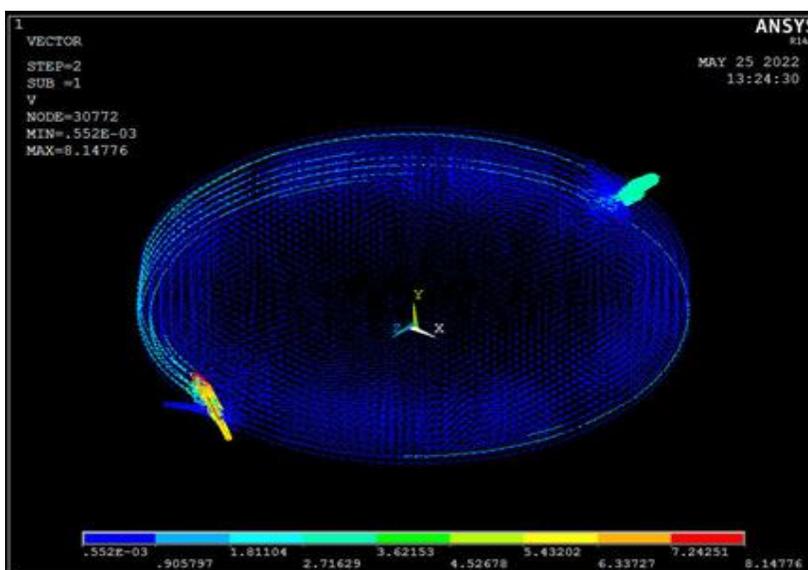


Рисунок 7 – Поле скоростей в центральной части

Выводы

Исходя из полученных результатов моделирования усовершенствованной конструкции патрубков в резервуаре при помощи программного комплекса ANSYS можно сделать вывод, что применение предложенной модели приёмо-раздаточного устройства приводит в движение поток входящей жидкости в пристеночной зоне резервуара с примерной скоростью 3 м/с, создавая при этом небольшое завихрение.

Но в центральной части наблюдается небольшой застой, что указывает на недостаточную эффективность рассматриваемого патента или погрешности в произведённых расчётах. Именно поэтому данный метод требует дальнейшей доработки для достижения более эффективного закручивания потока жидкости как в пристеночной зоне, так и в центральной части периферии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. [Шарифуллин А.В. Сооружения и оборудование для хранения, транспортировки и отпуска нефтепродуктов: учебное пособие / Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Смердова С.Г. — Казань: Казанский национальный исследовательский технологический университет, 2011. — 135 с.](#)
2. [Патент № 2610112. Резервуар стальной цилиндрический для хранения нефти: № 2015147592: заявл. 05.11.2015; опубл. 07.02.2017 / М.Ш. Шайхутдинова, С.С. Гоц, К.Ш. Ямалетдинова, Б.К. Сушко; заявитель, патентообладатели Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Башкирский государственный университет» - 7 с.](#)

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ШТАНГОВО СКВАЖИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ (ШСНУ)

Р.В. Ермолаев¹, А.М. Зиновьев²

*АО «Татнефтеотдача»¹, ФГБОУ ВО «СамГТУ»²
город Нурлат, Россия, E-mail: Ermak31192@gmail.com*

Аннотация. Механизированная добыча нефти осуществляется различными типами насосных установок. Несмотря на то, что распределение фонда скважин по способам эксплуатации зависит от применяемой технологии разработки месторождений, дебита скважин и физико-химических свойств добываемой жидкости, на сегодняшний день наиболее распространенным в мировой практике является способ с использованием штанговых насосных установок. Для месторождения Татарстана характерно образование эмульсий так как при обводнённости продукции $n = 0,4 - 0,8$ водонефтяные эмульсии обладают высокой вязкостью, а гидродинамические силы трения достигают наибольшей величины.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Если эмульсия неустойчивая, то на забое накапливается вода, что вызывает рост забойного давления. При откачке эмульсии типа нефть в воде возрастает износ, утечки, снижается усталостная прочность штанг, повышается их обрывность.

Ключевые слова: скважина, нефть, штанговая скважинная насосная установка, эмульсия, межремонтный период, деэмульгатор, дозатор.

Для данного месторождения положительный эффект получило применение деэмульгатора Рекод – 118.

Таблица 2.1 - Эффективность внедрения мероприятия.

Характеристики скважин	скв.№ 4013	скв.№ 2620	скв.№ 2145
Глубина скважины, м	1440	1320	1200
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	131	131	131
Глубина спуска насоса, м	1350	1100	1030
Насос	СПР-44	СПР - 44/24-04	СПР-44/24-01
Дебит нефти, т/сут.	5,7	2,4	4,1
Обводнённость продукции, %	5	22	33,33
МРП до внедрения, сут.	67	68	61
МРП после внедрения, сут.	276	311	347

Однако ряд скважин ещё простаивают как минимум по 4 – 5 раз в год, по этой же причине по этому была выполнена работа по определению параметров для скважины 2654 закачки деэмульгатора Рекод -118 на приём насоса при помощи АДУ, и избежания возможных потерь.

Химическое разрушение водонефтяной эмульсии является эффективной и менее затратной, чем другие технологии.

Таблица 2.2 - Расчёт и обоснование технологического процесса подачи ингибитора на приём насоса:

Наименование показателя	Граничные условия применения Рекод - 118	Параметры по скважине №2654
Оптимальную дозировку для реагента Рекод - 118	от 10г/м3 до 100 г/м3	10 г/м3
Коэффициент увеличения расхода ингибитора	от 1 до 5	1,5
Производительность скважины по воде	от 5,1 м3 до 25 м3	23 м3

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Предполагаемое время защиты оборудования и скважин от образования эмульсий	от 150 до 300 суток	150-300 суток
Пластовое давление	от 7 до 20 МПа	14,3
Глубина скважины	от 800 до 1500 м	1300
Масса реагента	от 15 до 70 л	60 л
Глубина спуска НКТ	от 780 до 1300	1150

1. Количество подачи деэмульгатора в скважины для предлагается определять по формуле:

$$G = A * d * Q_v * t / 1000, \quad (1)$$

где: G - расчетное количество ингибитора, кг; A - коэффициент увеличения расхода ингибитора, учитывающий неравномерность его выноса из призабойной зоны, рекомендуется принимать 1-2,0; d - оптимальная дозировка ингибитора, г/м³, для каждого типа рекомендуется свой диапазон дозировки; Q_v - производительность скважины по воде, м³ /сут; t - предполагаемое время защиты оборудования и скважин, сут., рекомендуется принимать 150-300 сут.

Тогда, отсюда:

$$G = 1,6 * 10 * 23 * 150/1000 = 55,2 \text{ кг.}$$

За основу расчета закачки берем формулу Дюпои:

$$Q = K_{\text{прод}} * (P_{\text{пл}} - P_{\text{зб}}), \quad (5)$$

где: $K_{\text{прод}}$ - коэффициент продуктивности скважины, м³ /сут *МПа; $P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, МПа; $P_{\text{зб}}$ - забойное давление, МПа.

Условно примем коэффициент продуктивности равным коэффициенту приемистости, тогда соответственно дебит скважины равен объему закачки и формула запишется:

$$Q_{\text{зак}} = K_{\text{пр}} * (P_{\text{зак}} - P_{\text{пл}}), \quad (6)$$

где: $Q_{\text{зак}}$ - объем закачки, м³ /сут; $K_{\text{пр}}$ - коэффициент приемистости, м³ /сут * МПа; $P_{\text{зак}}$ - давление закачки, МПа.

Коэффициент продуктивности скважины № 2654 равен 8,9 м³ /сут*МПа.

$$Q_{\text{зак}} = 8,9 * (21,3 - 14,3) = 62,3 \text{ м}^3 / \text{сут} = 0,73 \text{ л/с}$$

Эффективность обусловлена увеличением межремонтного периода, вследствие снижения интенсивности образования стойких эмульсий и добычи нефти за счёт сокращения дней простоя.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

$$\Delta Q_{МРП} = \left(\frac{365}{T_1} - \frac{365}{T_2} \right) \times q_{cp} \times N \times t_p$$

где: T_1 , - межремонтный период до проведения мероприятия, сут; T_2 – предполагаемый межремонтный период после внедрения мероприятия, рекомендуется принимать 150-300 сут.; N - количество скважин, на которых будет проведено мероприятие по увеличению МРП; t_p – продолжительность одного текущего подземного ремонта (в среднем на одну скважину взяли 7 дней на ремонт плюс три дня на ВНР), сут; q – среднесуточный дебит скважины, тонн/сут.

$$\Delta Q_{МРП} = (365/73 - 365/155) \cdot 9,4 \cdot 1 \cdot 10 = 248,6 \text{ тонн}$$

За счет применения деэмульгатора Рекод - 118 с дозатором на скважинах месторождения Татарстана предположительно данное мероприятие увеличит межремонтный период и позволит не потерять 248,6 тонн нефти во время ремонта скважины.

На основании проведенного исследования можно рекомендовать применение данной технологии для месторождений аналогов а также рекомендовать её для тиражирования на скважинах месторождения А Татарстана.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Геологический отчёт Степноозёрского ЦДНГ/АО «Татнефтеотдача», ТатНИПИнефть.–Альметьевск, 2006.-186с.
2. Технологический расчет закачки деэмульгатора в скважины оборудованных ШГН на прием насоса: <https://core.ac.uk/pdf/aaa161608038.pdf>
3. Алибеков Б. И. Эксплуатация скважин в осложнённых условиях/ Б. И. Алибеков– М.:Недра,1991.
4. Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта: метод. указ. / Сост.А.М.Зиновьев, Н.М.Максимкина – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2018. – 27 с.: ил.

УДК 614.8

ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ НАРУШЕНИЙ ПРАВИЛ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

К.А. Лепёхин, Л.В. Сорокина

ФГБОУ ВО «СамГТУ», город Самара, Россия

E-mail: klepkhin@mail.ru

Аннотация. В процессе добычи углеводородного сырья на различных предприятиях нефтегазодобычи по тем или иным причинам происходят аварии. Проведя комплексный анализ причин их возникновения, можно выявить основную долю нарушений, приходящихся на человеческий фактор. В данной статье рассмотрены существующие на сегодняшний день нарушения, предыдущий опыт

решения данных нарушений, а также эффективность внедрения новых технологий по контролю за соблюдением правил ОТ и ПБ.

Ключевые слова: Авария, охрана труда, промышленная безопасность, человеческий фактор.

В настоящее время на объектах нефтегазодобычи в процессе своей производственной деятельности было установлено немало замечаний и нарушений, касающихся ОТ и ПБ. Только с начала года было зафиксировано: 2 несчастных случая, 1 аварийная остановка УКПГ, 12 случаев нарушения работы технологического оборудования, а также 34 замечания касательно использования средств индивидуальной защиты. Проводя комплексный анализ вышеперечисленных происшествий, становится ясно, что основная их доля происходит из-за несоблюдения личной безопасности, а также грубого нарушения работниками правил ОТ и ПБ.

Изучая причинно-следственную связь между аварийностью и влиянием человеческого фактора, были определены следующие данные:

1. Основной причиной несчастных случаев стало неиспользование имеющихся знаний (около 35%) или их отсутствие (около 25%), особенно на недавно построенных сложных объектах;
2. Недостаточное знание индивидуальных факторов влияния (до 10-15%) и недостаточное знание неизвестных и непредвиденных моментов (до 5-10%);
3. Перевод разработки проектов, технологий и управления на автоматизированные системы позволяет исключить или сократить прямые промахи и ошибки (до 5-10%) в стабильных, регулируемых системах.

Предыдущий опыт решения проблемы влияния человеческого фактора на безопасное выполнение работ состоял в усилении мер надзора за соблюдением правил охраны труда, проведении инструктажей, периодической проверке знаний ОТ и ПБ, а также в повышении квалификации персонала. Но на основании ежегодных статистик аварийности на производстве и причинах ее возникновения становится ясно, что влияние человеческого фактора на протяжении многих лет не уменьшается. Поэтому возникает острая необходимость в новой системе надзора, которая позволит с большей эффективностью выявлять и устранять нарушения.

Технология машинного зрения – это программа, созданная для осуществления автоматического контроля соблюдения сотрудниками правил ОТ и ПБ на опасных производственных объектах с помощью видеонаблюдения.

После внедрения данной технологии в производство станет возможным использование следующих функций:

1. Фиксация нарушений, касающихся использования СИЗ;
2. Фиксация нарушений, касающихся использования работниками поручней при подъеме и спуске по лестнице;
3. Фиксация нарушений, касающихся использования средств защиты органов дыхания.

В технологии машинного зрения задействована обученная нейросеть, способная проводить анализ видеозаписи, полученной с камер видеонаблюдения, на предмет выявления травмоопасного поведения работника, а также небезопасных

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

условий труда. Проанализированные видеоматериалы направляются в единую информационную систему, которая позволяет классифицировать вид нарушения.

Данная технология позволяет выявить следующие нарушения:

1. Нарушения, вызванные неиспользованием каски, а также средств защиты органов дыхания;
2. Нарушения, вызванные неиспользованием поручней при подъеме и спуске по лестнице;
3. Нарушения, вызванные неиспользованием защитных очков.

По итогам анализа составляется отчет, который будет направлен ответственному лицу для своевременного реагирования.

Таким образом, внедрение цифровых технологий в производство позволит быстрее выявлять и реагировать на допущенные нарушения. Также это позволит вести дистанционный контроль за каждым работником, находящимся на нефтегазодобывающем предприятии, что повысит их мотивацию в соблюдении правил как промышленной, так и личной безопасности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Храмов, Б.А. Промышленная безопасность опасных производственных объектов: учебное пособие / Б.А. Храмов, А.П. Гаевой, И.В. Дивиченко. – Старый Оскол: ТНТ, 2011. – 276 с.
2. СТО Газпром 18000.1-001-2021 «Единая система управления производственной безопасностью», 2021 г.
3. Никитин, К.Д. Основы промышленной безопасности: учебное пособие / К.Д. Никитин. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2013. – 416 с.
4. Коробко, В.И. Промышленная безопасность / В.И. Коробко. – М.: Академия, 2012. – 208 с.
5. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: Федеральный закон № 116-ФЗ от 21 июля 1997 г. // Собрание законодательства Российской Федерации. 1997. № 30. Ст. 3588.

УДК 66.097.8

ОЦЕНКА ИНТЕНСИВНОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ АСПО ИЗ НЕФТИ УТЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРИСУТСТВИИ ИНГИБИТОРОВ

Д.М. Кулагин

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: kulagindm@samng.rosneft.ru

Образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) является одной из основных причин вывода скважин механизированного фонда Утевского месторождения в ремонт и снижения эффективности их эксплуатации. Это

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

определяет актуальность применения на месторождении методов и средств предупреждения АСПО, в частности метода химического внутрискважинного ингибирования скважинной продукции, показывающего высокую эффективность применения на практике. В настоящей статье отражены результаты лабораторного исследования интенсивности образования АСПО из нефти Утевского месторождения в присутствии пяти различных товарных марок ингибиторов АСПО методом «холодного стержня».

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, ингибитор, месторождение, метод холодного стержня, эксперимент.

В настоящее время на рынке представлена достаточно широкая номенклатура составов для реализации внутрискважинного химического ингибирования образования АСПО в протоках глубинно-насосного оборудования. Как правило, такие составы представляют собой целый комплекс различного рода поверхностно-активных веществ и вспомогательных компонентов. Однако, как показывает практика [1-3], эффективность применения подобных ингибиторов находится в выраженной зависимости от физико-химических свойств ингибируемого сырья, что определяет необходимость индивидуального подбора эффективных ингибиторов АСПО на основе серии лабораторных исследований, охватывающих достаточно широкую выборку готовых форм ингибиторов.

В рамках проводимого исследования, выборка исследуемых составов включала в себя 5 торговых марок ингибиторов АСПО как отечественных, так и иностранных поставщиков, среди которых ингибиторы (депрессоры) марок: ТюмНТ-АСПО, ФЛЭК-ИП-101, Пральт-11, Dewaxol 7201 и СИМТЕС AP-S. Оценка эффективности ингибирования АСПО выполнялась количественным методом на основании результатов измерения массы отложений, образовавшихся на рабочей поверхности установки типа «холодный стержень» [4]. Сущность проведения исследований состоит в следующем. Пробы обезвоженной, дегазированной и обессоленной нефти Утевского месторождения, полученные на узле отбора проб ДНС в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-2012 [5], массой 50,0 г помещаются в приемную емкость лабораторной установки (рис. 1). Затем, в объем нефти вводится металлический стержень, подключенный к системе циркуляции хладагента. С внешней стороны приемной емкости циркулирует теплоноситель, служащий для точного регулирования перепада температур, формирующегося на поверхности металлического стержня. По итогам определенного времени экспозиции, достаточного для полной выработки потенциала формирования отложений, охлаждаемый стержень с АСПО отключается от циркуляционной системы, демонтируется с установки, после чего с него производится удаление отложений механическим методом в мерную емкость. Затем, выполняется взвешивание полученной навески АСПО с точностью в $\pm 0,01$ г.

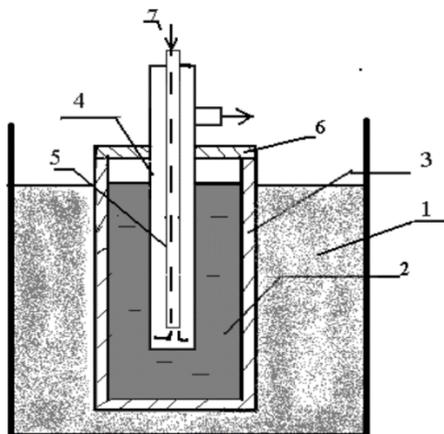


Рис. 1. Принципиальная схема рабочей части установки для моделирования динамики образования АСПО методом холодного стержня:

1 – водяная баня, 2 – нефть, 3 – приемная емкость, 4 – охлаждаемый стальной стержень, 5 – трубка подачи хладагента, 6 – крышка, 7 – спиртовой хладагент

Для проведения экспериментов, для каждой серии, производился отбор из трех проб в летнее время года с периодом между отбором и началом испытаний не более 2 ч. По итогам опытного отстоя предварительных проб было установлено, что дополнительное дренирование проб не требуется. Также, была выполнена серия предварительных испытаний, направленных на оценку времени экспозиции, достаточного для полной остановки процесса осадконакопления. Предварительные испытания проводились по аналогичной методике с различным временем экспозиции до момента, пока по всем исследуемым пробам приращение массы отложений между двумя последовательными измерениями не станет равной 0. Выполнение гравиметрических измерений массы отложений выполнялось с использованием лабораторных весов серии Масса-К ВК- 600, с дискретностью измерений в 0,01 г и абсолютной погрешностью в $\pm 0,01$ г.

По итогам проведенной серии предварительных испытаний было установлено, что за время экспозиции, равное 90,0 мин, происходит полное прекращение нарастания массы АСПО на стержне, следовательно, аналогичное время экспозиции было принято для проведения основных испытаний. Оценка интенсивности образования АСПО на поверхности стержня в условиях ингибирования нефти выполнялась для дозировки реагента, соответствующей 400,0 г/т. Приготовление ингибированных проб выполнялось после предварительного отстоя пробы нефти при $20,0 \pm 2,0$ °С в течении получаса с последующим введением реагента в необходимом количестве при постоянном перемешивании. Градиент температур принимался равным 25,0 °С (от 0,0 °С на стержне до 25,0 °С со стороны водяной бани). В результате проведенных серий, состоящих из трех экспериментов для каждой пробы, были получены следующие усредненные значения массы отложений, представленные на диаграмме на рис. 2.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

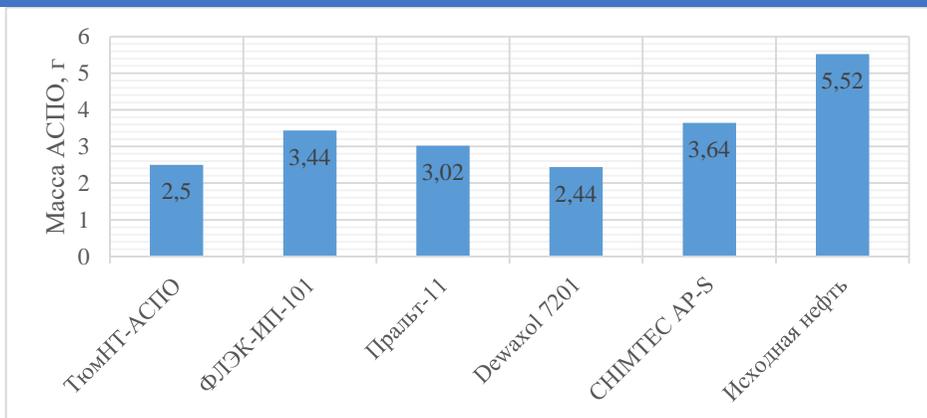


Рис. 2. Усредненные значения массы АСПО, осажденных из нефти Утевского месторождения при градиенте температуры в 25,0 °С

Анализ полученных экспериментальных данных позволяет сделать следующие выводы. Для всех рассматриваемых вариантов ингибирования АСПО наблюдается снижение усредненной массы осадков, полученной по итогам экспозиции. При этом имеет место выраженная разница в эффективности ингибирования отложений, так, наименьший эффект ингибирования образования АСПО наблюдается для ингибиторов торговых марок ФЛЭК-ИП-101 и СИМТЕС AP-S, использование которых способствует снижению средней массы отложений на 37,7% и 34,1% по сравнению с контрольной группой (не ингибированными образцами), в то же время применение таких ингибиторов как ТюмНТ-АСПО и Dewaxol 7201 способствует снижению массы отложений до 54,7% и 55,8% в сравнении с контрольной группой. Таким образом, по итогам проведенных экспериментов, в первом приближении, к практическому применению может быть рекомендовано использование ингибиторов марок ТюмНТ-АСПО и Dewaxol 7201, однако, требуется проведение ряда дополнительных испытаний, направленных на оценку влияния данных ингибиторов на свойства нефти и эффективность реализации процессов её подготовки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Устькачкинцев Е. Н., Мелехин С. В. Определение эффективности методов предупреждения асфальтеносмолопарафиновых отложений // Недропользование. – 2016. – № 18. – С. 61-70.
2. Савиных Ю. В., Прозорова И. В. Ингибиторы асфальтосмолопарафиновых отложений нефтяных дисперсных систем: монография. – Москва; Вологда : Инфра-Инженерия, 2024. – 120 с.
3. Марьин В. И., Акчурун В. А., Демахин А. Г. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор. Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001. – 156 с.
4. Егоров А. В., Николаев В. Ф., Султанова Р. Б. Упрощенный метод «Холодного стержня» для оценки ингибирующего действия реагентов, применяемых при профилактике и удалении парафиноотложений с металлических поверхностей при добыче и транспорте нефти // Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – № 8. – С. 295-299.

5. ГОСТ 2517-2012. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – Введ. 2014-03-01. – М.: Стандартинформ, 2015. – 48 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МОДИФИЦИРОВАННЫХ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ ПРИ ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Н.В. Степанян, К.И. Бабицкая

ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара, Россия

E-mail: norayr-11@mail.ru

Аннотация. В данной работе представлено возможное решение проблемы, связанной с ухудшением проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП), т.е с ухудшением разработки нефтяных месторождений – кислотная обработка ПЗП. Смысл кислотной обработки заключается в том, что кислота проникает в поры пласта, растворяет часть примесей, которыми они забиты, другую часть «подвешивает» в раствор и выносит обратно.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, вязкоупругая отводящая кислота, проницаемость, кислотная обработка, самоотводящая кислотная система

Теоретическая часть. Во время бурения продуктивных коллекторов возникают сложные физико-химические взаимодействия из-за изменения напряженного состояния пород вокруг скважины, а также вследствие внедрения фильтрата из буровых и цементных растворов в породы, где они контактируют с пластовыми флюидами. Эти процессы значительно снижают способность пород пропускать нефть и газ: фильтрат, проникающий в пласт, уменьшает его проницаемость, а твердые компоненты буровых растворов, попадая в трещины пород, усугубляют этот эффект. В ходе гидроразрыва, большое количество бурового раствора может заблокировать поры, мешая движению флюидов к скважине [6]. Осознание этих причин позволяет минимизировать их отрицательное воздействие на проницаемость призабойной зоны (ПЗП) природных условиях.

Проницаемость ПЗП, критически важная для дебита скважин, подвержена ухудшению в результате натуральной кольтации, оседания асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), солей, а также глинистых и цементных наростов. Кислотные обработки, включая использование соляной и глиноуксусной, направлены на восстановление коллекторских свойств призабойной зоны путем растворения указанных отложений и расширения фильтрационных каналов. Такие методы применимы как в карбонатных, так и в терригенных коллекторах [2].

В дополнение к кислотным обработкам, промывка скважин с использованием растворителей и поверхностно-активных веществ (ПАВ) может осуществляться как самостоятельная процедура или в сочетании с кислотной обработкой. Это направлено на удаление АСПО и механических загрязнений из призабойной зоны, улучшая тем самым её проницаемость и обеспечивая более эффективное извлечение углеводородов.

Практическая часть. Растворители действуют на основе двух ключевых механизмов: ослабления адгезии асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) к породе и непосредственного растворения этих отложений. Это способствует очищению призабойной зоны и усилению гидравлической связи между скважиной и дальними участками пласта [1]. В процессах очистки используются как однокомпонентные органические растворители, так и сложные многокомпонентные смеси. Повышенную эффективность обеспечивает промывка скважин с нагревом растворителей до введения их в пласт или совместное использование с паром.

Действие поверхностно-активных веществ (ПАВ), вводимых в форме водных растворов, заключается в адсорбции ПАВ на границе раздела фаз, что ведет к изменению поверхностных свойств породы, пластовой воды и нефти. ПАВ стимулируют смачиваемость воды, понижают межфазное натяжение на границе нефть-вода и способствуют отделению нефти от породы. Таким образом, снижается капиллярное сопротивление и происходит преобразование связанной с породой нефти в свободное состояние. Введение ПАВ в призабойную зону активизирует их моющие и гидрофобизирующие свойства, что улучшает очистку зоны от примесей и ускоряет процесс вытеснения нефти водой из ПЗП [3].

С учётом вышеизложенного, кислотная обработка призабойной зоны является наиболее эффективной и экономичной технологией. Однако стоит отметить, что кислоты, такие как сульфиды и оксиды железа, практически не растворяются в кислотном растворе, поэтому рекомендуется использование примерно 10%-ного водного раствора уксусной кислоты [4]. Также возможно применение смеси уксусной кислоты (в сухом или ледяном виде) с маслом, в том числе и в сочетании с нефтью, для достижения 100%-ного раствора.

Для гарантирования эффективности кислотных обработок скважин при их проектировании требуется тщательное планирование нескольких параметров: определение скорости инъекции реагентов, точный расчет объема кислотного состава и объема самотекучей кислотной системы (СКС), а также количество необходимых циклов инъекции рабочих растворов. Это позволяет не только прогнозировать будущую продуктивность скважины, но и оценить потенциальную прибыль от такой обработки [7]. Разработка математической модели для процесса кислотного растворения в неоднородных карбонатных коллекторах с использованием СКС дает возможность точно предсказать итоги таких воздействий.

Важной частью моделирования является описание химических реакций, происходящих во время фильтрации кислотного раствора через породу, с учетом данных, полученных в ходе лабораторных исследований, и корреляционных зависимостей, отражающих кинетику реакций и реологические свойства СКС. Эффективность кислотной стимуляции в значительной мере зависит от таких параметров, как скорость массопереноса и кинетика поверхностных реакций, происходящих между кислотой и карбонатной породой. Особое внимание в моделировании уделяется определению константы скорости и порядка химической реакции, что является ключевым для понимания процесса растворения известняка в условиях присутствия СКС. Эти параметры критичны для точного прогнозирования результатов кислотной обработки и оптимизации условий проведения процедур. [5].

Заключение. Указанная в тезисе проблема снижения проницаемости призабойной зоны пласта является значительным препятствием в разработке нефтяных месторождений. Снижение проницаемости ведет к уменьшению

эффективности добычи углеводородов, что негативно сказывается на экономической эффективности всего проекта. Однако, применение кислотной обработки с использованием вязкоупругой самоотводящей кислоты (СОК) представляет собой эффективное решение этой проблемы. Данный метод позволяет не только восстановить первоначальную проницаемость призабойной зоны, но и значительно увеличить общую эффективность эксплуатации скважин.

Вязкоупругая самоотводящая кислота специально разработана для устранения накоплений асфальтосмолопарафиновых отложений и других типов загрязнений, которые обычно ухудшают проницаемость породы. Ключевое преимущество этого метода заключается в его способности дифференцированно растворять минеральные и органические составляющие отложений, сохраняя при этом структурную целостность породы. Таким образом, кислота не только удаляет препятствующие фильтрации элементы, но и минимизирует риск возможных повреждений пласта, которые могли бы возникнуть при использовании более агрессивных методов.

Благодаря своим вязкоупругим свойствам, СОК обеспечивает более управляемое и целенаправленное проникновение в породу, что позволяет более точно нацеливаться на зоны с наибольшим снижением проницаемости. Это приводит к тому, что кислота действует именно там, где это необходимо, минимизируя нецелевое воздействие на более стабильные участки пласта. В результате, после обработки СОК, скважина демонстрирует повышенный уровень продуктивности, что существенно увеличивает общую добычу углеводородов и способствует более эффективной и экономически выгодной эксплуатации месторождения.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Воропаев Ю.А. Мацко А. В. Заканчивание скважин: практикум – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2015. – 155 с.
2. Гидроразрыв пласта для повышения нефтеотдачи / В. А. Петина, А. М. Машкова, Н. В. Соловьев [и др.] // Молодые - Научкам о Земле: Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 31 марта – 01 2022 года / Редколлегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. – С. 271-274. – EDN FZBSYP.
3. Гидроразрыв пласта для повышения нефтеотдачи / В. А. Петина, Н. В. Соловьев, К. О. Щербакова, Б. А. Овезов // Сборник тезисов XII Международной научно-практической конференции: СБОРНИК ТЕЗИСОВ КОНФЕРЕНЦИИ, Ижевск, 15 апреля 2022 года. – Ижевск: Автономная некоммерческая образовательная организация высшего образования "Международный институт компьютерных технологий", 2022. – С. 342-346. – EDN XDTKRQ.
4. Ковалев Е.Н. Оценка эффективности применения соляно-кислотных обработок на X нефтяном месторождении (ХМАО). НИ ТПУ, 2016.
5. Курамшина, Э. Р. Повышение коррозионной стойкости тампонажных материалов в условиях сероводородной агрессии / Э. Р. Курамшина, Б. А. Овезов, Н. В. Соловьев // Новые идеи в науках о Земле: Материалы XV Международной научно-практической конференции. В 7-ми томах, Москва, 01–02 апреля 2021

года. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2021. – С. 212-214. – EDN WNQNYV.

УДК 622.23.05

**АНАЛИЗ ФАКТОРОВ СНИЖЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН УТЕВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Д.М. Кулагин

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

e-mail: kulagindm@samng.rosneft.ru

В условиях высокой степени выработки естественных энергетических резервов, разработка месторождений нефти осуществляется с использованием различных средств механизации – насосного оборудования. Однако, конструктивная сложность подобного оборудования, способствует увеличению причин возможной остановки добычи вследствие нарушения технологического процесса или неисправности, что влечет за собой нерациональные потери, связанные с простоем добывающих скважин, как следствие – снижение эффективности добычи в целом. Настоящее исследование посвящено анализу причин отказов и простоев механизированного фонда скважин Утевского месторождения.

Ключевые слова: месторождение, механизированный фонд, насос, отказ, скважина.

Механизированный способ добычи в настоящее время является доминирующим способом разработки запасов месторождений, находящихся на «зрелых» этапах эксплуатации. Реализация данного способа осуществляется посредством различных видов насосного оборудования. По состоянию на 01.01.2024 г. механизированный действующий фонд скважин Утевского месторождения насчитывает 84 скважины, из которых 79 эксплуатируется посредством ЭЦН и 5 – посредством ШГН. В период, охватывающий 2019-2023 гг. на механизированном фонде скважин месторождения суммарно было зафиксировано 147 отказов, распределение которых по периодам и причинам приведено в таблице 1. Для наглядности, указанное распределение также представим в виде диаграмм, изображенных на рис. 1 и 2.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1

Структура отказов по механизированному фонду скважин Утевского
месторождения за 2019-2023 гг. [1]

Причина отказа	Число отказов за период, ед.					Всего отказов по причине
	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	2	3	4	5	6	7
Неорганические отложения	8	6	5	4	4	27
Обрыв штанги	3	1	0	1	1	6
Перегрев ПЭД	5	5	3	3	2	18
Негерметичность НКТ	0	1	2	0	1	4
Обрыв НКТ по телу	1	1	0	1	0	3
Обрыв НКТ по резьбе	0	1	1	0	0	2
Износ резьбы НКТ	2	1	1	0	1	5
Трещина в теле НКТ	0	1	1	2	2	6
Трещина в муфте НКТ	1	0	0	0	1	2
Нарушение целостности погружного кабеля	2	1	1	0	1	5
Механический износ насоса	0	1	2	0	1	4
Неисправность насоса	2	4	2	4	4	16
Отворот насоса	2	1	1	1	0	5
АСПО	6	6	7	8	8	35
Неисправность управляющей станции	1	1	2	0	1	5
Прочие неисправности	1	1	1	1	0	4
Всего по периоду	34	32	29	25	27	147

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

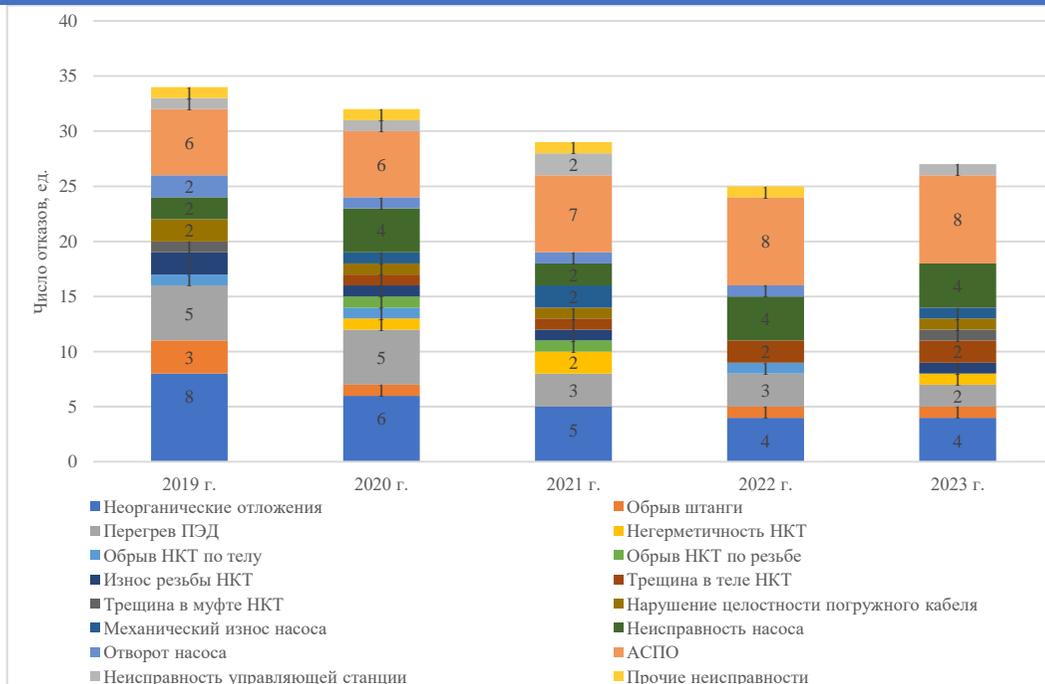


Рис. 1. Структура распределения отказов насосного оборудования механизированного фонда скважин Утевского месторождения по периодам и причинам за 2019-2023 гг.

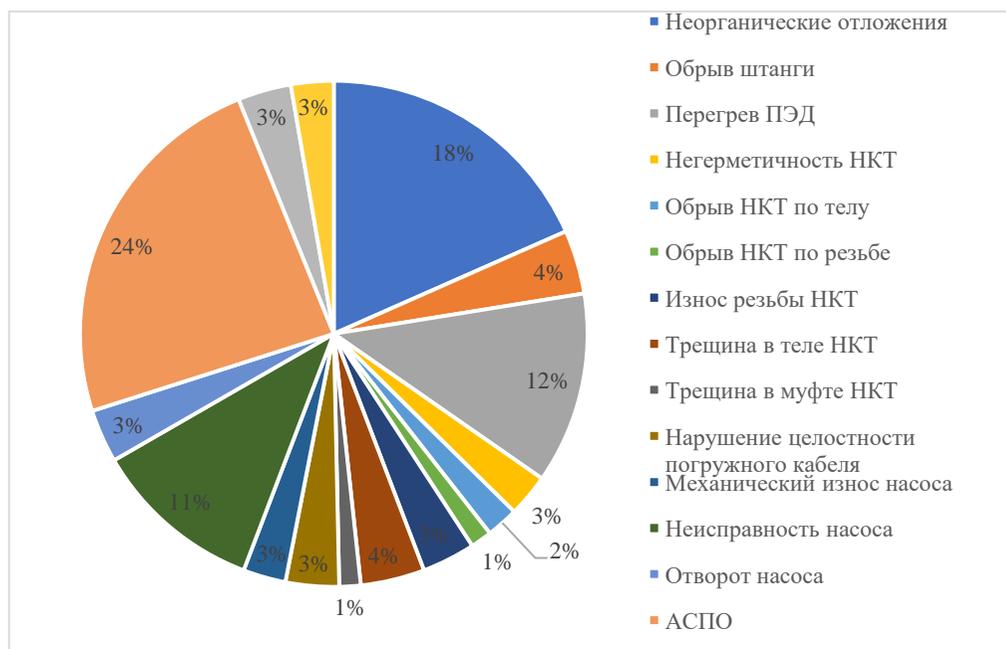


Рис. 2. Структура распределения общего числа отказов насосного оборудования механизированного фонда скважин Утевского месторождения по причинам за 2019-2023 гг.

Анализ данных, представленных в таблице 1, а также на рис. 1 и 2 позволяет установить, что в рамках рассматриваемого периода наблюдается тенденция к сокращению общего числа отказов насосного оборудования, относительное значение которого по итогам периода составило 20,6%. Указанная тенденция обусловлена рядом организационно-технических причин, основными из которых является обновление машинного фонда, а также оптимизация типоразмеров насосов, способствующая улучшению условий их работы. Наиболее выраженное сокращение числа отказов среди представленных причин приходится на такие причины как: отворот насоса, неорганические отложения, обрыв штанги, НКТ, а также перегрев ПЭД. Снижение отказов по последней причине, в частности, было достигнуто за счет оптимизации типоразмеров насосов, отмеченной ранее. Значимое снижение числа отказов, связанных с различными проявлениями неорганических отложений, достигнуто за счет повсеместного внедрения в механизированный фонд скважин фильтрующей оснастки. Природа подобного сокращения числа отказов по причине неорганических отложений состоит в том, что зачастую механические частицы, поступающие в полости скважинного оборудования, выступают в роли центров кристаллизации неорганических солей, отложения которых в проточных и на подвижных частях оборудования являются причиной нарушения работы насосного оборудования [2, 3].

На фоне общей тенденции к сокращению числа отказов, а также в общей структуре распределения числа отказов по причинам по итогам рассматриваемого периода, достаточно сильно выделяется причина отказов, связанная с образованием АСПО, на которую приходится порядка 24,0% от всего числа отказов по итогам периода. К тому же, динамика числа отказов по данной причине имеет положительный тренд, что свидетельствует об актуализации проблемы кристаллизации АСПО на данном месторождении.

Обращение к актуальным исследованиям и разработкам в области борьбы с АСПО [4-7], позволяет рекомендовать к внедрению на месторождении методы предупреждения АСПО посредством химического внутрискважинного ингибирования в сочетании с уже применяемыми на месторождении методами механической и гидродинамической промывки скважинного оборудования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дополнение к технологическому проекту разработки Утевского нефтяного месторождения Самарской области. – Самара: ООО «СамараНИПИнефть», 2024. – 1981 с.
2. Люшин С. Ф. Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения / Люшин С. Ф., Глазков А. А., Галеева Г. В., Антипин Ю. В., Сыртланов А. Ш. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – 100 с.
3. Кашавцев В. Е. Солеобразование при добыче нефти / В.Е.Кашавцев, И.Т.Мищенко. – М., 2004. – 432 с.
4. Савиных Ю. В., Прозорова И. В. Ингибиторы асфальтосмолопарафиновых отложений нефтяных дисперсных систем: монография. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2024. – 120 с.
5. Персиянцев М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: НедраБизнесцентр, 2000. – 653 с.

6. Шарифуллин А. В., Шарифуллин В.Н. Композиционные составы для процессов удаления и ингибирования нефтяных отложений : монография. – Казань: КГТУ, 2010. – 304 с.
7. Сабырбаева Г. С., Бисембаева К. Т. Осложнения при эксплуатации скважин с повышенным содержанием в продукции асфальтеносмолопарафиновых веществ и борьба с ними // Norwegian Journal of Development of the International Science. – 2022. – № 85. – С. 17-20.

УДК 66.097.8

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ
АСПО ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ НА ФОНДЕ СКВАЖИН
КУЛЕШОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А.А. Останков

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: aaostankov95@mail.ru

Извлекаемая на нефтепромыслах скважинная продукция помимо ценного углеводородного сырья содержит в себе широкий спектр подобных веществ, включений и соединений, оказывающих влияние на технологические процессы добычи и переработки нефти. Одними из наиболее вредных компонентов являются асфальтосмолопарафинистые вещества, нередко составляющие значительную долю скважинной продукции. Такие вещества, имея высокую склонность к кристаллизации и осаждению на поверхностях глубинно-насосного оборудования, становятся причиной срыва подачи, возникновения дополнительных гидродинамических сопротивлений и нарушения нормального режима эксплуатации механизированных скважин. Для предупреждения подобных осложнений в практике нефтедобычи широкое распространение получили разнообразные ингибиторы АСПО, однако, эффективность их применения имеет высокую зависимость от индивидуальных свойств добываемого сырья, что определяет актуальность практических исследований влияния тех или иных типов ингибиторов на динамику формирования отложений. В настоящей статье приводятся результаты экспериментального определения эффективности ингибирования АСПО в присутствии различных ингибиторов на примере нефти Кулешовского месторождения Самарской области.

Ключевые слова: метод холодного стержня, асфальтосмолопарафиновые отложения, нефть, ингибитор, эффективность ингибирования.

Исследование эффективности ингибирования АСПО с использованием различных марок ингибиторов выполнялось на примере нефти Кулешовского месторождения. Объектом исследования в ходе проводимых экспериментов выступали пробы обезвоженной нефти. Отбор проб выполнялся в соответствии с

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

требованиями ГОСТ 2517-2012 [1] с точки отбора узла учета нефти ДНС при положительной температуре атмосферного воздуха (в летний период) не более чем за 2 часа до непосредственного проведения экспериментов. По итогам опытного отстоя было установлено, что дополнительное дренирование проб нефти не требуется.

Выполнение экспериментальной оценки эффективности ингибирования АСПО производилось методом «холодного стержня» в соответствии с рекомендациями, приведенными в [2-4]. Исследуемая выборка включала в себя комплексные ингибиторы АСПО следующих торговых наименований: Flexoil CW 288, СНПХ-7909, Keroflux 3501, Prochinor AP 104 и ФЛЭК-ИП-106. Сущность оценки эффективности ингибирования АСПО используемым методом холодного стержня заключается в сравнении массы отложений, полученных в результате экспозиции двух групп образцов нефти: контрольных и ингибированных. Относительная величина эффективности ингибирования, по эмпирическим данным определяется в соответствии со следующим выражением:

$$Z = \frac{(m_k - m_i)}{m_k} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где m_k , m_i – масса отложений, выделившихся на стержне из нефти контрольной и ингибированной групп соответственно, г.

Измерение массы соскоба отложений выполнялось с использованием высокоточных весов типа SIERRA CX-298 с ценой деления в 0,01 г. Выделение АСПО методом холодного стержня выполнялось на установки серии F5 Technologie GmbH, принципиальная схема устройства рабочей камеры которой приведена на рисунке 1.

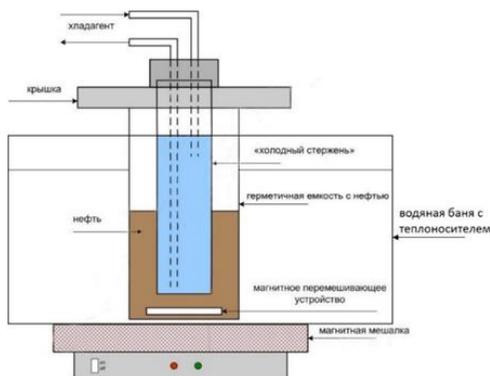


Рисунок 1 – Схема работы установки F5 Technologie GmbH для исследования динамики выделения АСПО методом холодного стержня

Исследование эффективности ингибирования АСПО производилось при температуре стержня равной 0 °С. Время экспозиции образцов определялось опытным путем (до полной остановки изменения массы отложений) и составило 240 минут. Каждый эксперимент включал в себя серию из трех независимых измерений (по каждому варианту условий). Усредненные результаты оценки эффективности ингибирования АСПО с использованием различных концентраций рассматриваемых ингибиторов сводим в таблицу 1.

Результаты оценки эффективности ингибирования АСПО

Ингибирующий состав	Эффективность ингибирования, %, при концентрации ингибитора, г/т				
	250,0	350,0	450,0	550,0	650,0
Flexoil CW 288	56,4	61,7	62,9	72,9	73,5
СНПХ-7909	40,4	51,9	52,4	53,4	56,6
Keroflux 3501	65,8	71,9	72,8	74,4	75,3
Prochinor AP 104	67,4	68,1	69,4	71,9	76,4
ФЛЭК-ИП-106	41,4	50,2	51,6	56,9	60,6

Для наглядности зависимость эффективности ингибирования от концентрации ингибитора представим в виде графика, изображенного на рисунке 2.

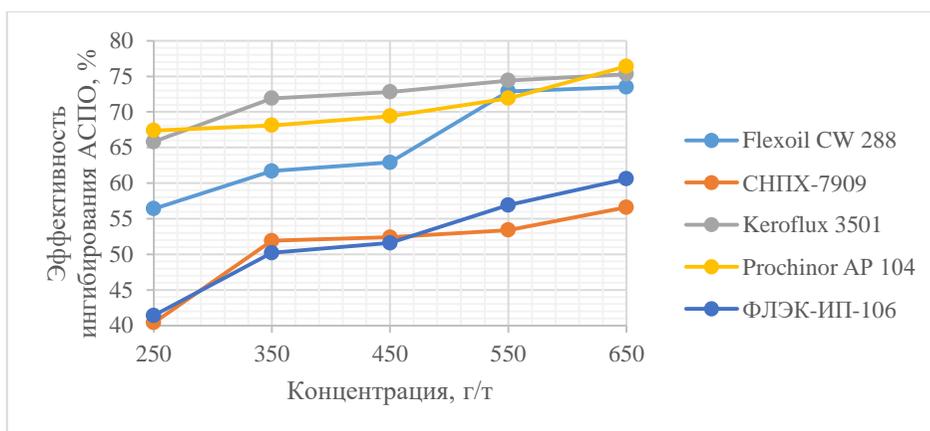


Рисунок 2 – Зависимость эффективности ингибирования АСПО от концентрации ингибитора для нефти Кулешовского месторождения Самарской области

При анализе полученных экспериментальных данных можно установить, что наибольший эффект ингибирования АСПО для нефти Кулешовского месторождения достигается при использовании ингибиторов типа Prochinor AP 104 и Keroflux 3501, эффективность ингибирования которыми в среднем составляет 70,0% для всего рассматриваемого диапазона концентраций. При этом, необходимо заметить, что практически для всех рассматриваемых ингибиторов наблюдается некоторое «плато» графика эффективности в диапазоне концентраций от 350,0 до 450,0 г/т, что говорит о том, что при данных концентрациях значительного прироста эффективности ингибирования не наблюдается, в связи с чем, для рассматриваемых условий применения, данные концентрации не могут быть рекомендованы к практическому применению.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- ГОСТ 2517-2012. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – Введ. 2014-03-01. – М.: Стандартинформ, 2015. – 48 с.
- Оленев Л. М., Миронов Т. П. Применение растворителей и ингибиторов для предупреждения образования АСПО. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – 125 с.

3. Мухаметова Э. М., Мусавирова Г. А. Изучение воздействия комплексных реагентов, содержащих ПАВ, на асфальтосмолистые и парафинистые отложения // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2007. – № 8. – С. 14-17.
4. СТ-07.1-00-00-02. Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа. – Уфа: ОАО АНК «Башнефть», 2002. – 45 с.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОБОСНОВАНИЯ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА НА ГРЕКОВСКОЙ УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

А.В. Бузин

СамГТУ, Самара, Россия
e-mail: sasha.byzin@mail.ru

Аннотация: В статье обосновывается необходимость модернизации Грековской установки подготовки нефти (ГПУ) в связи с ее устаревшим технологическим процессом и оборудованием. Существующий процесс неэффективен в отношении дегазации, обезвоживания и опреснения, что приводит к снижению качества готовой продукции и увеличению производственных затрат. Модернизация предполагает внедрение современных технологий, в том числе мембранных сепараторов, электродегидраторов и ионно-обменных фильтров, а также автоматизацию управления технологическим процессом. Ожидаемые результаты модернизации включают повышение производительности ГПУ на 10%, улучшение качества подготовленной нефти, снижение производственных затрат на 15% и повышение экологической безопасности. Обоснование необходимости модернизации подтверждается ссылками на авторитетные источники.

Ключевые слова: МОДЕРНИЗАЦИЯ, ДЕГАЗАЦИЯ, ОБЕЗВОЖИВАНИЕ, ОПРЕСНЕНИЕ, МЕМБРАННЫЕ СЕПАРАТОРЫ, ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРЫ, ИОННО-ОБМЕННЫЕ ФИЛЬТРЫ.

Грековская установка подготовки нефти (ГПУ) является важным объектом в нефтедобывающем комплексе России. В последние годы наблюдается снижение эффективности ее работы, связанное с устаревшим технологическим процессом и оборудованием. Модернизация ГПУ позволит повысить производительность, улучшить качество подготовленной нефти и снизить производственные затраты.

Текущий технологический процесс ГПУ состоит из следующих этапов:

- Дегазация нефти и удаление сероводорода
- Обезвоживание нефти
- Опреснение нефти

Процесс осуществляется с использованием устаревшего оборудования, в том числе сепараторов, десольваторов и подогревателей. Эффективность обработки нефти не соответствует современным требованиям, что приводит к увеличению потерь товарной продукции [2].

Модернизация ГПУ необходима по следующим причинам:

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1. Неэффективная дегазация: Существующее оборудование не обеспечивает достаточного удаления газа и сероводорода из нефти, что приводит к потерям газа и снижению качества готовой продукции.
2. Неполное обезвоживание: Несовершенство технологии обезвоживания приводит к остаточному содержанию воды в нефти, что снижает ее товарную стоимость.
3. Неэффективное опреснение: Использование устаревшего оборудования не позволяет полностью удалить соли из нефти, что приводит к коррозии трубопроводов и снижению срока службы оборудования.
4. Высокие производственные затраты: Устаревшее оборудование и технология потребляют много энергии и трудозатрат, что приводит к высоким производственным издержкам [1].

В ходе модернизации будут внедрены следующие современные технологии и оборудование:

- Дегазация с использованием мембранных сепараторов: Мембранные сепараторы обеспечивают более эффективное удаление газа и сероводорода из нефти. Это позволяет эффективно удалять растворенный газ и сероводород из нефти.

Преимущества мембранных сепараторов:

- Более высокая эффективность удаления газа по сравнению с традиционными сепараторами
- Уменьшение количества сероводорода, что приводит к улучшению безопасности и снижению коррозии
- Более низкие эксплуатационные расходы за счет снижения потребности в химических реагентах и энергии

- Обезвоживание с использованием электродегидраторов: Электродегидраторы позволяют удалять мельчайшие капли воды из нефти, обеспечивая высокую степень обезвоживания. Электрическое поле создает дипольный момент в капле воды, заставляя ее двигаться к поверхности электрода, где она коагулирует и осаждается.

Преимущества электродегидраторов:

- Высокая степень обезвоживания, до уровня содержания воды менее 1%
- Эффективное удаление мельчайших капель воды
- Снижение риска коррозии и эмульгирования
- Низкое энергопотребление

Опреснение с использованием ионно-обменных фильтров: Ионно-обменные фильтры эффективно удаляют соли из нефти, снижая ее коррозионную активность.

Преимущества ионно-обменных фильтров:

- Снижение коррозионной активности нефти
- Улучшение качества нефти для дальнейшей переработки
- Продление срока службы трубопроводов и оборудования

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Удаление примесей, которые могут повлиять на катализаторы в процессе переработки

Автоматизация управления технологическим процессом: Внедрение автоматизированной системы управления технологическим процессом позволяет оптимизировать параметры процесса, такие как температура, давление и расход, на основе данных в реальном времени. Это приводит к:

- Повышению эффективности процесса и добычи
- Снижению операционных расходов за счет сокращения потребления энергии и других ресурсов
- Более стабильная работа оборудования
- Возможность удаленного мониторинга и управления процессом
- Сокращение эксплуатационного персонала [3].

Ожидаемые результаты модернизации ГПУ включают:

1. Повышение производительности ГПУ на 10%
2. Улучшение качества подготовленной нефти:
 - Содержание газа снизится на 50%
 - Содержание воды снизится до 0,5%
 - Содержание солей снизится до 10 мг/л
 - Снижение производственных затрат на 15%
3. Повышение экологической безопасности за счет снижения выбросов газа и сероводорода

Модернизация Грековской установки подготовки нефти является обоснованным и необходимым шагом для повышения ее эффективности и обеспечения производства нефти высокого качества. Внедрение современных технологий и оборудования позволит повысить производительность, улучшить качество готовой продукции и снизить эксплуатационные расходы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Самарский, А.А., Розенберг, В.М. Физико-химические основы подготовки нефти. Москва: Недра. 2010 г.
2. Макаров, Н.П., Громова, Н.В. Модернизация установок подготовки нефти и газа. Тюмень: ТюмГНГУ. 2015 г.
3. Каскинов, В.В. Эффективность применения электродегидраторов в установках подготовки нефти. Вестник Саратовского государственного технического университета им. Гагарина Ю.А., 1, 18-23. 2017 г.

**ОБЗОР НАПРАВЛЕНИЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ
РАБОТЫ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

Д.С. Кравцова, С.И. Губанов

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»

г. Самара, Российская Федерация

e-mail: roldygina01@mail.ru

В настоящее время значительная часть отечественных нефтяных месторождений характеризуется истощением энергетического потенциала, необходимого для извлечения углеводородного сырья из недр, что определяет необходимость повсеместной механизации добычи с использованием глубинно-насосного оборудования. Последнее обладает высокой энергоемкостью, в связи с чем в решении стратегической задачи снижения себестоимости добычи нефти актуальность приобретают вопросы, связанные с повышением энергоэффективности глубинно-насосного оборудования. Настоящая статья посвящена систематизации и обзору современных исследований и разработок в области природы и локализации энергетических потерь, снижения энергоемкости и повышения энергоэффективности глубинно-насосного оборудования.

Ключевые слова: глубинно-насосное оборудование, добыча, скважина, углеводородное сырье, энергоемкость, энергоэффективность.

Глубинно-насосное оборудование, во всех его технических проявлениях, является базовым технико-технологическим оснащением нефтяных месторождений, находящихся за пределами энергетического потенциала применения фонтанных методов добычи. Источником питания подобного оборудования выступает электрическая энергия, удельные затраты которой достаточно велики. При этом, наряду с полезно расходуемой энергией, идущей непосредственно на формирование необходимого напора для транспортировки скважинной продукции на дневную поверхность, имеют место достаточно значительные нерациональные потери энергии, имеющие различную природу и локализацию возникновения. Обобщение результатов проведенных ранее исследований [1-4] позволяет выделить следующие основные источники и причины потерь электроэнергии при эксплуатации глубинно-насосного оборудования, перечень которых приведен в таблице 1.

Характеристика источников и причин энергетических потерь при эксплуатации глубинно-насосного оборудования по данным [1-4]

Источник потерь	Характерный объем потерь, %	Причина потерь
Скважинный насос	2,0÷10,0	Снижение механического КПД насоса вследствие: формирования отложений в проточной части и рабочих частях глубинно-насосного оборудования, работы в неоптимальном диапазоне режимов, износа подшипниковых опор, подвижных рабочих частей насоса, несвоевременного ремонта и технического обслуживания
Электродвигатель (в т.ч. погружной)	до 5,0	Снижение КПД двигателя, износ, деформация опор качения, увеличение трения в подвижных сопряжениях вследствие загрязнения, короткое замыкание, работа в неоптимальном режиме, несвоевременное обслуживание и ремонт
Кабель погружной	до 5,0	Неоптимальное сечение токопроводящих жил, «паразитные» гармоники питающего напряжения, короткое замыкание, перегиб, перегрев кабеля
Станция управления	до 3,0	Неоптимальный закон регулирования, «паразитные» гармоники питающего напряжения, неисправности элементной базы
Трансформатор	до 4,0	Нарушение целостности изоляции обмоток, превышение температурного режима работы и увеличение сопротивления, недостаточная загрузка, холостой ход

Как отмечается большим числом исследователей, работа глубинно-насосного оборудования вне пределов оптимального режима работы является одним из ключевых источников потенциально устранимых энергетических потерь. Высокий вклад в нерациональные потери энергии вносит также снижение механического КПД насоса вследствие роста гидродинамических сопротивлений и нарушения эксплуатационных свойств рабочей части (износ, изменение геометрической конфигурации и т.д. Решение проблемы нерациональных потерь энергии в глубинно-насосном оборудовании и повышение его энергоэффективности может быть достигнуто следующими способами [1, 4-6]:

- оптимизацией типоразмера насоса и погружного электродвигателя с учетом актуального режима работы скважины;
- использованием высоковольтных, вентильных, частотно-регулируемых погружных двигателей;
- переходом на глубинно-насосное оборудование с большим механическим КПД;

- использованием глубинно-насосного оборудования с полимерным покрытием проточных частей, рабочими частями из полимерных конструкционных материалов;

- увеличением диаметра проточной части НКТ;

- своевременным производством работ по очистке проточной части глубинно-насосного оборудования от отложений, ремонту и техническому обслуживанию.

Природа потерь в погружных кабельных линиях связана с наличием в токопроводящих жилах сопротивления, а также воздействием «паразитных» гармоник. Повышению энергоэффективности эксплуатации кабельных линий может способствовать использование повышенного напряжения (в совокупности с высоковольтными двигателями), выбор кабелей с большим сечением токопроводящих жил, а также установкой электрических фильтров, препятствующих формированию и развитию паразитных гармоник в цепи питания глубинно-насосного оборудования. Потери, возникающие в питающих трансформаторах, чаще всего связаны либо с недостаточной нагрузкой трансформатора, что решается использованием менее мощных трансформаторов, либо ростом потерь короткого замыкания. В последнем случае, решение задачи снижения энергетических потерь сводится к проведению работ по восстановлению изоляции обмоток или их замене. Наименьший потенциал энергосбережения приходится на станции управления глубинно-насосным оборудованием. Основным источником потерь в таких станциях обычно служат паразитные гармоники в питающей сети, что также достаточно эффективно решается посредством применения сетевых фильтров и байпасных соединений, работающих на ограниченной номинальной частоте [3, 5, 6].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ладенко А. А., Якутович М. М. Нефтегазопромысловое оборудование: учебное пособие. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2022. – 236 с.
2. Сизов В. Ф., Коновалова Л. Н. Эксплуатация нефтяных скважин: учебное пособие. – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2014. – 135 с.
3. Хакимьянов М. И. Управление электроприводами скважинных насосных установок: монография. – Уфа, 2017. – 137 с.
4. Ивановский В. Н., Дарищев В. И., Сабиров А. А. Скважинные насосные установки для добычи нефти: учебное пособие. – М.: Изд-во Нефть и газ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2002. – 825 с.
5. Партала О. Н. Справочник по ремонту электрооборудования. – СПб: Наука и техника, 2010. – 416 с.
6. Зейгман Ю.В., Гумеров О.А., Генералов И.В. Выбор оборудования и режима работы скважин с установками штанговых и электроцентробежных насосов: учебное пособие. – Уфа: УГНТУ, 2000. – 120 с.

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО
ТРАНСПОРТА В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

П.В. Кузьменко¹, К.И. Бабицкая²

ООО «СамараНИПИнефть»¹, ФГБОУ ВО «СамГТУ»²

г.Самара, Россия

e-mail: Kuzmenkop@list.ru

Аннотация: Одним из перспективных направлений в создании магистральных сборно-разборных трубопроводов является производство труб из полимерных композитных материалов на основе высокопрочных волокон: стеклянных, углеродных. Проблема создания простого и вместе с тем надежного соединения полимерных композитных труб остается актуальной на сегодняшний день. В этой статье рассмотрен возможный способ соединения сборно-разборных трубопроводов.

Ключевые слова: сборно-разборный трубопровод, композитные материалы, герметичное соединение

Основные виды разборных соединений. Для механических соединений (типа «Раструб»), под высоким внутренним давлением, радиальные напряжения сжатия способны вызвать разрушение их основных конструктивных элементов [1].

Резьбовые соединения по ГОСТ [2] должны сохранять герметичность при температуре рабочей среды до плюс 110°C и давлении от 3,5 до 27,6 Мпа [3]. Важным условием обеспечения герметичности является правильная затяжка конической резьбы. Операция должна выполняться с помощью ленточных или цепных ключей; применение обычных трубных ключей не допускается из-за риска повреждения композитной стенки трубы. На рисунке 1, заимствованном из работы [4], показаны возможные пути утечки продукта через резьбовое соединение: 1 — барьерный слой, 2 — резьба, 3 — протечка через микротрещины стенки, 4 — протечка сквозь стенку вследствие растрескивания резьбы, 5 — протечка вдоль волокон с торца трубы, 6 — протечка вдоль витков резьбы. Появление данных протечек может быть особенно опасным для находящихся под воздействием вибраций газопроводов компрессорных станций.

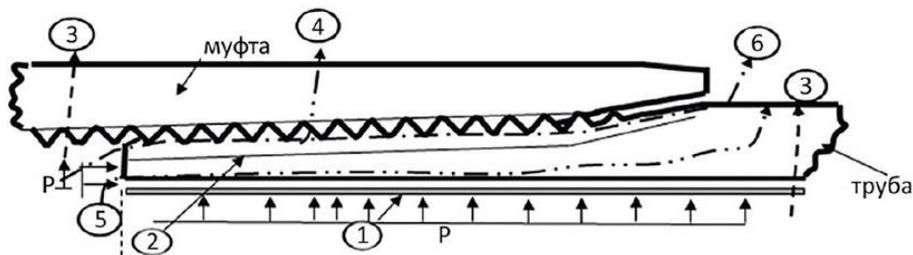


Рис. 1 Коническое резьбовое соединение композитных труб

Подобные резьбовые соединения желательно испытывать не только под статической нагрузкой, но и проверять до потери герметичности на вибростенде, как это предусматривает ГОСТ [5]

Выпускаются также насосно-компрессорные стеклопластиковые трубы под цилиндрическое резьбовое соединение с уплотнительными кольцами по ГОСТ [6].

Фланцевые соединения отличаются разнообразием, благодаря чему в самом широком диапазоне условий эксплуатации достигается необходимая герметичность соединений. Основные задачи, стоящие перед технологом, остаются: выбор типа фланца, материала и толщины прокладки, момента затяжки резьбы [7].

Хомут, который, подобно бугелю, стягивает невысокие скошенные буртики у труб предусматривает ГОСТ [8]. В стеклопластиковых трубах для гидромониторов, работающих под давлением до 16 МПа, устанавливаются стандартные бугельные быстроразъёмные соединения, имеющие аналогичные уплотнения.

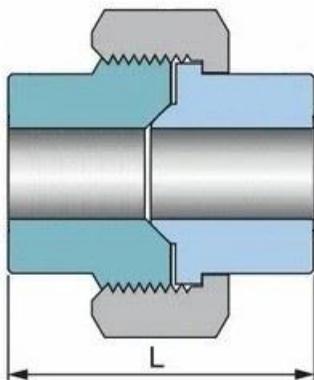


Рис. 2 Резьбовой хомут

Предлагаемый вариант сборно-разборного соединения (Рис. 2) является гибридом резьбового соединения и соединения посредством хомута. Хомут, имеющий внутреннюю цилиндрическую резьбу с одной стороны и внутренний буртик с другой, накручивается на трубу с наружной резьбой, при этом буртик на хомуте, упираясь в буртик на соединяемой трубе, плотно прижимает торцы труб друг к другу при этом не нарушая соосности. Таким способом можно добиться наименьшего зазора на внутренней стенке трубопровода, тем самым сведя его к минимуму.

Подобная конструкция позволяет избавиться от основных недостатков других методов соединения: снижение радиального давления, увеличение площади контакта соединяемых поверхностей, соблюдение соосности труб, снижение потерь на трение жидкости о стенки трубы (в месте стыка), простота монтажа и изготовления.

Однако, более уверенно о преимуществах данного способа может утверждать только после проведения точных расчётов и серии испытаний.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Божко Г. В. / Разъёмные герметичные соединения / Вестник ТГТУ. 2010. т. 16. № 2. с. 404–420.
2. ГОСТ Р 53201-2008. Трубы стеклопластиковые и фитинги. Технические условия.
3. Продан В. Д. / Герметичность разъёмных соединений оборудования, эксплуатируемого под давлением рабочей среды / Тамбов: Изд-во ФГБОУ ВПО «ТГТУ». 2012. 280 с.
4. Takashi S., Toshiharu I., Pushpendra K., Shinichi T., Yoshinori N. / Screw joint parts for high pressure & low cost FRP pipes / Proceedings of International Conference and Exhibition on Reinforced Plastics. Mumbai, India. 2011.

5. ГОСТ 27456-87. Соединения трубопроводов резьбовые. Порядок испытаний на вибропрочность.
6. ГОСТ 633-80. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия.
7. Огар П. М. / Контактные характеристики и герметичность неподвижных стыков пневмогидроотливных систем двигателей летательных аппаратов / Автореферат дисс. д.т.н. Самара. 1997.
8. ГОСТ Р 54560–2015. Трубы и детали трубопроводов из реактопластов, армированных стекловолокном, для водоснабжения, водоотведения, дренажа и канализации. Технические условия

УДК 622.276

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ
СПОСОБНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ ПРИ
ПРОХОЖДЕНИИ УЛЬТРАЗВУКОВОГО СИГНАЛА ЧЕРЕЗ СКВАЖИННУЮ
ПРОДУКЦИЮ**

А.М. Зиновьев^{1,2}, А.С. Паутова²

*ООО «СамараНИПИнефть»¹, ФГБОУ ВО «СамГТУ»²
г. Самара, Россия*

e-mail: lekso1988@yandex.ru, pautova.anna1985@mail.ru

Рассматриваются причины происхождения механических примесей, методы определения примесей в скважинной продукции. Представлена сборка экспериментальной установки и исследование ультразвуковых измерений.

Ключевые слова: КВЧ, ультразвуковой метод, полиакриламид, скважинная продукция, твердые частицы, затухание сигнала.

**EXPERIMENTAL INSTALLATION FOR STUDYING THE ABILITY TO
DETERMINE MECHANICAL IMPURITIES DURING THE PASSAGE OF AN
ULTRASONIC SIGNAL THROUGH WELL PRODUCTS**

A.M. Zinoviev, A.S. Pautova

*ООО «SamaraNIPIneft»¹, Samara State Technical University²
Samara, Russian Federation*

e-mail: lekso1988@yandex.ru, pautova.anna1985@mail.ru

The reasons for the origin of mechanical impurities, methods for determining impurities in well products. The assembly of the experimental setup and the study of ultrasonic measurements are presented.

Keywords: EHF, ultrasonic method, downhole production, solid particle, signal attenuation.

На современном этапе развития отечественной нефтедобывающей отрасли достаточно острой становится проблема сохранения достигнутого уровня добычи нефти.

Важными показателями нефти являются: фракционный состав, плотность, содержание воды, хлористых солей, посторонних включений. К посторонним загрязнениям нефти относятся механические примеси. Показатель данных компонентов в составе нефтепродуктов очень важен, так как это влияет на экономический показатель продукции (ценообразование), а также на работу технологического оборудования [1].

В настоящее время существуют устройства, предназначенные для определения примесей в воде, в нефти как отечественного, так и зарубежного производства. В ходе проведения анализа результатов, полученных при их эксплуатации, показывает, что в настоящее время все они в той или иной степени не удовлетворяют требованиям технологического процесса определения частиц в нефти, либо по точности, либо по рабочему диапазону, либо по оперативности, либо возможности автоматизации измерений.

Таким образом, разработка экспериментальной установки для определения механических примесей в зависимости от затухания амплитуды сигнала в потоке жидкости, является актуальной задачей [2].

Основным этапом для проведения ультразвуковых исследований является сбор макета экспериментальной установки [3].

Целью исследования является проведение теоретических и экспериментальных исследований, направленных на разработку метода измерения механических примесей в различных жидкостях и скважинной продукции.

В экспериментальную установку вошли следующие элементы: отрезок трубопровода с измерительным модулем, генератор ультразвукового сигнала, емкость с объемом 60 литров для исследуемой жидкости, электрический двигатель, осциллограф для определения затухания амплитуды входного и выходного сигнала, датчик давления и температуры.

На рис. 1 представлена экспериментальная установка определения примесей в зависимости от затухания амплитуды выходного сигнала в различных жидкостях.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Рис. 1 Экспериментальная установка для определения примесей в различных жидкостях

В качестве приемника и излучателя ультразвуковых волн применяются пьезоэлементы с изоляционным покрытием, диаметром 30 мм и частотой резонанса $f_a = 1900 \div 2110$ кГц. Пьезоэлектрические преобразователи ПЭП предназначены для создания в жидкостях ультразвуковых колебаний, их приема с последующим преобразованием в электрический сигнал.

Преобразователи герметично установлены в измерительный модуль на замерном участке трубы.

Замерный участок трубы с измерительным модулем представлен на рис.2.



Рис.2 Замерный участок трубы с измерительным модулем

Принцип работы экспериментальной установки заключается в следующем. Замерный участок трубы с измерительным модулем заполняется жидкостью, которая подается из емкости с помощью центробежного насоса с давлением 0,4 Бар. Напряжение на излучатель подается с генератора ГЗМ ультразвуковых сигналов синусоидальной формы с частотой 150 кГц, определение амплитуды сигналов

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

осуществляется с помощью осциллографа. Ультразвуковой сигнал, проходя через исследуемую жидкость, изменяется по форме, по значению амплитуды и далее принимается приемным преобразователем. От приемного преобразователя сигнал поступает на осциллограф для определения затухания амплитуды выходного сигнала и времени задержки.

На первом этапе проведен эксперимент с жидкостью без движения ее по замерному участку трубопровода, результаты имеют следующие характеристики:

- 1) жидкость без примесей с температурой $=21^{\circ}\text{C}$, частота сигнала $=150\text{кГц}$, амплитуда входного сигнала $=0,01\text{В}$, амплитуда выходного сигнала $=0,005\text{В}$.

На рис. 3 представлена зависимость затухания амплитуды выходного сигнала в исследуемой жидкости без движения по замерному участку трубы.

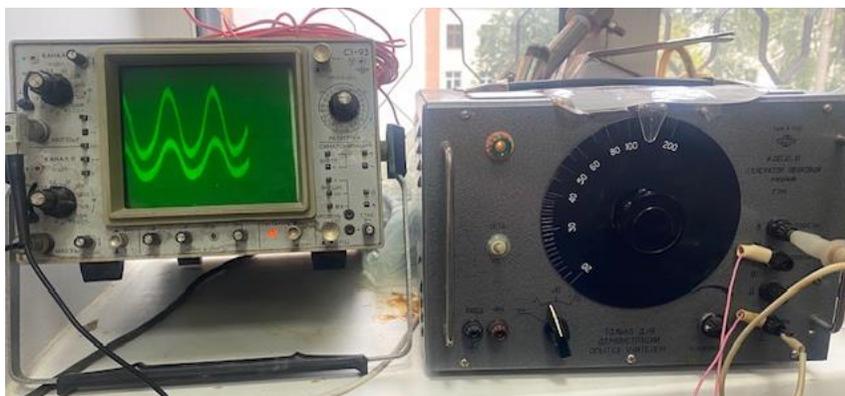


Рис. 3 Осциллограмма входного и выходного сигнала

На втором этапе проведен эксперимент с жидкостью при движении ее по замерному участку трубопровода, результаты имеют следующие характеристики:

- 1) Жидкость без примесей с температурой $=21^{\circ}\text{C}$, частота сигнала $=150\text{кГц}$, давление жидкости на входе $=0,4\text{ Бар}$, давление на выходе $=0,3\text{ Бар}$, задержка сигнала $=20\text{мс}$, амплитуда входного сигнала $=0,005\text{В}$, амплитуда выходного сигнала $=0,002\text{В}$.

На рис. 4 представлена зависимость затухания амплитуды выходного сигнала в исследуемой жидкости при движении ее по замерному участку трубы.

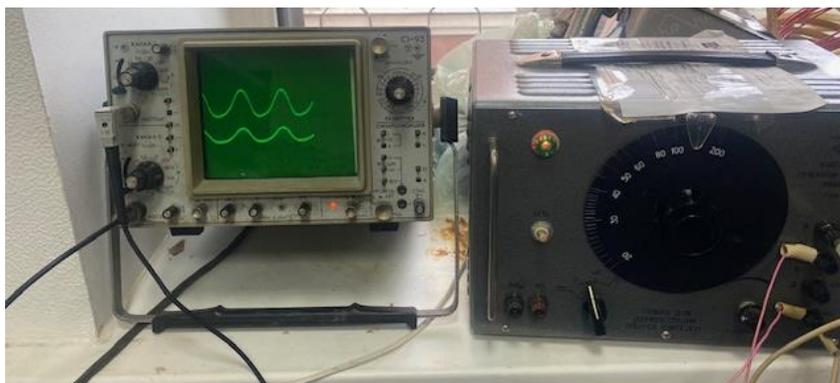


Рис. 4 Осциллограмма входного и выходного сигнала

На начальном этапе проведения эксперимента была выявлена работоспособность данной экспериментальной установки. На следующем этапе будет рассмотрена возможность построения измерительной ультразвуковой системы, предназначенной для регистрации примесей в потоке различных модельных жидкостей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бочаров Е.О. Повышение эффективности эксплуатации скважин, осложнённых содержанием механических примесей в продукции на К... нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область), 2017г. – 90 с.
2. Зиновьев А.М, Паутова А.С. «Исследование ультразвуковых измерений для определения механических примесей в модельных жидкостях». Ашировские чтения Сборник статей Всероссийской Научно-практической конференции Самара. 2022. Сам.Гос.Техн. Ун-т. С. 379-382.
3. Зиновьев А.М, Паутова А.С. «Разработка экспериментальной установки для определения механических примесей в скважинной продукции». Ашировские чтения Сборник статей Всероссийской Научно-практической конференции Самара. 2024. Сам.Гос.Техн. Ун-т. С. 103-107.

ПРИМЕНЕНИЕ АКУСТИКО-ХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

М.С. Силуянов, К.И. Бабицкая, И.В. Царьков

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: micha_siluyanov@mail.ru

Акустико-химическое воздействие представляет собой технологию, очищающую призабойную зону продуктивного пласта, увеличивающую ее проницаемость и способствующую росту дебита нефти. Принцип метода заключается в создании высокоинтенсивного акустического поля, создающего гравитационно-динамические эффекты, которые усиливаются физико-химическим воздействием за счет совместного применения поверхностно-активных веществ, что интенсифицируют очистку призабойной зоны продуктивного пласта от различных отложений. Технология предназначена для восстановления производительности скважин, призабойная зона которых практически заблокирована отложениями.

Ключевые слова: акустико-химическое воздействие, поверхностно-активные вещества, повышение продуктивности скважины, призабойная зона пласта.

Современная нефтяная отрасль сталкивается с множеством вызовов, связанных как с исчерпанием традиционных нефтяных ресурсов, так и с растущими требованиями к безопасной и эффективной эксплуатации месторождений. Существующие методы, такие как первичная и вторичная разработка, часто не

обеспечивают максимальной эффективности, что приводит к значительной остаточной ресурсной базе и потенциальным потерям для добывающих компаний. В связи с этим, поиск и внедрение новых технологий по интенсификации добычи становятся главенствующим выбором развития бизнеса в нефтяной и газовой промышленности РФ.

В связи с истощением запасов легкой маловязкой нефти в коллекторах в областях старых нефтегазовых регионов, таких как Волго-Уральский, добывающие компании начинают уделять больше внимания восполнению запасов с помощью разработки объектов с высоковязкими нефтями (ВВН), природными битумами и низкопроницаемыми коллекторами. В настоящее время Волго-Уральская нефтеносная провинция насчитывает огромное количество ресурсов ВВН и природных битумов. Одной из главных задач нефтедобывающих компаний является эффективное извлечение углеводородов из продуктивных пластов на объектах с трудноизвлекаемыми запасами.

Высоковязкая нефть часто обладает ярко выраженными неньютоновскими свойствами, что затрудняет её добычу. Кроме того, высокий уровень асфальтенов, смол и парафинов в составе высоковязкой нефти является основной причиной быстрого формирования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в призабойной зоне пласта, внутри скважинном и наземном оборудовании. Сниженная проницаемость породы призабойной зоны продуктивного пласта-коллектора может также приводить к низким дебитам добывающих скважин, включая сложные трещинно-поровые коллекторы.

Одним из подходов к интенсификации высоковязких нефтей является акустическое воздействие на призабойную зону пласта. Этот метод основывается на использовании звуковых волн и химических реагентов для изменения физико-химических свойств нефти и пласта, что может значительно улучшить условия для извлечения углеводородов [1]. Механизм процесса заключается в следующем: ультразвуковые колебания воздействуют на поровое пространство ПЗП увеличивая скорость фильтрации жидкости. Это происходит благодаря разрушению реологической структуры жидкости, включая поверхностные слои, которые располагаются вдоль стенок поровых каналов. Генерация упругих колебаний с амплитудами давления, превышающими напряжение сдвига, приводит к разрушению вязкого поверхностного слоя и его превращению в подвижную жидкость [2].

Научно-экспериментальные исследования выявили недостатки акустического комплекса воздействия на поглощающие свойства породы. Для начала необходимо продвинуть раствор поверхностно-активных веществ (ПАВ) в пласт, а затем осуществить дренирование, создавая знакопеременное движение жидкости в зоне перфорации и применяя слабые депрессионные импульсы. При этом должно поддерживаться постоянное воздействие на пласт ультразвуком, сопровождающееся откачкой продуктов реакции и одновременным вымыванием продуктов обработки. Поверхностно-активные вещества (ПАВ) в акустико-химическом воздействии на пласты играют важную роль в оптимизации свойств флюидов и повышении их текучести. Они снижают поверхностное натяжение жидкости, что улучшает ее смачивание пор, обеспечивая лучшее проникновение флюидов в нужные участки. Кроме того, ПАВ помогают стабилизировать эмульсии и дисперсии, что делает взаимодействие с элементами пласта более эффективным и способствует

улучшению процессов извлечения углеводородов. Некоторые ПАВ способны уменьшать вязкость жидкости, что облегчает ее перемещение в порах пласта и повышает эффективность добычи ресурсов. Также ПАВ способствуют снижению внутренних напряжений в жидкости, что может приводить к образованию упругих колебаний и улучшению динамики потока. ПАВ обеспечивают защиту от негативных воздействий загрязняющих веществ, повышая стабильность жидкости в условиях акустических волн. При акустико-химическом воздействии ПАВ могут использоваться для промывки пластов, способствуя удалению отложений и восстановлению их продуктивности. Таким образом, использование ПАВ в акустико-химическом воздействии на пласты способствует более эффективному извлечению ресурсов, повышает эффективность процессов и оптимизирует технологии добычи [3].

Акустико-химическое воздействие представляет собой эффективное решение ряда проблем, связанных с призабойной зоной, где наблюдаются асфальтосмолопарафиновые отложения и низкопроницаемые участки. Специализированное оборудование генерирует акустические волны, которые проникают в скважины и воздействуют на окружающие породы, вызывая изменения в их структуре и физико-химических характеристиках. Одним из самых заметных преимуществ данной технологии является снижение вязкости углеводородов: высокоэффективные акустические и химические реакции способны значительно облегчить перемещение нефти к скважинам. Это связано с тем, что уменьшение вязкости делает нефть более подвижной. Акустические волны способствуют улучшению взаимодействия с химическими реагентами, такими как ПАВ (поверхностно-активные вещества). Это приводит к более глубокому проникновению этих веществ в пористую структуру пласта, что усиливает их эффект [3].

Тем не менее, применение акустико-химического воздействия требует тщательного выбора методологии, оборудования и реагентов, учета возможных ограничений и рисков. Практические результаты применения данной технологии на отечественном и зарубежном месторождении демонстрируют значимый потенциал этой технологии.

К примеру, волновые методы воздействия на пласт широко применяются на месторождениях ОАО «АНК «Башнефть», где низкочастотные волновые поля создаются скважинными гидродинамическими генераторами. При испытании и внедрении волновых методов в сочетании с химическим воздействием обработано 123 скважины и получено 95.4 тыс. т. дополнительной нефти

Процессе опытно-промышленных испытаний было задействовано 70 добывающих и нагнетательных скважинах на Самотлорском месторождении. В результате чего было дополнительно добыто 35 407 т нефти, при этом среднесуточный прирост нефти на скважину составил 3,5 т/сут.

На месторождениях Западной Сибири обработано 107 нагнетательных и 60 добывающих скважин, причем эффективность применения составила 82-85%.

В России запасы тяжелых и высоковязких нефтей оцениваются в 7,2 миллиарда тонн, что составляет 26% от балансовых ресурсов. Эти ресурсы сконцентрированы в крупных нефтегазовых регионах, таких как Волго-Уральский и Западно-Сибирский. Чаще всего тяжелые нефти расположены на больших глубинах, обладают коллекторами с низкой проницаемостью, в то же время они обладают

уникальным химическим составом и являются ценным сырьем для нефтехимической промышленности. Несмотря на сложность их добычи и переработки, уникальные свойства и состав этих ресурсов открывают перспективы для развития нефтехимической промышленности и повышения эффективности применения технологий. Учитывая возрастающие потребности в энергоносителях, оптимизация процессов работы с тяжелыми нефтями будет играть важную роль в обеспечении энергетической безопасности страны и устойчивом развитии отрасли в будущем.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кузнецов О.Л., Ефимова С.Ф. Применение ультразвука в нефтяной промышленности. М. Недра. 1983. 192 с.
2. Горбачев Ю.И., Кузнецов О.Л., Рафиков Р.С., Печков А.А. Физические основы акустического метода воздействия на коллекторы. // Геофизика, 1998. - № 4, с.5 – 9.
3. Муллакаев М.С., Прокопцев В.О. Разработка ультразвукового автоматизированного скважинного комплекса и сонохимической технологии повышения продуктивности скважин. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 2014. - № 4, с. 37 – 45.

УДК 622.276.8

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ГОРЕНИЯ В ПЕЧАХ ПБГ-20 ПРИ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

Д.И. Петров, Е.В. Алёкина

ФГБОУ ВО «СамГТУ», город Самара, Россия

e-mail: dan.petrov17@yandex.ru

Аннотация. Трубчатые печи являются аппаратами, предназначенными для передачи нагреваемому продукту тепла, выделяющегося при сжигании топлива в топочной камере печи. Существуют различные конструкции трубчатых печей, отличающихся способом передачи тепла, количеством и формой топочных камер. Одним из видов трубчатых печей являются печи беспламенного горения с излучающими стенками топки, которые получили широкое распространение.

Сегодня крайне остро стоит проблема повышения эффективности технологических процессов, а также соответствия оборудования стандартам и требованиям. Установка новых современных печей является крайне дорогостоящей и трудоёмкой, поэтому на многих отечественных предприятиях отдают предпочтение реконструкции или модернизации имеющегося оборудования.

Ключевые слова: Подготовка нефти, нагрев нефти, трубчатые печи, радиационные горелки, горение.

На печах беспламенного горения ПБГ, заводом, как правило, установлены горелки марки ГПРЧ (горелки газовые радиационные чашеобразные), которые имеют ряд недостатков. В данной работе предлагается модернизировать печи беспламенного горения путем замены горелок марки ГПРЧ на современные аналоги, а также

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

произвести замену кирпичной кладки, без замены несущих элементов конструкции печи, для облегчения конструкции и повышения безопасности эксплуатации печи.

Текущая ситуация эксплуатации ПБГ

В настоящее время в ПАО «НК «Роснефть»» эксплуатируются печи беспламенного горения. Для нагрева они используют панельные горелки типа ГГРЧ (рисунок 1), которая имеет ряд технических недостатков:

- Значительные объемы потребляемого топлива;
- Низкая тепловая мощность горелок;
- Большое количество горелок (330 шт.);
- Металлоемкость конструкций газовых горелок.

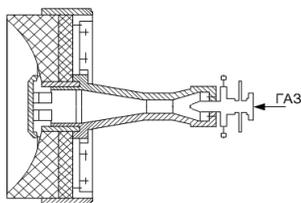


Рис.1 Горелка типа ГГРЧ

В связи с этим предлагается замены панельных горелок типа ГГРЧ на акустические горелки типа ВГГ (рисунок 2).

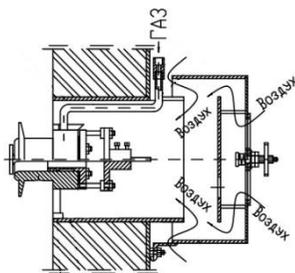


Рис.2 Горелка типа ВГГ

Также была изучена целесообразность использования кирпичной кладки на стенках печи и футеровки дымовой трубы. Использование кирпича даёт конструкции значительный дополнительный вес, что в дальнейшем осложняет проведение капитального ремонта печи, а также подвергает риску обвала стенок печи.

В итоге, в качестве объекта под модернизацию была выбрана печь ПБГ-20 №1 на объекте НСП г. Отрадный ЦППН-3.

Общие сведения о горелке ВГГ

Вихревые горелки предназначены для сжигания природного и производственного газов в трубчатых печах с излучающими стенками топки. Конструкция горелки типа ВГГ разработана на принципиально новой теоретической основе с применением завихрителей (вихревых резонаторов), создающих мощный вихревой эффект смешения топливного газа с инжектируемым атмосферным воздухом, с углом

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

раскрытия факела до 180 градусов и настила его на излучающую поверхность топочной камеры.

Топливный газ из газопровода подается в корпус горелки на многозаходный завихритель. За счет вихревого движения потока, внутрь горелки подсасывается атмосферный воздух (первичный), количество которого регулируется изменением зазора между торовой поверхностью сопла и регулирующим диском. Вытекающая из горелки газоздушная смесь растекается вдоль огнеупорной излучающей стенки топки печи, смешиваясь со вторичным воздухом, поступающим через амбразурную втулку, в которой установлена сама горелка. Количество вторичного воздуха регулируется положением регистра глушителя шума - регулятора эжекции вторичного воздуха и величиной тяги в топочной камере печи.

Преимуществами горелок ВГГ являются:

- Обеспечение равномерности обогрева змеевиков небольшим количеством горелок;
- Экономия потребляемого топлива до 30%;
- Безопасность работы за счет исключения отрыва и проскока пламени;
- Уменьшение выбросов в окружающую среду;
- Возможность проведения ремонта горелок без остановки печи;

Сравнительная оценка горелок ГГРЧ и ВГГ

Для проведения сравнительной оценки были взяты основные технические показатели и сведены в таблицу 1.

Таблица 1

Сравнение тех. показателей

Показатель/Горелка	ГГРЧ	ВГГ
Номинальная тепловая мощность, МВт	0,2	1,23
Номинальный расход газа, м3/ч	20	150
Средний ресурс до кап.ремонта, ч	18000	30000
Число горелок для обеспечения тех. процесса, шт	330	16

На основании полученных результатов можно сделать вывод, что горелки ВГГ являются более предпочтительными в использовании.

Также необходимо провести сравнение выбросов продуктов горения газа с использованием горелок ГГРЧ и ВГГ. Данные по акустической горелке были взяты на основании выбросов с ПБГ-20 №2, расположенной на объекте ЦППН-5.

Таблица 2

Сравнение количества выбросов

Выброс/Горелка	ГГРЧ	ВГГ
Метан, т/год	0,58	0,57
Диоксид азота, т/год	9,94	4,45
Оксид азота, т/год	1,62	0,72
Оксид углерода, т/год	5,83	5,91

В итоге можно сделать вывод, что применение горелок ВГГ позволяет снизить количество выбросов примерно на 35%.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Модернизация стен печи без изменения несущих элементов конструкции печи нагрева нефти

В качестве 2го варианта модернизации предлагается заменить кирпичную кладку у стенок печи и дымовой трубы на шамотно-стекловолоконные плиты (ШВП).

Плиты ШВП обладают наилучшими свойствами по сравнению с кирпичом и имеют массу примерно в 3 раза меньше.

Данный материал обладает следующими характеристиками:

Таблица 3

Характеристики плит ШВП

Основные технические характеристики	Ед. изм.	ШВП — 350	ШВП — 450
Температура применения	$^{\circ}\text{C}$	1200	1200
Плотность	$\text{кг}/\text{м}^3$	350	450
Коэффициент теплопроводности при 800°C	$\text{Вт}/\text{м}\cdot\text{K}$	0,18	0,25
Предел прочности при изгибе, не менее	$\text{кгс}/\text{м}^2$	3,5	5,5
Предел прочности на сжатие, не менее	$\text{кгс}/\text{м}^2$	4,0	6,5
Стандартные типоразмеры:			
длина	мм	500\1000	500\1000
ширина		500	500
толщина		100	100

Заключения и выводы

Таким образом, в результате проделанной работы сделаны следующие выводы:

1. Предлагаемая замена горелок позволит:
 - Увеличить производительность печи;
 - Снизить выбросы в окружающую среду;
 - Уменьшить потребление СОГ;
 - Уменьшить эксплуатационные и ремонтные затраты.
2. Замена кирпичной кладки стен ПБГ на панели ШВП даёт следующий эффект:
 - Уменьшает общую массу печи;
 - Упрощает дальнейший капитальный ремонт;
 - Снижает риски обрушения стенок;
 - Снижает эксплуатационные и капитальные затраты.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ентус Н. Р., Шарихин В. В. «Трубчатые печи в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности» - 1987г. (304с);
2. Исламов М. Ш. «Печи химической промышленности» - (2-е изд., химия, 1975г.);

3. «Международная юбилейная научно - практическая конференция «Передовые технологии и перспективы развития» ОАО «Казаньоргсинтез» Тезисы докладов» - 2008г.;
4. Проект ПДВ УКПН-2 ЦПНГ-3 ОАО «Самаранефтегаз».
5. Протокол совета НТО НГДУ «Богатовскнефть» - 15.02.89г.;
6. Технологический регламент УКНП-2 ЦПНГ3 ОАО «Самаранефтегаз» - 2003г.;

ПРОБЛЕМА ОТСЕВА ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ОСВОЕНИИ СКВАЖИН

В.Р. Кельмин, К.И. Бабицкая, И.В. Царьков

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: kelminvova@mail.ru

Аннотация. В этой статье представлена информация о методах устранения сложных песчаных пробок, а также о классических и современных способах достижения чистоты дна скважины для создания правильного режима работы в сооружениях.

Ключевые слова: забой скважин, песчаные пробки, промывка забоя скважин, технологические процессы, психоактивные вещества (ПАВ), насосная компрессорная труба, колтубинг, гибкая труба.

Теоретическая часть. Известно, что появление песка на забое газовых и газоконденсатных скважин обусловлено различными причинами, связанными в основном с механическими свойствами продуктивного пласта. При падении пластового давления в процессе разработки месторождений природного газа и газового конденсата происходит подъем газовой контактной (ГВК) и связанное с этим интенсивное обводнение газовых и газоконденсатных скважин. Движение пластовых вод из продуктивного пласта к забою газовой или газоконденсатной скважины влечет за собой ускорение процессов разрушения продуктивного пласта и выноса песка на забой скважины, образования там песчаной пробки, которая перекрывает интервал перфорации скважины и препятствует движению газа или газового конденсата на дневную поверхность вплоть до полного прекращения добычи углеводородного сырья.

Практическая часть. В настоящее время в нефтегазопромысловой практике для борьбы с выносом песка из скважин применяют два метода, в частности, механические и химические.

Механические способы предотвращения разрушения продуктивного пласта основываются на экранировании зоны разрушения за счёт установки в скважине различного рода фильтров или их образования в призабойной зоне путём намывки.

Химические способы предотвращения разрушения продуктивного пласта основываются на закачке в продуктивный пласт химических реагентов обладающих

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

цементирующими свойствами, в результате чего происходит искусственное закрепление рыхлых песков в призабойной зоне.

Механические способы целесообразно использовать в следующих случаях:

- скважины имеют очень плотную перфорацию;
- коллектор в основном сложен глинизированными песками;
- колонна вблизи или по всему продуктивному интервалу находится в плохом состоянии;
- некачественное цементирование колонны;
- невысокие забойные давления;
- незначительные остаточные запасы природных углеводородов, и как следствие нецелесообразность применения химических методов крепления.

Химические способы целесообразно использовать в следующих случаях:

- небольшой интервал перфорации (не превышает 3 м);
- отсутствие условий выноса песка с наличием каверн или зон глубокого раздренирования пластов;
- скважина расположена в зоне ограниченного выноса песка;
- песок хорошо отсортирован с хорошей вертикальной проницаемостью.

Наибольшее распространение получили так называемые блочные скважинные фильтры следующих конструкций: проволочные, щелевые, подвесные гравийные, металлокерамические, многослойные песчаные и т.д. Проволочные, щелевые, подвесные гравийные фильтры наиболее распространены в промышленной практике из своей доступности и простоты. На рисунке 6 приведены распространенные щелевые фильтры, представляют собой трубу с горизонтальными или вертикальными прорезями. Размеры щелей и зазоры проволочной обмотки для забойных фильтров определяются по результатам ситового анализа пластового песка, и они должны быть в два раза больше диаметра зерен, масса которых составляет 10 % от всей массы песка.

Горизонтальное расположение щелей менее способствует деформации по вертикали, но при извлечении фильтра на поверхность снижается его прочность при натяге и при изгибах они подвержены большей деформации. Применение щелевых хвостовиков ограничено из-за меньшей фильтрационной поверхностью, коррозии и эрозии металла, поскольку изготавливаются обычно из низкоуглеродистой стали.

Подвесные гравийные фильтры конструктивно выполнены следующим образом. Такой фильтр состоит из внешнего и внутреннего щелевых каркасов и гравийной набивки. Основным их недостаток – невысокая прочность, быстрая закупорка фильтров глинистой коркой и т.п. Все вышеперечисленные фильтры монтируются на конце НКТ и устанавливаются напротив перфорированного интервала продуктивного пласта.

Рассмотрим ещё один способ борьбы с выносом песка из эксплуатационной скважины – это намыв гравийных фильтров. Сущность данной технологии заключается в том, что первоначально производят намыв гравийных фильтров внутри обсадной колонны или в открытом забое скважины с последующей установкой гравийно-щелевых фильтров.

Намыв гравийного фильтра внутри обсадной колонны проводят в два этапа:

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На первом этапе в высокопроницаемый гравий задавливаются в перфорационные каналы через обсадные трубы и цементный камень, после этого на втором этапе гравий намывают в кольцевой зазор между обсадной колонной и спущенным в скважину перфорированным хвостовиком, или фильтром щелевого типа. Намыв гравия осуществляют до создания его резервного объема над фильтром, т. е. до создания гравийного затвора. Закачка гравия осуществляется через НКТ с последующим уплотнением гравийной набивки за счёт создания повышенного давления и расхаживания колонны НКТ.

Оставшийся в стволе скважины излишек гравия вымывается и на забой спускается фильтр щелевого или проволочного типа. При закачке гравия через НКТ с открытым концом под действием высокого давления находится вся обсадная колонна и в случае её низкого качества необходимо устанавливать пакер над интервалом перфорации.

Оборудование, необходимое для намыва гравия, состоит из башмака, фильтра для продуктивного интервала, надфильтровой трубы, сигнального фильтра, фонарей-центраторов, пакера для подвески фильтра, перепускного устройства (кроссовера) и промывочной трубы. Надфильтровая неперфорированная труба разделяет фильтр продуктивного пласта и сигнальный фильтр и предназначена для создания гравийного затвора. Сигнальный фильтр предназначен для ограничения высоты намыва гравия в кольцевом зазоре между обсадной колонной и фильтром продуктивного интервала. По мере заполнения зоны фильтра гравием давление закачки на поверхности возрастает, и жидкость поступает через сигнальный фильтр обратно, что свидетельствует о завершении процесса намыва гравия. Центраторы установленные на корпусе фильтра обеспечивают равномерную толщину гравийного слоя вокруг фильтра. Пакер смонтированный в верхней части оборудования для гравийного фильтра обеспечивает перекрестный намыв гравия через кроссовер и предохраняет гравийный затвор от размыва потоком жидкости в кольцевом зазоре между колонной и фильтром. В комплексе с посадочными ниппелями лифтовой колонны пакер может выполнять роль эксплуатационного пакера лифтовой колонны. Кроссовер предназначен для перекрестного намыва гравия и обеспечивает поступление сверху по рабочим трубам жидкости с гравием в затрубное пространство под пакер, а выходящую вверх из промывочной трубы чистую жидкость направлять в затрубное пространство над пакером. Промывочная труба установлена внутри фильтра, и позволяет осуществлять движение обрабатываемых жидкостей по всему интервалу перфорации. Очистка перфорационных каналов обычно производится прямой промывкой или импульсной обратной промывкой. Принципиальная схема намыва гравия в скважине приведена на рисунке 4.

Рассмотрим некоторые химические методы борьбы с выносом песка из скважины.

Сущность закачки песчано-жидкостных смесей заключается в том, что приготовленная на дневной поверхности смесь жидкости с химическим реагентом закачивается в скважину, образуя в интервале перфорации внутри ствола скважины и в призабойной зоне прочную проницаемую массу. После разбухания образовавшейся в стволе скважины пробки из цементированного материала скважину можно ввести в эксплуатацию.

В качестве песчано-жидкостной смеси используются:

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- цементный раствор, составными элементами которого были тампонажный цемент и вода с водоцементным фактором, равным 0,5. Метод эффективен при значительном разрушении призабойной зоны и высоких темпах выноса песка, в сильно обводненных и высокодебитных скважинах;

- песчано-жидкие смеси на основе полимеризующихся смол с активатором (ускорителем реакции).

Рассмотрим укрепление призабойной зоны скважины с использованием смол различного типа. Наибольшее распространение в промышленной практике нашли фенолформальдегидные, эпоксидные и другие смолы, а также фенолспирты. Эти смолы имеют малую вязкость в жидком состоянии, что обеспечивает значительную глубину проникновения в пласт, разделяется в пористой среде на твердую и водяную фазы и хорошо смачивать песчаную поверхность. Смола, попадая в пласт, покрывает частицы песка и при затверждении их цементирует. Водная фаза, которая занимает поровое пространство, удаляется затем при освоении скважины. Рассмотрим технологию крепления призабойной зоны пласта с помощью составов эпоксидных соединений, включающих в себя эпоксидную смолу, растворитель и отвердитель. При закачке такой композиции в пласт протекает реакция отверждения, в результате чего первоначально образуется жидкая смола и далее при контакте с отвердителем возникает промежуточный продукт реакции. Последний менее растворим, чем сама смола, что в дальнейшем через некоторое время приводит к его выделению из раствора. Затем капли жидкой смолы укрупняются и осаждаются на зернах песка в поровом пространстве обрабатываемого интервала. Дальнейшее затверждение смолы ведет к упрочнению обработанного интервала, тем самым, закрепляя песок в призабойной зоне пласта.

Заключение. Процесс укрепления ПЗП с помощью смолы сводится к последовательной закачке буферных жидкостей с целью предварительной обработки пласта, смолообразующего раствора и жидкости для проталкивания смолы в глубь пласта

Порядок проведения процесса крепления призабойной зоны пласта следующий:

- глушение скважины;
- удаления песка из ствола скважины;
- спуск НКТ с пакером и хвостовиком;
- последовательное нагнетание на забой скважины компонентов через НКТ; - нагнетание в ПЗП спирта для осушки пласта от связанной воды;
- нагнетание промежуточной (буферной) жидкости с целью изоляции смолы от спирта;
- нагнетание смолообразующего раствора и его задавка в пласт продавочным раствором;
- выдержка во времени для затвердевания смолы;
- освоение и ввод в эксплуатацию скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. “Проблемы предотвращения пескообразования и удаления песчаных пробок в обводняющихся газовых скважинах” М.В. Листак, Тюменский государственный нефтегазовый университет. № 4–5 (037) Сентябрь / September 2011
2. [“Coiled Tubing Times -Issues of Sand Production Prevention and Removal of Sand Plugs in the Watering Out Gas Wells” - State-of-the-art oilfield service \(cttimes.org\)](http://cttimes.org)
3. Methods for organizing underground gas storage facilities and eliminating complex sand plugs in wells. S.Sh. Xabibullayev, A.I. Murodov, N.N. Mamatova, D.N. Mamatova. Technical science and innovation journal №1/2023 year
4. Muydinov M.M., Murodov A.I., Xabibullaev S.Sh., Abidov A.Sh. “ Xo’jaobod yer osti gaz inshooti quduqlarida murakkab qum tiqinlarini tozalashni takomillashtirish usullari” Texnika yulduzlari ilmiy jurnali Toshkent. -2021 y.
5. Internet resurslari. <https://neftegaz.ru/tech-library/burovye-ustanovki-i-ikhuzly/141498-sposoby-likvidatsii-peschanykh-probok-v-skvazhinakh>.

ОСВОЕНИЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПОРОД

В.Р. Кельмин, К.И. Бабицкая, И.В. Царьков

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: kelminvova@mail.ru

Аннотация. В статье изучена история становления нефти низкопроницаемых пород как основного источника сырой нефти в США. Определены и рассмотрены основные исторические этапы и события, повлиявшие на промышленную добычу «сланцевой» нефти, приведен прогноз на дальнейшую ее добычу.

Ключевые слова: нефть низкопроницаемых пород, сланцевая нефть, сланцевая революция, формация Bakken.

Теоретическая часть. Революция в добыче сланцевой нефти, которая началась в Соединённых Штатах в последние годы первого десятилетия 2000-х, значительно продлила период использования углеводородного топлива. Этот прорыв доказал мировому сообществу, что промышленное освоение альтернативных углеводородных ресурсов не только возможно, но и может быть выгодным. Среди различных ресурсов особое внимание привлекла добыча нефти из плотных низкопроницаемых пород, известной как light tight oil. За период с 2000 по 2023 год объёмы её добычи возросли впечатляюще – с 0,32 млн до 8,28 млн баррелей в сутки. С 2015 года доля такой нефти составила более половины всей добычи нефти в США и более 5% мировой добычи, что стало значительным фактором в изменении структуры как внутреннего, так и мирового нефтяных рынков. Это привело к сдвигу от дефицита к избытку нефти, а американская нефть из низкопроницаемых пород

стала важным элементом в формировании ценового коридора на мировом рынке. Особенно важно отметить, что история разработки таких пород насчитывает более 70 лет и за это время она трансформировалась из убыточной в один из ключевых источников нефти в США, который считается стратегическим в контексте будущего нефтедобычи. Особый акцент на изучение основных этапов развития этой отрасли, текущую ситуацию и будущие перспективы необходимо сделать.

Для уточнения терминологии следует упомянуть, что в русскоязычных источниках термин «сланцевая нефть» часто используется для обозначения нефти из низкопроницаемых пород, но этот термин не в полной мере отражает суть процесса. Сланцевая нефть (shale oil) является лишь частью широкого класса нефти, добываемой из низкопроницаемых пород, что также включает песчаники, карбонаты и глины. Эта классификация подтверждается многочисленными исследованиями и документами, в том числе «Системой управления ресурсами углеводородов» Общества инженеров-нефтяников [1], где подчеркивается разнообразие пород, содержащих добычу нефти низкопроницаемых пород. Важно использовать термин «нефть низкопроницаемых пород» для правильной оценки запасов и анализа перспектив добычи, чтобы избежать неточностей.

Практическая часть. Происхождение разработки нефти из низкопроницаемых пород уходит в середину XX века и тесно связано с освоением Bakken Formation на территории США, а именно в штатах Северная Дакота и Монтана. Эта эпоха ознаменовалась первыми успехами в добыче нефти из данных пород, начиная с первого барреля, извлеченного в рамках этой формации, и знаменательных достижений в развитии технологий и техник экстракции. Таким образом, история нефти из низкопроницаемых пород во многом является историей развития и эксплуатации Bakken Formation.

Впервые формация была описана и классифицирована в 1953 году геологом J.W. Nordquist, который выделил в её структуре три литостратиграфические единицы. Эти слои включают в себя две черные, богатые органическими веществами сланцевые части, которые разделяются тонким слоем серо-коричневого известкового песчаника. В этом же году был осуществлен первый успешный приток нефти на месторождении Antelope, где корпорация «Stanolind Oil and Gas» запустила скважину #1 Woodrow Starr с начальным дебитом 536 баррелей нефти в сутки. Разработка формации продолжалась до 1960-х годов, в течение которых было пробурено 44 скважины с средним дебитом 217 баррелей в день [5]. Методы добычи того времени были схожи с классическими методами добычи традиционной нефти и включали вертикальное бурение с последующим гидравлическим разрывом пласта. Скважина #1 Woodrow Starr, например, была обработана 2223 кг песка и 120 баррелями сырой нефти [5]. Эффективность этих скважин была обусловлена, в том числе, естественным наличием трещин в сланцевых породах, что облегчало экстракцию нефти.

С началом 1980-х годов Bakken Formation вновь стала центром буровой активности, в основном из-за структурных особенностей, которые привели к уточнению верхней сланцевой части формации. В это время предполагалось, что более тонкие сланцевые слои характеризуются более высокой трещиноватостью. Бурение охватило зону протяженностью 322 км и шириной 48 км, получившую название Bakken Fairway. В этой области было открыто минимум 26 новых месторождений. Несмотря на то что технологии бурения не претерпели

значительных изменений, методы интенсификации добычи эволюционировали. Помимо традиционного гидравлического разрыва пласта стали применять кислотные обработки и кислотный гидравлический разрыв пласта (КГРП). Например, первая скважина Bakken Fairway была обработана 18 м³ кислоты, а через семь месяцев – кислотным ГРП с использованием 91 м³ кислоты и 4082 кг песка [5].

В 1987 году в рамках формации Bakken Fairway была осуществлена первая горизонтальная бурение скважины № 33-11 MOI-Elkhorn (Meridian Oil Inc.), протяжённостью горизонтального участка составила 792 метра. Эта скважина продемонстрировала начальную добычу 258 баррелей нефти и 8467 кубических метров газа в сутки [5]. Пик активности в области горизонтального бурения на территории Bakken Fairway пришёлся на 1992 год, однако, к концу 1990-х, в условиях падения цен на нефть, темпы буровых работ существенно снизились.

Прорыв в освоении формации произошел в 1996 году, когда геолог Dick Findley выдвинул концепцию "спящего гиганта". Эта концепция предложила стратегию бурения и создания системы трещин в средней песчаной части формации, которая впоследствии служила резервуаром для нефти, питаемым из окружающих нефтеносных сланцев. Открытие Findley стало настолько значимым, что ему приписывают "взлом кода Bakken". В районе, получившем название Elm Coulee в штате Монтана, к 2010 году было пробурено более 600 горизонтальных скважин, начальная добыча на которых варьировалась от 200 до 1900 баррелей нефти в сутки [5]. В качестве метода стимуляции широко применялся гидравлический разрыв пласта (ГРП), использующий воду, песок и химические добавки. После 1998 года, когда компания «Devon Energy» успешно адаптировала многостадийный ГРП в добыче сланцевого газа, этот метод стал использоваться и в добыче нефти.

В 2006 году открытие месторождения Parshall заложило основу нефтяного бума в Северной Дакоте и в целом в формации. Первые горизонтальные скважины Parshall 1-36 и Parshall 2-36, обработанные многостадийным ГРП, показали начальный дебит более 500 баррелей нефти в сутки. К середине 2009 года на месторождении ежемесячно добывалось более миллиона баррелей нефти из 127 скважин, большинство из которых имели горизонтальные участки протяжённостью около 1524 метра и обрабатывались методом гидравлического разрыва пласта в одну или более стадий, во многих случаях от 10 до 12 стадий [5].

Пик активной фазы сланцевой революции пришёлся на период с 2010 по 2014 годы. В эти годы суточная добыча нефти из низкопроницаемых пород увеличилась с 0,76 млн до 3,95 млн баррелей, что представляет собой рост более чем на 400%. Основной объём добычи приходился на формации Bakken и Eagle Ford, где более 70% нефти за этот период было извлечено. Средняя цена на нефть марки WTI в этот период достигала 92 долларов за баррель, что способствовало дальнейшему росту добычи. В отрасль влились сотни новых компаний, активно применяющих и совершенствующих сланцевые технологии, что привело к накоплению значительного практического опыта. Однако характерной чертой этой фазы является отрицательный денежный поток, при котором большинство производителей предпочитали инвестировать заработанные и заемные средства в дальнейшее расширение производства, а не на выплату дивидендов.

В 2015-2016 годах нефтяная сланцевая индустрия столкнулась с серьезными испытаниями, обусловленными резким падением цен на нефть до \$49 за баррель в 2015 году и до \$43 за баррель в следующем году. Несмотря на обвал рынка более

чем на 50%, добыча нефти из низкопроницаемых пород в 2015 году лишь замедлила свой темп прироста, а сокращение объемов началось лишь через год.

В 2020 году на фоне пандемии COVID-19 и введения мер борьбы с ней, средняя цена нефти марки WTI снизилась до \$39 за баррель. Это привело к сокращению суточной добычи "сланцевой" нефти до 7,17 млн баррелей. Отсутствие спроса и низкая рентабельность заставили многие компании переориентироваться на "режим выживания", акцентируя внимание на повышении эффективности и снижении издержек.

С 2021 по 2023 годы, в условиях восстановления спроса и цен на нефть, началась новая волна роста добычи "сланцевой" нефти, когда объемы производства возросли с 7,19 млн баррелей до рекордных 8,28 млн баррелей. Значительным явлением стало изменение ситуации с отрицательным денежным потоком, который с 2020 года демонстрирует рост и на конец 2022 года достиг \$199 млрд. Это стало возможно благодаря финансовой дисциплине и сокращению капитальных затрат. Тем не менее, прогнозируется уменьшение свободного денежного потока в будущем, что связано с характеристиками сланцевых скважин, обладающих высоким начальным дебитом и его быстрым уменьшением, что требует новых инвестиций для поддержания уровня добычи.

Закключение. Долгосрочные прогнозы по добыче "сланцевой" нефти до 2050 года показывают значительные различия в зависимости от разных сценариев, но нефть из низкопроницаемых пород остаётся важным источником сырья в США. В базовом сценарии добыча будет постепенно расти, а затем уменьшится и стабилизируется, достигнув к концу периода примерно 9,15 млн баррелей в сутки. В то время как факторы, влияющие на добычу, такие как качество ресурсов, рыночные цены, технологические и операционные улучшения, могут колебать объемы добычи в диапазоне от 6,5 до 14,1 млн баррелей в сутки [4].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Система управления ресурсами углеводородов // Society of Petroleum Engineers [Электронный ресурс]. URL: https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem_V1.01_RUS-FINAL.pdf
2. Сланцевая нефть США: история с продолжением // Финам [Электронный ресурс]. URL: <https://www.finam.ru/publications/item/slantsevaya-neft-ssha-istoriyas-prodolzheniem-2021-11-04-08-14/>
3. Сланцевая революция и глобальный энергетический переход / Е.А. Телегина, Г.О. Халова, К.Н. Миловидов, Н.А. Иванов [и др.], под общей редакцией Н.А. Иванова. – М., СПб.: Нестор-История, 2019. – 540 с;
4. Annual Energy Outlook 2022 // U.S. Energy Information Administration [Электронный ресурс]. URL: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2022_Narrative.pdf
5. Nordeng S.H. A brief history of oil production from the Bakken Formation in the Williston Basin. – Text: electronical / S.H. Nordeng // Geo News. – 2010. – Vol. 37(1). – P.5-9;
6. Short-Term Energy Outlook // U.S. Energy Information Administration [Электронный ресурс]. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>

7. Tight oil production estimates by play // U.S. Energy Information Administration [Электронный ресурс]. URL: <https://www.eia.gov/petroleum/data.php#crude>
8. US Shale Could Erase Debt by 2024, Freeing Up Cash for Gas Pivot // Bloomberg [Электронный ресурс]. URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-08-25/us-shale-could-erase-debt-by2024-freeing-up-cash-for-gas-pivot?sref=Nba5gRjc>

УДК 622.276

**ПОДБОР ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ТЕХНОЛОГИИ ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ С ВЫСОКОЙ ОБВОДНЕННОСТЬЮ**

Р.Р. Бязров, Д.Г. Подопригора

*ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет императрицы
Екатерины II» г. Санкт-Петербург, Россия
e-mail: byazrow97@gmail.com*

Аннотация. Большинство активно разрабатываемых месторождений нефти в России переходят на завершающие стадии, для которых характерны низкие дебиты нефти и высокая степень обводненности скважиной продукции. Для поддержания уровня добычи на месторождениях внедряются различные геолого-технологические мероприятия. Значимым направлением в этой области является внедрение методов увеличения нефтеотдачи пластов. Среди МУН в последнее время набирают популярность химические методы увеличения нефтеотдачи, которые заключаются в непрерывной закачке в пласт химических реагентов – поверхностно-активных веществ, полимеров.

Сухой порошок полимера при растворении в закачиваемой в пласт воде увеличивает ее вязкость. Увеличение вязкости воды, особенно на объектах с повышенной вязкостью нефти, позволяет выровнять соотношение подвижностей вытесняющей и вытесняемой фазы, что в конечном итоге приводит к более полному извлечению нефти из пласта. В свою очередь, добавление ПАВ способствует снижению межфазного натяжения на границе «водный раствор ПАВ – нефть», что в конечном итоге позволяет снижать остаточную нефтенасыщенность, увеличивая конечный коэффициент извлечения нефти.

Внедрение технологии ПАВ-полимерного заводнения требует обширной научной проработки, особенно в части подбора и последующего тестирования химических компонентов. В рамках данной работы представлены результаты тестирования ПАВ и полимеров для внедрения на объекте, находящимся на завершающей стадии разработки.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, поверхностно-активные вещества, полимеры, ПАВ-полимерное заводнение, коэффициент извлечения нефти.

Теоретические сведения

Значимым направлением для современной науки является теоретическое и практическое исследование методов увлечения нефтеотдачи на основе закачки большеобъемных оторочек химических реагентов в пласт. Одним из таких методов является закачка ПАВ-полимерных составов.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) используются для преодоления несмешиваемости воды и нефти (т. е. поверхностных сил, препятствующих получению однофазной смеси флюидов). ПАВ уменьшают межфазное натяжение между нефтью и водой, тем самым стабилизируя смесь. В силу своей химической структуры ПАВ спонтанно концентрируются на границе раздела или «поверхности» между несмешивающимися флюидами. Молекула ПАВ имеет одну часть, которая притягивается к нефтяной фазе (лиофильная или гидрофобная часть), и другую часть, которая отталкивает нефтяную фазу и притягивает водную фазу (лиофобная или гидрофильная часть)[1].

Существуют четыре основных класса ПАВ: анионные, катионные, неионогенные и цвиттерионные (амфотерные). Эта классификация определяется природой гидрофильной группы [2]. Применение сочетаний двух или нескольких ПАВ позволяет изменить или расширить качественные показатели и свойства итоговой композиции. Смеси, по сравнению с индивидуальными ПАВ, часто оказываются эффективнее при снижении поверхностного и межфазного натяжения. Большинство исследователей связывает это с наличием специфических взаимодействий между молекулами или ионами различной природы [3]. И эти взаимодействия могут, как усиливать (синергизм), так и ослаблять (антагонизм) действие смеси на границах раздела фаз.

В процессах увеличения нефтеотдачи чаще всего встречаются анионные ПАВ или их смеси. Это обусловлено их широким предложением по всему миру, приемлемой стоимостью и возможностями корректировки свойств. К этому классу относится очень широкий диапазон молекулярных структур с разными функциональными группами. Можно выделить следующие основные разновидности анионных ПАВ: сульфаты (ROSO_3X^+), сульфонаты (RSO_3X^+), карбоксилаты (RCOO^-X^+), фосфаты ($\text{ROPO}(\text{OH})\text{O}^-\text{X}^+$) [4].

Выбор ПАВ для применения в процессах повышения нефтеотдачи определяется комплексом факторов, обеспечивающих эффективность их действия в конкретных геолого-физических условиях. Ключевыми критериями при подборе ПАВ являются [5]:

1. **Растворимость и стабильность в закачиваемой воде.** ПАВ должны сохранять стабильность и поверхностную активность в присутствии минерализованных закачиваемых вод, не образовывать осадков и не терять эффективность при контакте с породой-коллектором.

2. **Способность снижать межфазное натяжение (МФН)** между водой и нефтью до сверхнизких значений (10^{-2} - 10^{-3} мН/м). Это ключевой фактор увеличения

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

нефтеотдачи за счет уменьшения влияния капиллярных сил и облегчения мобилизации остаточной зацементированной в породе нефти.

3. **Совместимость с другими компонентами составов для заводнения**, в частности, с полимерами. ПАВ не должны оказывать негативного влияния на реологические свойства полимерных растворов и образовывать нежелательные продукты реакций.

В рамках работы были протестированы два образца анионных ПАВ алкилбензолсульфонатного ряда под условным обозначением ПАВ №1 и ПАВ №2.

Результаты исследования

Первым этапом лабораторных исследований являлась оценка растворимости отобранных марок ПАВ в модельной воде, имитирующей по своему составу закачиваемую воду на целевом объекте.

Растворы готовились из расчета требуемой концентрации ПАВ с учетом содержания активного вещества в анализируемой пробе. Необходимая масса ПАВ добавлялась в модельную воду и перемешивалась при помощи магнитной мешалки до полного растворения (Рисунок 1). Концентрация образцов ПАВ в растворе составляла 1,0% масс.



Рисунок 1 – Процесс приготовления растворов ПАВ

Некоторые ПАВ при растворении образуют слегка мутные растворы, а в некоторых образцах выпадают осадки частиц (Рисунок 2). Критерием растворимости ПАВ считается сохранение прозрачности раствора в течение не менее 3-х суток.

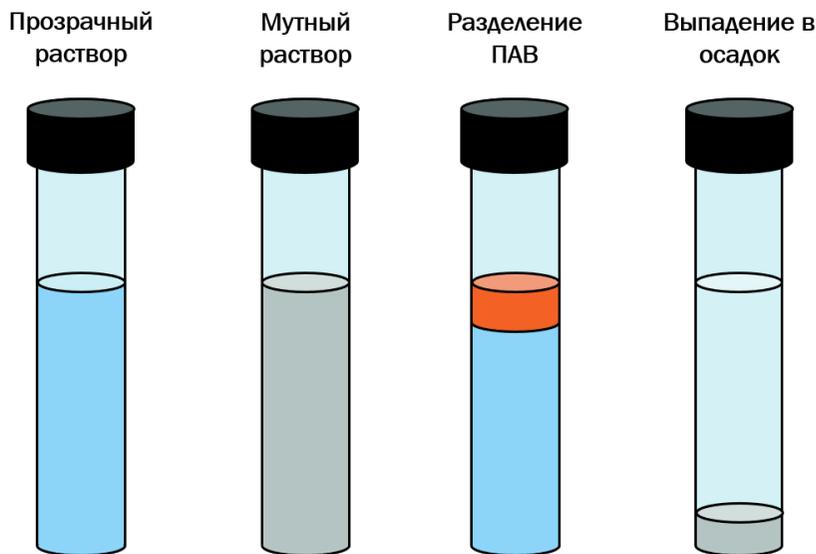


Рисунок 2 – Поведение ПАВ в растворе

На рисунке 3 представлены результаты тестирования рассматриваемых ПАВ.

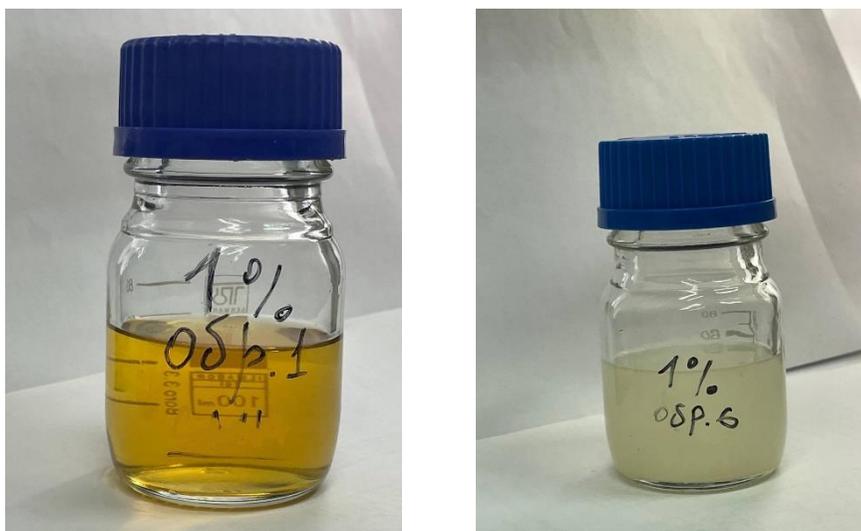


Рисунок 3 – Результаты тестирования ПАВ на растворимость (ПАВ №1 и ПАВ №2)

Для наиболее точной оценки воздействия ПАВ на остаточную нефть на тензиометре KRÜSS SDT методом вращающейся капли были произведены измерения межфазного натяжения (IFT) на границе «нефть-раствор ПАВ» (Рисунок 4).

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

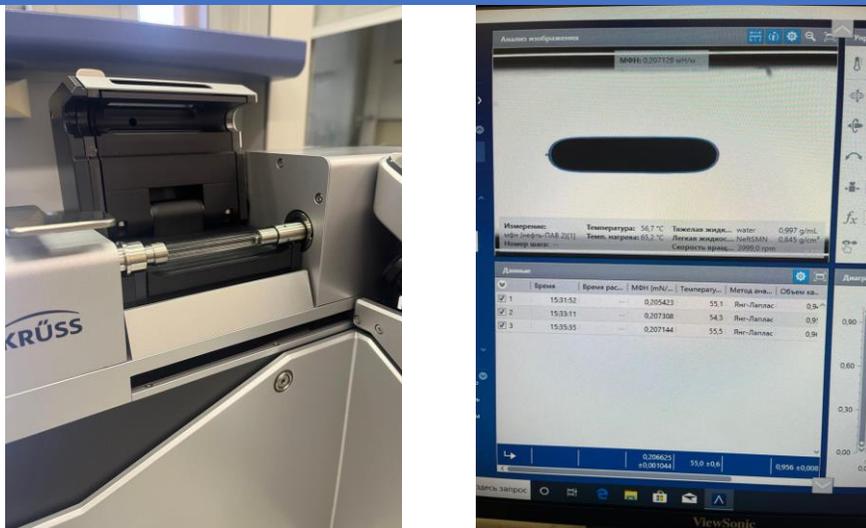


Рисунок 4 – Внешний вид и интерфейс ПО тензиометра KRÜSS SDT

Метод измерения межфазного натяжения основан на минимальном воздействии гравитационных сил на шарообразную каплю, вращающуюся с определенной скоростью вокруг своей продольной оси. Капля, помещенная вдоль осей вращающегося капилляра, опущенного в более плотную жидкость, будет иметь вытянутую цилиндрическую форму. При определенном объеме капли и скорости вращения, диаметр капли зависит только от межфазного натяжения.

Концентрация образцов ПАВ в растворе составляла 1,0% масс. В таблице 1 представлены результаты тестирования

Таблица 1 – Результаты исследования межфазного натяжения на границе «водный раствор ПАВ-нефть»

Поверхностно-активное вещество	Температура, °С	МФН, мН/м
ПАВ №1 (1,0 %)	60,2	0,13688
ПАВ №2 (1,0%)	59,3	0,03499

Для оценки совместимости ПАВ и полимеров, а также оценки их влияния друг на друга была произведена визуальная измерительная оценка, а также выполнены контрольные замеры вязкости раствора ПАВ-полимерного раствора. Для исследования был использован полимер с молекулярной массой 16-18 млн. Да и степень гидролиза 15-20%. Для сравнения была взята концентрация 0,15%. Замеры производились при температуре 60 °С. Результаты тестирования представлены в таблице 2.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 2 – Результаты тестирования на совместимость ПАВ и полимера

Химическая композиция	Вязкость, мПа*с		Стабильность, %
	Полимер	ПАВ+полимер	
ПАВ №1 (1,0 %) + Полимер (0,15%)	9,74	8,45	86,6
ПАВ №2 (1,0%) + Полимер (0,15%)		9,64	98,9

Заключение

В рамках представленной работ были проведены исследования двух образцов ПАВ для последующего применения в технологии ПАВ-полимерного заводнения. По результатам исследования установлено, что оба образца обладают отличной растворимостью в используемой на месторождении воде. Полученные значения межфазного натяжения (порядка 10^{-2} мН/м) являются наиболее приоритетными, так как позволяют снижать капиллярные силы, удерживающие капли нефти на породе. При смешении ПАВ с полимером подтверждена совместимость компонентов – не наблюдается выпадения осадков, стабильность раствора (по вязкости) составляет более 85%. Таким образом, представленные в данной работе ПАВ могут быть рекомендованы к дальнейшим исследованиям.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бабалян Г.А., Леви Б.И. и др. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ. Москва: Недра, 1983. Vol. 216.
2. Hirasaki G.J., Miller C.A., Puerto M. Recent Advances in Surfactant EOR // All Days. SPE, 2008.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Москва: Наука, 1995. Vol. 198.
4. Negin C., Ali S., Xie Q. Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery // Petroleum. 2017. Vol. 3, № 2. P. 197–211.
5. Toro M. et al. Initiation of a surfactant-polymer flooding project at PJSC Tatneft: from laboratory studies to test injection. // IOR 2021. European Association of Geoscientists & Engineers, 2021. P. 1–15.

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА
МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.С. Мальцев¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

ООО «ЛЗС» ТПП «Покачевнефтегаз»¹, ФГБОУ ВО «СамГТУ»²
город Самара, Россия

E-mail: Artem.S.Maltsev@lukoil.com

Аннотация. В настоящее время проблема с выработкой запасов на Месторождениях Западной Сибири стоит очень остро. Все чаще на новых скважинах, скважинах после резрки боковых стволов и действующих скважинах, на которых в периоде эксплуатации происходит кольматация призабойной зоны (ПЗП) проводится стандартный или многостадийный гидроразрыв пласта (ГРП), так как пласты – низкопроницаемые, а запасы – трудноизвлекаемые (ТРИЗ).

Ключевые слова: Месторождение, пласт, гидроразрыв пласта, повышение нефтеотдачи.

В последнее время гидроразрыв пласта широко применяется на месторождениях Западной Сибири для интенсификации и повышения нефтедобычи. Эта технология позволяет увеличить проницаемость призабойной зоны пласта и тем самым увеличить приток к скважине. В статье рассмотрено обоснование применения ГРП на месторождениях Западной Сибири.

Суть метода ГРП заключается в нагнетании водяного раствора под высоким давлением в призабойную зону пласта. При этом создаются трещины, по которым в скважину поступает флюид. Затем закачивают специальный гранулированный материал – пропант, который выступает в роли расклинвателя для полученных трещин и не дает им сомкнуться. Максимального эффекта можно добиться на скважинах, которые работают в периодическом режиме: кратковременный пуск в работу (КПР) или автоматический пуск в работу (АПВ) при наличии компенсации отборов закачкой по участку, то есть сформированной системы поддержания пластового давления (ППД). [1]

Однако, у этого метода есть и свои недостатки. Применение гидроразрыва пласта эффективно увеличивает приток к скважине, но происходит увеличение обводненности продукции. Также к недостаткам можно отнести то, что при ГРП может произойти загрязнение подземных вод и окружающей среды.

Для проведения гидроразрыва пласта происходит постановка бригады капитального ремонта скважины (КРС), которые подготавливают скважину для проведения ГРП. Происходит промывка скважины до определенной глубины, спуск специального пакера под ГРП и при необходимости перфорация в целевых интервалах. Работы по проведению гидроразрыва пласта проводятся с использованием специального оборудования, техники и агрегатов. Принципиальная схема при проведении ГРП представлена на рисунке 1. Подготовленная вода поступает из емкостей для ГРП в blender, где происходит перемешивание воды с пропантом (песком). Данная жидкость нагнетается в скважину с использованием специальных агрегатов для создания необходимого давления (около 60-70 МПа), которые связаны в одну линию высокого давления. [2]

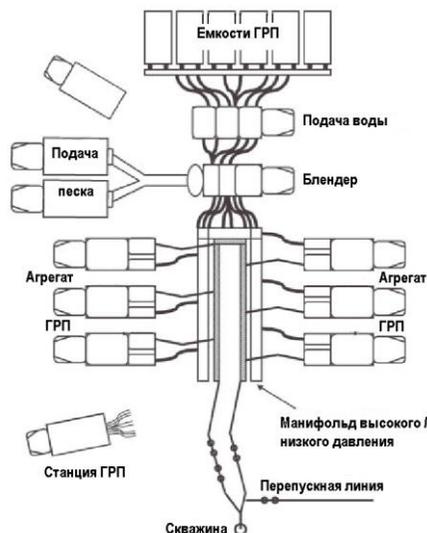


Рисунок 1. Принципиальная схема для проведения ГРП

Основными критериями при подборе скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта являются:

1. Базовая объемная обводненность менее 60-70%;
2. Скин-фактор (S) > 0 ;
3. Наличие сформированной системы ППД по участку;
4. Отсутствие заколонных циркуляций (ЗКЦ).

Существует множество технологий проведения ГРП и для каждой скважины ввиду ее особенностей и состояния технология подбирается индивидуально.

В связи со всем вышесказанным можно точно говорить о том, что применение ГРП на месторождениях Западной Сибири является одним из наиболее эффективных методов повышения и интенсификации притока флюида к скважине и, следовательно, нефтедобыче и выработке запасов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. М. Экономидес, Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта / М. Экономидес, Р. Олини, П. Валько – под ред. А.Г. Загуренко / 2007 – 234с.
2. И.Т. Мищенко, Скважинная добыча нефти / И.Т. Мищенко. - Москва : Нефть и газ : РГУ нефти и газа им. И.Москвы Губкина, 2003 (Тип. изд-ва). - 816 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ДОЗИРОВОЧНЫХ НАСОСОВ

Е.Н. Карпухин, К.И. Бабицкая, И.В. Царьков

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: karpuhinevgenij00@gmail.com

В данной статье проводится обзор актуальной проблемы повышения энергоэффективности дозирующих насосов. Дозирующие насосы широко применяются в различных отраслях, включая промышленность, пищевую и фармацевтическую промышленность, а также в сфере очистки воды, но из-за их постоянной работы и высоких энергозатрат, обеспечение эффективной работы становится важным аспектом. В статье также рассмотрены различные методы и технологии, которые могут содействовать повышению энергоэффективности дозирующих насосов, включая оптимизацию процесса, применение современных материалов и технологий, а также использование автоматизации и управления.

Ключевые слова: дозирующие насосы, энергоэффективность, оптимизация процесса, материалы и технологии, автоматизация, управление.

Дозирующие насосы — это специализированные устройства, разработанные для точного и объемного дозирования различных типов жидкостей под давлением. Они могут использоваться для дозирования чистых, химически нейтральных, агрессивных или токсичных жидкостей, а также эмульсий и суспензий[3].

Использование дозирующих насосов широко распространено, особенно в сфере очистки воды. Например, при проведении процессов коагуляции, флотации, дезинфекции или коррекции химического состава обрабатываемой воды необходимо вводить реактивы в определенных пропорциях. Особое значение при химической обработке воды имеет точность дозирования реагентов.

Первыми типами дозирующих насосов были поршневые насосы, благодаря их трём основным преимуществам [2]:

1. Высокая точность дозирования жидкости. Поршневые насосы обеспечивают очень точную дозировку жидкости благодаря своей конструкции и механизму работы, это особенно важно для процессов, где требуется высокая точность в дозировании, например, в фармацевтической или химической промышленности.
2. Компактное рабочее пространство камеры нагнетания. Поршневые насосы имеют компактный дизайн, что означает меньшее рабочее пространство камеры нагнетания, что позволяет сократить потери химических реагентов и использовать материалы, устойчивые к коррозии и агрессивным средам, с минимальными затратами.
3. Возможность регулировки длины хода поршня. Поршневые насосы позволяют регулировать длину хода поршня, что влияет на объем рабочего пространства камеры нагнетания. Можно изменять объем жидкости, которую насос передает на каждом цикле, что очень полезно в случаях, когда требуется изменение дозировки.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

«Богатый спектр возможностей применения дозирующих насосов породил множество идей у проектировщиков, что привело к разработке различных типов, мощностей и модификаций таких насосов. Несмотря на разнообразие видов, все дозирующие насосы обычно классифицируются по двум основным характеристикам» [1]:

1. По конструкции поршня:
 - плунжерные насосы;
 - диафрагменные или мембранные насосы.
2. По типу привода:
 - насосы с механическим приводом;
 - насосы с гидравлическим приводом.

За последние несколько лет специалисты активно пересмотрели свой подход к выбору насосного оборудования. Теперь основными критериями стали энергетическая эффективность, надежность и минимальные затраты на техническое обслуживание[4].

Габаритный чертёж НД100/250

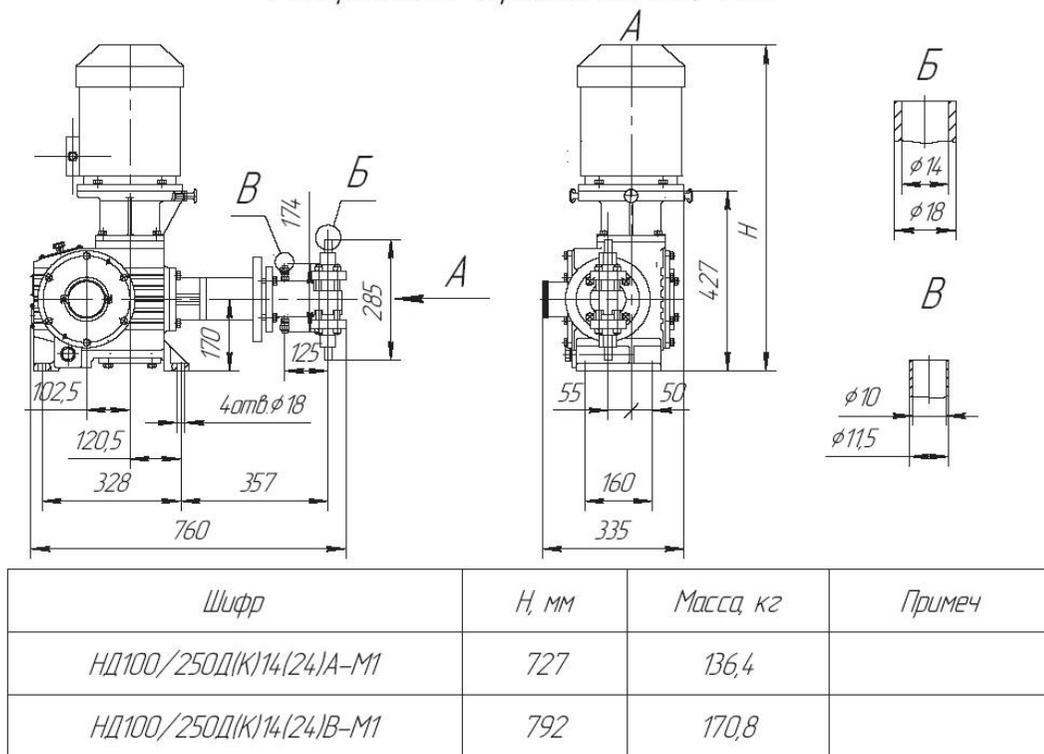


Рис. 1. Габаритный чертёж дозирующего насоса НД100/250

На энергетическую эффективность и надежность работы насоса влияет его положение на кривой характеристики системы в пределах рабочего диапазона, если рабочая точка насоса выходит за эти пределы, то его работа становится неэффективной и ненадежной. Снижение коэффициента полезного действия насоса при выходе за пределы рабочего диапазона может быть легко определено пользователем по характеристике КПД насоса.

Работа насоса вне пределов рабочего диапазона может вызвать серьезные проблемы [3]:

1. Перегрев насоса из-за возникновения избыточного теплопроизводства, что может привести к повреждению насоса.
2. Сокращение ресурса подшипников и уплотнений из-за вибрации, вызванной явлениями кавитации и рециркуляции потока на входе и выходе рабочего колеса насоса.
3. Сокращение ресурса подшипников и уплотнений из-за вибрации, вызванной разрывом потока перекачиваемой среды в проточной части насоса, может привести к износу компонентов насоса и сократить его срок службы.
4. Кавитация и перегрузка приводного электродвигателя. Неправильные параметры работы насоса вызывают колебания давления, которые негативно сказываются на работе электродвигателя и могут привести к перегрузке или поломке.

Для надежности и эффективности насосных систем, важно учитывать рабочую точку и положение насоса. Рабочая точка — это пересечение характеристик насоса и гидравлической системы, и она должна быть в оптимальном диапазоне для надежной и эффективной работы насоса. Энергоэффективность дозирующих насосов имеет большое значение, особенно в промышленных процессах с точной дозировкой, правильная настройка и эксплуатация насосов помогают снизить энергопотребление и повысить их эффективность [2].

Выбор правильного типа насоса влияет на энергоэффективность дозирующих насосов. Существует несколько типов насосов, таких как шестеренчатые, перистальтические, мембранные и другие. Каждый тип имеет свои особенности и преимущества, и выбор зависит от требований процесса. Настройка режимов работы также важна для энергоэффективности. Оптимальная настройка скорости и расхода насоса в соответствии с требуемыми параметрами дозировки может существенно сократить энергопотребление. Следует обращать внимание на состояние уплотнений и подшипников, чтобы предотвратить утечки и избежать излишнего трения, которые также приводят к потере энергии.

Дозировочные насосы важны для точного и объемного дозирования жидкостей под давлением. Они могут потреблять много энергии, но существуют способы повысить их энергоэффективность. Оптимизация процесса дозирования через настройку параметров, таких как объем, давление, скорость и частота насоса может сократить энергозатраты. Важно использовать современные материалы и технологии для уменьшения трения и веса насоса, а также применять эффективные системы уплотнений и конструкций с низким сопротивлением. Внедрение автоматизации и управления позволяет оптимизировать работу насосов в режиме реального времени, а также синхронизировать работу нескольких насосов в единой системе, что способствует снижению энергозатрат и повышению эффективности системы.

Для повышения энергоэффективности дозирующих насосов могут быть использованы различные дополнительные устройства и технологии. Применение частотных преобразователей позволяет регулировать скорость вращения насоса в зависимости от текущих потребностей процесса, что способствует снижению энергопотребления. Регулярное техническое обслуживание и проверка работоспособности насосов также важны для поддержания их высокой

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

энергоэффективности. Постоянная замена изношенных деталей и уплотнений, чистка и смазка механизмов позволяют удерживать насосы в оптимальном состоянии и предотвращать утечки и неполадки, которые могут привести к повышенному потреблению энергии.

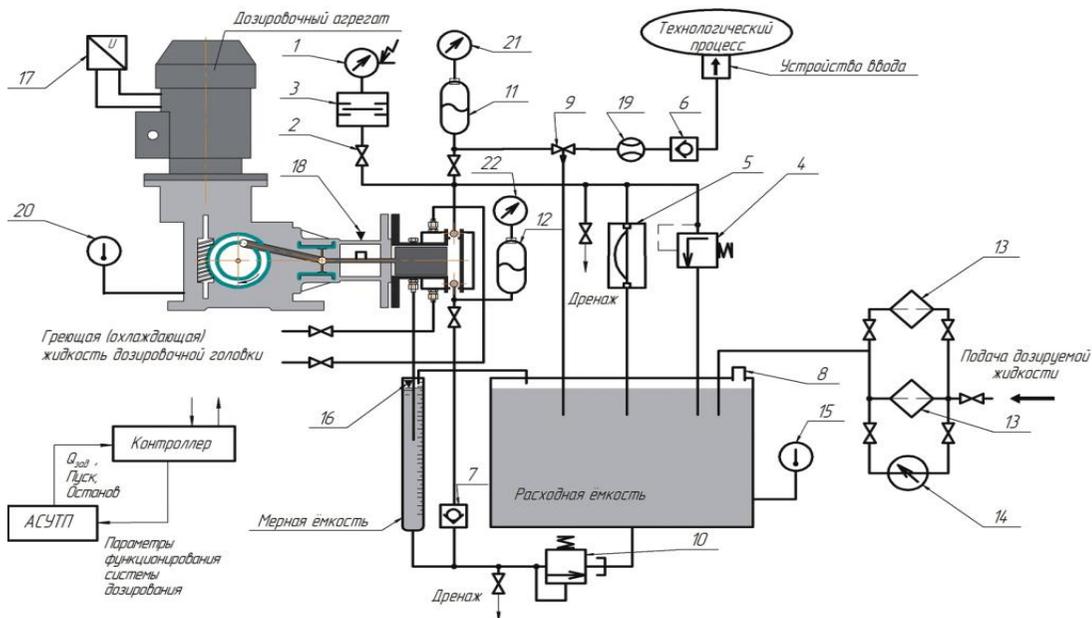


Рис. 2. Схема оборудования для подачи и дозирования химреагентов

- | | |
|---|--|
| 1-Манометр электроконтактный | 13-Фильтр. |
| 2-Манометрический трехходовой клапан | 14-Датчик перепада давления. |
| 3-Разделитель сред | 15-Датчик температуры дозируемой жидкости. |
| 4-Предохранительный клапан | 16-Датчик уровня. |
| 5-Мембранное предохранительное устройство | 17-Датчик числа оборотов двигателя. |
| 6-Горизонтальный обратный клапан. | 18-Датчик числа ходов плунжера. |
| 7-Вертикальный обратный клапан. | 19-Расходомер. |
| 8-Клапан дыхательный. | 20-Датчик температуры масла в картере |
| 9-Трехходовой кран. | 21-Манометр |
| 10-Клапан электромагнитный | 22-Мановакууметр |
| 11,12-Пневмогидравлический аккумулятор | |

Увеличение размера насоса может иметь ряд последствий, каждое из которых может привести к увеличению потребления энергии и увеличению затрат. Например, увеличение размера насоса может привести к увеличению размера:

- Более низкий КПД: большому насосу приходится работать интенсивнее для достижения желаемого расхода, что приводит к более высокому энергопотреблению.
- Повышенный износ: большой насос также подвергается повышенному износу, что может сократить срок службы и увеличить затраты на техническое обслуживание.
- Низкая мощность: большой насос может не соответствовать требованиям применения, что может привести к снижению производительности.

Подобно механическим устройствам, насосы постоянно подвергаются износу. Повреждение или износ рабочего колеса насоса может существенно повлиять на эффективность работы насоса. В некоторых случаях простая обрезка или замена рабочего колеса может вернуть насосу первоначальный уровень производительности. Чтобы определить, нуждается ли рабочее колесо в регулировке или замене, важно сначала проверить насос. Если насос больше не работает так эффективно, как раньше, или если он издает больше шума, чем обычно, возможно, рабочее колесо повреждено. В некоторых случаях повреждение рабочего колеса может быть вызвано попаданием грязи в насос. В этом случае достаточно удалить мусор и почистить насос, чтобы восстановить его первоначальную производительность. VSD — это электронное устройство, которое управляет частотой вращения двигателя путем изменения частоты источника питания. Снижая частоту вращения двигателя, VSD может значительно экономить энергию.

Существует множество возможных применений VSD для повышения энергоэффективности насосов. Например, VSD можно использовать для регулирования расхода воды в трубопроводе или ирригационной системе. За счет снижения расхода требуется меньше энергии для прокачки воды через систему. В качестве альтернативы, VSD можно использовать для регулировки скорости насоса, который используется для циркуляции воды в системе охлаждения.

Энергоэффективность является приоритетом для многих компаний, и одним из способов повышения энергоэффективности является параллельная установка насосов. Одновременное использование насосов позволяет увеличить расход жидкости при меньшем потреблении энергии, что может привести к значительной экономии средств. Насосы работают параллельно, разделяя поток жидкости между двумя или более насосами. В результате каждый насос может работать с меньшим расходом, что потребляет меньше энергии, при таком использовании снижается риск возникновения кавитации, поскольку снижается вероятность протекания насоса.

Трубопроводы часто упускаются из виду при оптимизации энергоэффективности насосов, но они могут оказать значительное влияние. Нужно придерживаться следующих советов по оптимизации трубопроводов и повышению энергоэффективности:

- Использовать трубы соответствующего размера. Слишком маленький шланг приведет к чрезмерному трению и падению давления, в то время как слишком большой шланг приведет к потере энергии.

- Использовать ответвления с большим радиусом вместо ответвлений с коротким радиусом. Ответвления с большим радиусом имеют меньшие потери на трение, чем ответвления с малым радиусом.

- Использовать клапаны с умом. Клапаны можно использовать для регулирования расхода и давления, но они также могут привести к значительным потерям на трение.

Существует множество факторов, влияющих на эффективность двигателя. Наиболее важным фактором является конструкция самого двигателя. Наиболее эффективными являются двигатели, разработанные специально для применения, в котором они используются. Например, двигатель насоса должен быть специально разработан для использования с насосами. Другими важными факторами являются производственный процесс, используемые материалы и методы сборки.

В дополнение к конструкции двигателя, способ его использования также влияет на его эффективность. Например, двигатель, который часто запускается и останавливается, имеет более низкий КПД, чем двигатель, который работает непрерывно. Аналогично, двигатель, работающий при максимальной нагрузке или вблизи нее, менее эффективен, чем двигатель, работающий при частичной нагрузке большую часть времени.

Установив систему управления, операторы могут легче управлять энергопотреблением насосов и обеспечивать их максимально эффективную работу. При выборе системы управления насосом необходимо учитывать несколько факторов.

Первое, на что следует обратить внимание при выборе системы управления, — это решить, какой тип системы является оптимальным. Существует два основных типа систем управления: вкл/выкл и переменная скорость. Регулятор включения/выключения включает или выключает насос в соответствии с заданной программой или в ответ на показания датчика. Системы регулирования скорости могут использоваться для регулировки скорости насоса по мере необходимости.

Износ насоса происходит, когда изнашиваются внутренние части насоса, что может привести к снижению эффективности насоса. Техническое обслуживание, с другой стороны, может помочь сохранить насос максимально эффективным, сохраняя внутренние части чистыми и свободными от мусора. Чтобы избежать проблем, важно регулярно проверять и обслуживать насосы, это включает в себя такие меры, как проверка на наличие утечек, очистка внутренних элементов насоса и замена изношенных деталей.

Повышение энергоэффективности дозирочных насосов является актуальной задачей, которая требует комплексного подхода. Оптимизация процесса, использование современных материалов и технологий, а также внедрение систем автоматизации и управления — все это вместе способствует эффективной работе насосов и сокращению энергозатрат. Дальнейшие исследования в этой области и внедрение инновационных решений позволят достичь более высокой энергоэффективности и устойчивого развития технологических процессов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Богданович П.Ф. Основы энергосбережения: учебное пособие / П.Ф. Богданович, Д.А., Григорьев, В.К. Пестис. - Гродно: ГГАУ, 2007. - 174 с.
2. Воронин С.М. Энергосбережение: учебное пособие / С.М. Воронин, А.Э. Калинин. - Волгоград, 2008. - 257 с.
3. Климова Г.И. Энергосбережение на промышленных предприятиях: учебное пособие / Г.И. Климова. - Томск: Изд-во ТПУ, 2008. - 181с.
4. Николенко И.В., Рыжаков А.Н. Нелинейная модель оптимизации параметров силовых агрегатов насосной станции подкачки системы водоснабжения // Известия высших учебных заведений. Строительство. 2019. № 4 (724). С. 47-63.
5. Фисенко В.Н. Энергетическая эффективность насосов в системах водоснабжения и водоотведения // Водоснабжение и санитарная техника. 2018. № 6. С. 52–63.
6. Фисенко В.Н. Жизненный цикл погружных центробежных насосов водозаборных скважинах // Водоснабжение и санитарная техника. 2017. № 7. С. 54–63

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

**ВЛИЯНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ
РВС С КОРРОЗИОННЫМИ ДЕФЕКТАМИ НА ОСТАТОЧНЫЙ РЕСУРС***Д.В. Семькина, М.В. Петровская**СамГТУ, Самара, Россия, 190656@bk.ru*

Коррозионные повреждения металлических конструкций резервуаров являются неизбежным процессом, требующим ремонта. Поэтому необходимо детально анализировать данные о дефектах на резервуарах, полученные при диагностировании конструкции. В данной статье выполнен расчет напряженно-деформированного состояния листа стенки резервуара в зоне коррозионного дефекта методом конечных элементов (МКЭ). Проведен анализ зависимости значений напряжений в области дефекта от формы коррозионного разрушения. Полученные напряжения учитываются при определении скорости коррозии и расчета остаточного ресурса резервуара.

Ключевые слова: резервуар, скорость коррозии, напряжение, дефекты, ресурс.

Современные нефти характеризуются высоким содержанием серы, хлоридов, карбонатов и механических примесей. Добыча нефти часто осуществляется методом поддержания пластового давления с закачкой воды, что может приводить к заражению скважин коррозионно-активными микроорганизмами. Особенно вызывают опасения коррозионные процессы, происходящие в нижних зонах резервуаров для хранения нефтепродуктов. Нефти с высоким содержанием серы представляют собой весьма агрессивную среду, способствующую внутреннему разрушению резервуаров.

Согласно НТД, для ремонта коррозионных дефектов проводится полная или частичная замена поврежденных элементов. Однако использование сварки для этих целей вызывает опасения из-за остаточных внутренних напряжений и увеличения риска хрупкого разрушения металла.

Умение моделировать процессы коррозии имеет важное значение как на стадии проектирования конструкции, так и на протяжении всего ее жизненного цикла. Механизмы коррозии приводят к уменьшению толщины материала, изменению его механических свойств и к снижению прочностной способности [1]. В литературе предложено множество моделей прогнозирования коррозии, включая математические модели, основанные на механистических принципах, и статистические модели, основанные на фактических данных о коррозии [2-3]. Тем не менее, несмотря на постоянно улучшающиеся методы моделирования, продолжают существовать сложные задачи, такие как реализация односторонней локализованной коррозии с помощью оболочных элементов, неровная поверхность корродированной области и трещины, связанные с крошечными углублениями.

Структурные разрушения обычно связаны с нелинейностями свойств материалов и геометрии. Первое связано с текучестью или пластической деформацией, в то время как второе обусловлено деформациями в зонах потери металла и прогибами. Чтобы учесть такие особенности, была выполнена оценка

прочности PBC-5000 в ANSYS 19.1. Конечно-элементная модель создана с использованием 4-узлового элемента SHELL181. Полученные значения напряжения и прогиба анализируются, чтобы понять, как структура реагирует на различные параметры.

Согласно РД [4] методы ремонта объединенных дефектов потери металла конструкций резервуаров выполняется заменой участка при суммарной площади дефектов не более 30% от площади листа, и заменой листа при суммарной площади дефектов более 30% (при глубине свыше 0,3 от толщины листа). Для изучения зависимости НДС резервуара от формы и расположения дефектной зоны были рассмотрены 2 случая группировки дефектов во втором поясе PBC: в форме прямоугольников, вытянутых по горизонтали и вертикали. Результаты расчетов при глубине коррозии 45% от толщины стенки представлены на рисунке 1.

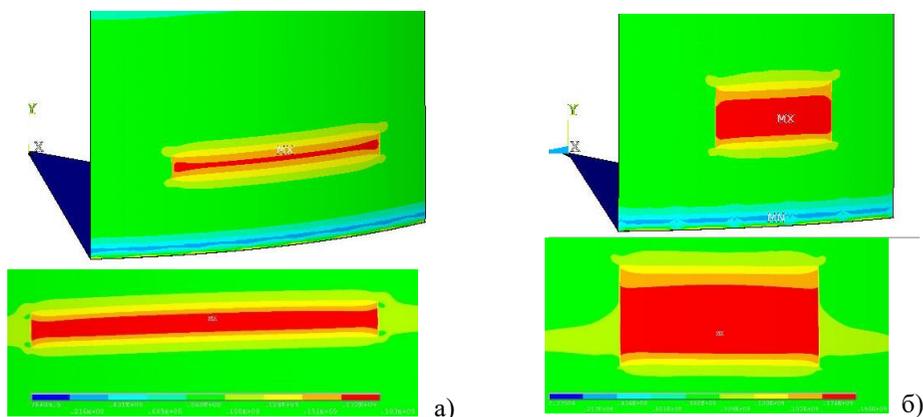


Рисунок 1 - Поле напряжений в области дефекта а) вытянутого по горизонтали и б) по высоте пояса при глубине дефекта 0,45 толщины.
Верхние рисунки – вид снаружи, нижние – изнутри.

Таблица 1

Доля потери металла, %	0	15	25	35	45	55
Макс. напряжение, МПа	106	126	142	164	193	235

В расчетах площадь дефектных участков чуть больше 30% от площади листа. Расчёты выполнены при разных значениях глубины коррозии, зависимость напряжений от доли потери металла показана в таблице 1. Анализ показывает, что форма и расположение дефектного участка слабо сказывается на величине максимальных напряжений. Это свидетельствует о том, что при заданных условиях эксплуатации конструкции способны сохранять свою целостность и выдерживать нагрузки без риска повреждений. Однако стоит отметить, что даже в тех случаях, когда максимальные напряжения находятся в пределах допустимых значений, возможно генерирование локальных концентраций напряжений вблизи дефектов, что может вызывать развитие трещин со временем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пайк Дж. К. и др. Усовершенствованный метод разработки эмпирической модели для прогнозирования коррозионных потерь в зависимости от времени // Corrosion Science. — 2012. — Т. 63. — С. 51-58.

2. Paik J. K. et al. Advanced method for the development of an empirical model to predict time-dependent corrosion wastage //Corrosion Science. – 2012. – Т. 63. – С. 51-58.
3. Silva J. E., Garbatov Y., Soares C. G. Reliability assessment of a steel plate subjected to distributed and localized corrosion wastage //Engineering Structures. – 2014. – Т. 59. – С. 13-20.
4. РД-23.020.00-КТН-0283-20 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Резервуары стальные вертикальные для хранения нефти и нефтепродуктов объемом от 1 000 до 50 000 м³. Правила ремонта и реконструкции. 2020. – 198 с.

УДК 629.4.016.3

АНАЛИЗ ПРИЧИН И ФАКТОРОВ СНИЖЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

А.Л. Гикошвили

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: mail_of_sanya@bk.ru

Магистральные насосные агрегаты представляют собой достаточно сложную техническую систему, служащую для преобразования энергии с целью формирования гидравлического потенциала перекачки нефти и нефтепродуктов по трубопроводу в пределах ограниченного транспортного плеча при заданных режимах транспортировки. Как следствие, на эффективность их эксплуатации может оказывать влияние широкий спектр факторов, область влияния которых может охватывать как весь агрегат в целом, так и его отдельные структурные элементы, сборные единицы или вовсе – отдельные материалы и детали. В этой связи, для поиска потенциала повышения эффективности эксплуатации магистральных насосных агрегатов, практический и исследовательский интерес представляет изучение основных причин и факторов её снижения, что и рассматривается в рамках данной статьи.

Ключевые слова: вибрация, вязкость, магистральный насосный агрегат, режим, ремонт, эксплуатация, энергия, эффективность.

В практике эксплуатации магистральных насосных агрегатов (МНА), в качестве критерия эффективности, наиболее широкое распространение получил такой параметр как коэффициент полезного действия (КПД) агрегата, характеризующий отношение объема полезно задействованной энергии к объему энергии, затраченной на работу МНА. Обобщение результатов исследований причин снижения КПД, приведенных в литературных источниках, позволяет выделить следующие ключевые причины и факторы снижения эффективности эксплуатации МНА [1-6]:

- отклонение или неправильный выбор геометрических характеристик рабочих органов, неточность их изготовления;

- износ рабочих органов и иных частей оборудования;
- повышенная вибрационная нагрузка;
- изменение или неблагоприятное сочетание свойств перекачиваемой продукции;
- недостаточный подпор;
- работа насоса в нестационарных режимах (пуск, остановка, обкатка).

Известно, что механический КПД работы насоса во всем диапазоне рабочих режимов зависит от геометрических характеристик рабочих органов насоса, а именно – колес и проточной части. Чаще всего, изготовление этих частей, ввиду сложности их геометрической конфигурации, осуществляется методами литья, которые, даже при использовании самых современных технологических решений, не всегда обеспечивают достижения высокой точности и стабильного качества изготовления. Наиболее значимый вклад оказывают дефекты, связанные со сверхнормативным отклонением от заданных геометрических размеров, что обусловлено усадкой металла при остывании, нарушением гидродинамики течения расплавленного металла, неметаллическими включениями, пористостью, кавернозностью металла и т.д. Принято считать, что в условиях промышленного производства, отклонения размеров рабочих органов насоса незначительны, в связи с чем, их можно рассматривать как полностью идентичные, однако, как показывают результаты исследований, приведенные в работе [6], даже в пределах не очень большой выборки, составляющей 63 насоса, относительные отклонения толщин лопастей рабочих колес могут достигать 7,5%, а их КПД – до 6,4%.

В работе [3] отмечается, что достаточно значительный вклад в работу МНА могут вносить геометрические погрешности и дефекты уплотнений рабочих колес. Здесь, основной вклад в снижение КПД насоса вносит сверхнормативное увеличение зазоров целевых уплотнений, обусловленное их деформацией при монтаже, неточностью изготовления или износом, так как данный узел относится к категории быстроизнашиваемых. При этом, выявление сверхнормативных зазоров в условиях эксплуатации МНА прямыми методами не представляется возможным, а косвенные методы, основанные на измерении фактического КПД насоса, не являются селективными. Важно отметить, что проблематика сверхнормативных зазоров в торцевых уплотнениях не ограничивается лишь увеличением потерь перекачиваемого продукта, в некоторых случаях этого вовсе может не происходить. Она также состоит в том, что на высоких оборотах, во всасывающей полости насоса при чрезмерно больших зазорах, может развиваться режим суперкавитации, которая способствует как снижению механического КПД насоса, так и сокращению его межремонтного ресурса за счет повышения вибрационной нагрузки.

Вибрация сама по себе является отдельным фактором снижения КПД работы насоса. Природа возникновения вибраций лежит в динамическом характере работы агрегата, а их причины разнообразны: начиная от дисбаланса ротора, заканчивая износом подшипниковых опор и режимом течения жидкости. Прямое влияние вибраций на КПД насоса состоит в развитии явления передачи упругих колебаний через элементы насоса на жидкость, движущуюся в протоках рабочего колеса, что способствует росту локальных гидравлических потерь. Имеет место и опосредованное влияние, заключающееся в том, что вибрации способствуют интенсификации износа торцевых уплотнений, подшипниковых опор и других элементов МНА, что, в свою очередь, сокращает его межремонтный ресурс, как

следствие – время эффективной работы. В то же время, происходит рост затрат, связанных с его ремонтом и техническим обслуживанием [1-4].

Свойства транспортируемой среды также оказывают многофакторное влияние на КПД МНА. Наиболее выраженное прямое влияние на КПД насоса оказывают такие показатели как вязкость и газосодержание транспортируемой жидкости. Вязкость жидкости, как известно, оказывает непосредственное влияние на величину гидравлических потерь, влияние же газосодержания на КПД МНА изучено недостаточно хорошо. Некоторыми исследователями выдвигается гипотеза об образовании «газовых каверн» в протоках рабочих колес насоса, при динамическом воздействии на газожидкостную смесь. Такие каверны способствуют нарушению кинематики и сплошности потока, как следствие – увеличению местных гидравлических потерь в рабочих частях насоса [1-3, 5].

Механизм влияния недостаточного подпора на КПД МНА состоит в том, что недостаточное давление на входе в насос способствует работе его в режиме развитой кавитации, которая, как было отмечено ранее, является значимым источником энергетических потерь. Последнюю группу причин снижения эффективности эксплуатации МНА составляют режимы работы насоса, отличные от номинального стационарного режима. К таким режимам, помимо кавитационного, относятся режимы пуска, остановки агрегата, режимы, характерные для периодов обкатки, а также иные нестационарные режимы работы насоса, например, при сверхнормативной вибрационной нагрузке. Сущность негативного влияния таких режимов, в наибольшей степени, состоит в отклонении реальных режимов работы насоса от оптимальных, как следствие – выходе реальных рабочих характеристик за диапазон высоких значений КПД [6].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Юшин Е. С. Насосное оборудование системы трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов: конструкция, эксплуатация и расчет: учебное пособие. – Москва, Вологда: Инфра-Инженерия, 2022. – 212 с.
2. Бархатов А. Ф. Разработка методов энергоэффективной эксплуатации магистральных нефтепроводов на основе оптимизации технологических режимов. Дис. канд. тех. наук. – Москва, 2017. – 160 с.
3. Коршак А. А. Нефтеперекачивающие станции. – Ростов н/Д: ООО «Феникс», 2015. – 269 с.
4. Нечваль А. М. Проектирование и эксплуатация газонепфтепроводов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. – 168 с.
5. Лурье М. В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: учеб. пособие. – Москва: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. – 335 с.
6. Кумар Б. К., Ботаханов Е. К. Эксплуатация насосных и компрессорных станций: учебное пособие. – Алматы: КазНИТУ имени К. И. Сатпаева, 2015. – 392 с.

**ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ***А.Л. Гикошвили**Самарский государственный технический университет**г. Самара, Россия**e-mail: mail_of_sanya@bk.ru*

В настоящее время, трубопроводный транспорт нефти принимает на себя подавляющий объем транспорта нефти и нефтепродуктов, в связи с чем, вопросы, связанные с эффективностью реализации такого транспорта играют немаловажную роль в нефтяной отрасли нашей страны. Основным элементом, обеспечивающим функционирование трубопроводного транспорта жидких углеводородов, выступают магистральные насосные агрегаты. Данные машины обеспечивают формирование движущей силы, давления и скорости перекачки транспортируемой жидкости по трубопроводу, за счет преобразования механической энергии в гидравлическую. Последнее определяет доминирующий вклад эффективности работы магистральных насосных агрегатов на эффективность трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов в целом. В связи с актуальностью вопросов эффективности работы магистральных насосных агрегатов, в настоящей публикации выполнен обзор подходов к оценке эффективности работы магистральных насосных агрегатов и выбору оптимальных параметров их эксплуатации.

Ключевые слова: коэффициент полезного действия, магистральный насосный агрегат, нефть, трубопроводный транспорт, энергия, эффективность.

Высокая востребованность трубопроводного транспорта для транспортировки нефти и нефтепродуктов удаленным потребителям обусловлена его высокими технико-экономическими характеристиками, способствующими достижению минимальных удельных затрат на перекачку продукта, приведенных к транспортному плечу. Однако, реализация такого транспорта требует построения целой системы, включающей в себя широкий спектр технико-технологического оснащения, основу которого составляют магистральные насосные агрегаты (МНА). По различным оценкам [1-3], на них приходится до 90,0% всех энергозатрат, связанных с обеспечением трубопроводного транспорта нефти и до 53,0% от эксплуатационных затрат.

Высокий вклад МНА в удельные затраты ресурсов на трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов определяет актуальность вопросов, связанных с обеспечением эффективности их работы. Однако, достаточно высокая конструктивная и организационная сложность их эксплуатации, накладывают определенные трудности на выработку единых критериев для оценки эффективности. С использованием таких критериев могут быть определены некоторые диапазоны режимных параметров, условий эксплуатации, обслуживания и т.д., способствующие достижению минимальных затрат ресурсов при выполнении максимального объема работы по транспорту нефтепродуктов. Для данных нужд в

работе [4], в качестве критерия эффективности работы МНА предлагается использование показателя относительной мощности W , определяемого в соответствии со следующим выражением:

$$W = \frac{N_{дв.п}}{\sum_{j=1}^{jmax} \frac{Q_j (p_{2j} - p_{1j}) \Delta \tau_j}{3600 \cdot \eta_{двj} \cdot \eta_j}}, \text{ д. ед.}, \quad (1)$$

где $N_{дв.п}$ – паспортная мощность МНА, определяемая в соответствии с графиком рабочих характеристик или аналитической зависимостью, кВт;

j – порядковый номер фиксированного режима работы МНА;

$jmax$ – общее количество режимов работы МНА, объем выборки исследуемых режимов работы МНА;

Q_j – фактический расход жидкости на j режиме работы насоса, м³/ч;

$\Delta \tau_j$ – фактическое время работы насоса на j режиме, ч;

p_{2j}, p_{1j} – фактическое давление на выходе и входе насоса, МПа;

$\eta_{двj}, \eta_j$ – паспортные значения КПД двигателя и насоса МНА, определяемые в соответствии с графиком рабочих характеристик или аналитически, при заданном режиме работы.

Сущность данного показателя состоит в оперативном выявлении отклонения КПД МНА от паспортных характеристик без необходимости проведения отдельных испытаний насоса и двигателя соответственно, а также определения оптимальных режимов работы МНА с учетом действительных свойств перекачиваемой среды. В первом случае, при помощи программных алгоритмов в сочетании с данными системы автоматического контроля параметров перекачки (если она реализована на перекачивающей станции), может производиться контроль эффективности работы МНА как в дискретном, так и непрерывном режиме. Это, в свою очередь, расширяет возможности оперативного мониторинга технического состояния МНА, не требующего проведения дополнительных диагностических операций или испытаний. Во втором же случае, указанный показатель позволяет выявить сочетания режимов перекачки, при которых действительная мощность насоса будет наиболее близка к паспортной, что, например, может быть использовано для автоматического регулирования работы насоса в условиях изменчивости свойств транспортируемой продукции без необходимости выполнения сложных пересчетов, вычислений и дополнительного контроля физических свойств продукта.

Некоторые авторы, за критерий оценки эффективности МНА работы предлагают использовать параметр, характеризующий удельную энергоёмкость процесса перекачки продукта, определяемый как [5-7]:

$$E_{уд} = \frac{N}{\rho \cdot Q}, \text{ кВт/т}\cdot\text{ч}, \quad (2)$$

где N – фактическая потребляемая мощность МНА, кВт;

ρ – фактическая плотность перекачиваемого продукта, т/м³;

Q – фактический расход жидкости, м³/ч.

В отличие от предыдущего критерия, целевая функция оптимизации процесса работы МНА для которого имеет вид $W \rightarrow 1$, для приведенного критерия целевая функция будет вид $E_{уд} \rightarrow \min$. Таким образом, выбор режимов работы МНА должен исходить из условия достижения минимальной энергоёмкости процесса перекачки. Еще одним направлением использования указанного критерия является выбор оптимального варианта технической реализации работы МНА, при котором будет

достигается выполнение целевой функции. Однако, он охватывает лишь энергетическую статью эксплуатационных затрат и не учитывает величину капитальных затрат, которые играют не менее важную роль при выборе того или иного технико-технологического решения при организации процесса трубопроводного транспорта.

Схожий подход к оценке эффективности работы МНА предлагается в работе [8]. Здесь, за оценку эффективности работы МНА авторами предлагается применение не критерия удельной энергии, затрачиваемой на перекачку, отдельных агрегатов, а критерия, учитывающего удельную энергию и использование МНА при перекачке, приходящиеся на всю перекачивающую станцию или отдельный машинный цех:

$$E_{уд} = \frac{1}{\rho \cdot Q} \cdot \left(N_{п} + \sum_{j=1}^{j=max} \sum_{i=1}^m \varphi_{ij} \cdot N_{ij} \right), \text{ кВт/т}\cdot\text{ч}, \quad (3)$$

где Q – фактическая производительность насосной станции, машинного цеха, м³/ч;

$N_{п}$ – суммарная мощность, потребляемая подпорными насосами, кВт;

m – количество МНА, ед.;

φ_{ij} – ключ работы i насоса на j режиме перекачки (1 – в работе, 2 – в резерве);

N_{ij} – фактическая мощность i насоса на j режиме перекачки, кВт.

В отличие от предыдущего критерия, приведенный критерий позволяет оценивать эффективность работы МНА в целом по станции или отдельному участку, что позволяет в сравнении выделять участки и объекты с низкими показателями эффективности эксплуатации насосного оборудования и вырабатывать системные решения по повышению эффективности транспортировки нефти, например, в пределах участка магистрального трубопровода или отдельно взятой крупной нефтеперекачивающей станции.

В [9], для оценки эффективности работы МНА предлагается использование показателя относительного КПД работы агрегата, определяемого как:

$$\bar{\eta}_{\text{МНА}} = \frac{\eta_{\text{МНА.тек}}}{\eta_{\text{МНА.мах}}}, \quad (3)$$

где $\eta_{\text{МНА.тек}}$ – текущее значение КПД МНА;

$\eta_{\text{МНА.мах}}$ – максимальное значение КПД МНА за период эксплуатации агрегата.

Сущность данного критерия состоит в оценке эффективности работы МНА при текущих условиях в сравнении с наибольшей эффективностью, достигнутой за весь период эксплуатации. Как и первый из перечисленных, приведенный критерий может быть использован для оценки динамики изменения технического состояния МНА или соответствия текущих режимов работы агрегата оптимальным.

По итогам проведенного анализа известных подходов к оценке эффективности эксплуатации МНА, в качестве перспективного направления развития критериев оценивания работы агрегатов можно выделить использование не только технических, но и экономических показателей, например, учитывающих затраты, связанные с капитальными вложениями, амортизацией оборудования, а также особенности формирования эксплуатационных затрат в зависимости от технического исполнения МНА, например – в зависимости от удельной стоимости энергоресурсов, затрачиваемых на работу привода (для сравнения различных типов приводов).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Синяк Ю. В., Колпаков А. Ю. Анализ динамики и структуры затрат в нефтегазовом комплексе России в период 2000-2011 гг. И прогноз до 2020 г // Проблемы прогнозирования. – 2014. – № 5 (146). – С. 15-38.
2. Байрамова Б. Инфраструктура и технологии транспортировки нефти и газа по всему миру / Б. Байрамова, Х. Аннанов, С. Ханмяммедова, А. Велмырадова // Всемирный ученый. – 2024. – № 19. – С. 55-62.
3. Туренко Б. Г., Хамнаев В. А. Методические аспекты сравнения использования эффективных систем транспортировки нефти, газа, нефтегазопродуктов // АНИ: экономика и управление. – 2020. – № 3 (32). – С. 389-393.
4. Бархатов А. Ф. Разработка методов энергоэффективной эксплуатации магистральных нефтепроводов на основе оптимизации технологических режимов. Дис. канд. тех. наук. – Москва, 2017. – 160 с.
5. Коршак А. А. Нефтеперекачивающие станции. – Ростов н/Д: ООО «Феникс», 2015. – 269 с.
6. Нечваль А. М. Проектирование и эксплуатация газонепфтепроводов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. – 168 с.
7. Вайншток С. М. Трубопроводный транспорт нефти. Том 2 / С. М. Вайншток, В. В. Новоселов, А. Д. Прохоров, А. М. Шаммазов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 621 с.
8. Лурье М. В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: учеб. пособие. – Москва: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. – 335 с.
9. Ревель-Муроз П. А. РД-23.080.00-КТН-157-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика расчета эффективности работы магистрального нефтепровода и магистральных насосных агрегатов. – Москва: ПАО «Транснефть», 2016. – 202 с.

УДК 658.588.2

**РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА
ВОССТАНОВЛЕНИЕ МОЩНОСТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ГТУ ГТК-10-4**

Е.А. Ревунов

ООО «Газпром трансгаз Самара», г. Самара

e-mail: egor.revunov@gmail.com

Аннотация. В данной работе рассмотрена проблема снижения мощностных параметров работы ГТУ ГТК-10-4 после проведения ремонтных работ. По результатам работы выявлены причины снижения технического состояния агрегатов и предложены мероприятия для восстановления мощностных параметров.

Ключевые слова: газоперекачивающий агрегат, газотурбинная установка, направляющий аппарат, ГТК-10-4.

На сегодняшний день в ООО «Газпром трансгаз Самара» существует проблема ухудшения технического состояния газоперекачивающего агрегата (ГПА) ГТК-10-4 после проведения ремонтных работ. Анализ статистических материалов по параметрическим обследованиям ГПА после проведения средних и капитальных ремонтов показал, что за последние 5 лет часть агрегатов выходили из ремонтов со снижением мощности относительно до ремонтного значения.

Целью работы является разработка мероприятий, направленных на повышение мощностных параметров газотурбинной установки (ГТУ) ГТК-10-4 в процессе ремонтных работ.

Результаты анализа дроссельных характеристик показывают, что ухудшение технического состояния ГТУ ГТК-10-4 после проведения ремонтов, связано с увеличением значения температуры перед турбиной высокого давления (ТВД) и за турбиной низкого давления (ТНД) относительно доремонтного значения. Рост температуры перед ТВД, после проведения ремонта, влияет на ограничение частоты вращения двигателя, не позволяя достичь ее номинального значения, соответственно, развиваемая мощность ограничивается.

В данной работе подробно рассмотрена одна из возможных проблем, влияющая на рост температуры продуктов сгорания в турбине – изменения проходного сечения направляющих аппаратов турбины ТВД и ТНД.

Направляющий аппарат служит для преобразования потенциальной энергии газа в кинетическую и для подвода газа к рабочим лопаткам под заданным углом. Изменение площади сечения направляющих аппаратов и лопаточного угла ведет к изменению КПД турбины и к потерям энергии, что влияет на корректную работу турбин и изменяет температуру продуктов сгорания.

Для выполнения замеров площади сечения направляющего аппарата была разработана методика и специальная оснастка, предназначенная для измерения отклонений размеров каждого сегмента направляющего аппарата от нормативных значений.

В рамках апробации разработанных приспособлений был выбран ГПА с коэффициентом технического состояния ниже удовлетворительного предела, согласно положению, об оценке качества ремонта в редакции 2022, после выполнения ремонтных работ.

Для выяснения причин ухудшения параметров был назначен повторный разбор агрегата. С помощью разработанных приспособлений были проведены замеры сечения направляющих аппаратов ТВД и ТНД. Результаты измерения показали существенные отклонения размеров направляющих аппаратов от нормативных значений. 70% лопаток ТНД и 54% лопаток ТВД превышают допустимое отклонение. На рисунке 1 изображено распределение отклонение высоты лопаток, зеленым показан допустимый диапазон высоты пера лопатки.



Рисунок 1 – Распределение отклонений высоты лопаток

Существенная часть лопаток ТНД находится выше допустимого предела тем самым увеличивают сечение направляющего аппарата, а с лопатками ТВД ситуация обратная они находятся ниже допустимого предела тем самым происходит заужение сечения. Из этого можно сделать вывод, что ТНД не получает достаточно рабочего тела, а из-за увеличения проходного сечения не удаётся обеспечить достаточную скорость необходимую для вращения нагнетателя. В это же время рабочее тело, которое по естественным причинам не может пройти через направляющий аппарат ТВД направляется в зазоры, теряется энергия необходимая для вращения компрессора. Автоматика ГПА пытается компенсировать потери энергии в направляющих аппаратах турбины увеличивая расход газа в результате чего мы видим рост температуры газов перед ТВД и за ТНД, что ведет к ограничению частоты вращения турбины по температуре тем самым происходит потеря мощности.

По результатам работы была выявлена причина снижения мощности на агрегатах типа ГТК-10-4 эксплуатируемых в ООО «Газпром трансгаз Самара». Разработанное мероприятие позволяющие специалистам ремонтных организаций влиять на величину потерь энергии в турбине, тем самым повышать значения мощности после ремонта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Регламент диагностического обслуживания газоперекачивающих агрегатов ОАО «Газпром». 2-я ред. М., 2004. 68 с.
2. М-01-554-2014 Методика по проведению параметрической диагностики приводов газоперекачивающих агрегатов, эксплуатирующихся в ООО «Газпром трансгаз Самара», 2014. 29 с.
3. Зарицкий С.П. Диагностика газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом. – М.: Недра, 1987. – 198 с.

АКТУАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ И СПОСОБЫ СОКРАЩЕНИЯ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКАХ*Д.А. Романов, Д.А. Мельникова**Самарский государственный технический университет**г. Самара, Россия**e-mail: ordao006re@mail.ru*

Нефть и получаемые из неё нефтепродукты в большинстве своем представляют собой многофракционную смесь, характеризующуюся присутствием фракций различной степени «летучести». Указанная особенность определяет то, что при длительном хранении в резервуарных парках, могут возникать необратимые потери как массы самого нефтепродукта, так и изменения их фракционного состава, вследствие «выдыхания» более летучих компонентов. В настоящее время вопросы минимизации подобных потерь не теряют свою актуальность в практике организации длительного хранения нефти и нефтепродуктов в резервуарных парках вследствие появления все новых подходов к решению указанной задачи. Настоящая статья посвящена сравнительному анализу актуальных технико-технологических решений в области сокращения потерь нефти и нефтепродуктов при организации их хранения в резервуарных парках.

Ключевые слова: испарение, нефтепродукты, потери, резервуарный парк, хранение.

Проблема возникновения потерь, обусловленных испарением, при длительном хранении нефтепродуктов была актуальна с самого зарождения нефтеперерабатывающей отрасли. Однако, разработка промышленных и системных решений в области сокращения подобных потерь началась лишь во второй половине 20 века. На текущий момент сформировались три основных направления разработок и научных исследований в данной области, среди которых [1]:

- минимизация площади испарения;
- минимизация потенциала (движущей силы) испарения;
- улавливание паров.

Сущность методов, направленных на минимизацию площади испарения, состоит в уменьшении площади контакта углеводородной жидкости с атмосферным воздухом. Применительно к резервуарным паркам, решение данной задачи сводится к использованию резервуаров с «плавающей крышей», резервуаров переменной емкости или различного рода плавающих разделительных слоев, например, слоя плавающих микросфер, пленок и т.д. Методы уменьшения потенциала испарения направлены на управление основными факторами испарения: температурой и давлением. Среди данной группы методов находят свое применение такие подходы как повышение давления в резервуарной емкости или снижение температуры хранения, отдельным направлением является стабилизация температуры и давления

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

хранения нефтепродуктов. Третьим направлением разработок является улавливание летучих соединений их конденсация и возврат в оборот с использованием методов адсорбции, мембранного разделения или газоуравнительных систем [1-4].

Далее, выполним сравнительный анализ технико-технологических средств, используемых для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов при организации длительного хранения в резервуарах [1-4], результаты которого сводим в таблицу 1.

Таблица 1

Сравнительный анализ актуальных технико-технологических решений в области сокращения потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах

Метод	Технико-технологическая реализация	Особенности	Достоинства	Недостатки
Минимизация площади испарения	Резервуар с плавающей крышей, понтоном	Герметизация резервуара посредством плавающей крышки, имеющей степень свободы в вертикальном направлении	Высокая эффективность сокращения потерь, относительно простая реализация	Высокая стоимость реализации, эффективность зависит от интенсивности оборота хранимых продуктов (повышается по мере увеличения оборачиваемости)
	Использование дисков-отражателей в составе дыхательных клапанов	Переориентация струи входящего при сбросе избыточного давления воздуха в горизонтальное направление, что препятствует перемешиванию паровоздушной смеси	Низкая стоимость, простота реализации	Малая эффективность
	Хранение под плавающим слоем микросфер	Сокращение эффективности поверхности парообразования за счет формирования физического барьера	Простота реализации, высокая эффективность	Ограниченная область применения, загрязнение нефтепродуктов
	Хранение под слоем инертного газа			

Минимизация потенциала испарения	Хранение под избыточным давлением	Сокращение интенсивности испарения за смещения точки фазового перехода	Достаточно высокая эффективность сокращения потерь	Требуется применение резервуаров специальной формы, высокая стоимость реализации
	Использование отражающих лакокрасочных покрытий	Снижение температуры хранения за счет отражения солнечного света от поверхности резервуара	Простота и низкая стоимость реализации	Малая эффективность сокращения потерь, высокая зависимость эффективности от степени инсоляции района
	Водяное орошение	Снижение температуры хранения за счет испарения пленочной воды		Малое время действия, неэффективно в холодное время года
	Утепление резервуара	Снижение потерь вследствие уменьшения амплитуды колебания температур	Простота реализации	Средняя стоимость реализации, малая эффективность, которая зависит от климатической зоны эксплуатации
Улавливание паров	Использование газо-уравнительных систем	Снижение потерь за счет перекачки паровоздушной смеси из наполняемых резервуаров в опорожняемые	Простота, низкая стоимость реализации	Малая эффективность, которая зависит от интенсивности оборота хранимых продуктов
	Адсорбция паров	Выделение из паровоздушной смеси углеводородной фракции посредством физической адсорбции или разделения через мембрану под давлением	Высокая эффективность	Сложность технической реализации, высокая стоимость, необходимость использования расходных материалов и повышенного давления
	Мембранное разделение			

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Парпиева А. Ж., Махмудов Н. А., Тажиев Ж. А. Научный анализ потерь при разливе нефтепродуктов в резервуарах // *Universum: технические науки*. – 2024. – № 3 (120). – С. 42-45.
2. Серебренников В. С. Трубопровод нефти и нефтепродуктов: учебно-методическое пособие. – Омск: СибАДИ, 2018. – 151 с.
3. Баннов П. Г. Процессы переработки нефти. Часть 3. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2003. – 504 с.

4. Борщев В. Я., Промтов М. А. Расчёт и проектирование объектов нефтегазовой отрасли: учебное пособие. – Тамбов: Тамбовский государственный технический университет (ТГТУ), 2020. – 96 с.

ПРИЧИНЫ ПОТЕРИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ИХ ХРАНЕНИИ В РЕЗЕРВУАРАХ

С.П. Наумов

ООО «Арктик СПГ»

Самара, Россия

e-mail: 163rev@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются причины потерь нефти и нефтепродуктов при их хранении в резервуарах, а также способы предупреждения и снижения потерь.

Ключевые слова: потери от «малых дыханий», испарение нефти, потери от «больших дыханий», резервуарный парк, резервуар с понтоном, резервуар со стационарной крышей, количественные потери нефти, хранение нефти и нефтепродуктов.

REASONS FOR LOSS OF OIL AND OIL PRODUCTS WHEN STORING THEM IN TANKS

S.P. Naumov

ООО «Arctic LNG»

Samara, Russia

e-mail: 163rev@mail.ru

Annotation. The article examines the causes of oil and oil product losses during their storage in tanks, as well as methods for preventing and reducing losses.

Key words: losses from "small breaths", oil evaporation, losses from "large breaths", tank farm, tank with pontoon, tank with fixed roof, quantitative oil losses, storage of oil and oil products.

Российские предприятия для хранения нефтепродуктов и нефти применяют железобетонные, металлические, льдогрунтовые резервуары, а также резервуары из инновационные синтетических материалов. При этом наибольшее распространение не только в Российской Федерации, но и за границей, получили стальные резервуары разных объемов и типов. Они могут быть, как без давления (с понтом и плавающей крышей), так и с давлением до 0,002 МПа (РВС со стационарной крышей) [1].

Предотвращение потерь нефти и продуктов ее переработки в процессе резервуарного хранения на нефтебазах является важнейшим направлением экономии топливно-энергетических ресурсов на специализированных

нефтеперерабатывающих субъектах, при транспортировке нефтепродуктов, при их хранении.

Рассматривая тему испарений нефти при хранении её в резервуарах Коршак А. А., в своём труде размышляя об это говорит о том, что «большие дыхания» возникают неизбежно при таких операциях как наполнение или опорожнение резервуара, а подсчёты специалистов в этой области показывают, что в атмосферу попадает свыше 100 тонн нефти и нефтепродуктов за год от «больших» и «малых» дыханий и это только с нефтебаз расположенных в Российской Федерации [2]. Им же отмечается, что в сравнении с «большими», «малые дыхания» сопоставимы в объёме испарения нефтепродуктов, так как воздействие солнечной радиации, суточных перепадов температуры воздуха и колебаний атмосферного давления происходит постоянно.

Плешаков А. В. утверждает в своей работе наибольший объем испарений нефти регистрируется в резервуарах, оборудованных стационарной крышкой, то есть без понтонов [3].

Мустафин Ф. М. с соавторами в своём труде утверждает, что для борьбы с испарениями нефтяного сырья от больших и малых дыханий ключевую роль играет использование в резервуарах понтонов, их широкое применение [4].

Плешаков А. В. рассуждая о способах снижения потерь нефтепродуктов от испарения в резервуарах и их эффективности в своих трудах заявляет, что потери в резервуарах составляют 74,6 %, остальные потери 25,4 % происходят на линейной части нефтепроводов. В 74,6 % потерь входят потери «больших дыханий», которые составляют 54 % от всех объёмов, потери от «малых дыханий», которые составляют 4,6 %. Остальные потери, следующие:

- с канализационными стоками 7,5 %;
- при зачистке 5,3 %;
- в насосных станциях 2,3 %;
- наименьшие от газового сифона 0,9 %.

По статистике видно, что наиболее существенные потери происходят при возникновении «больших дыханий», то есть в момент заполнения или опорожнения хранилища. Ещё один фактор, на который можно повлиять это потери от «малых дыханий».

Проанализировав суждения Плешакова А. В. о способах снижения потерь нефтепродуктов от испарения в резервуарах и их эффективности удалось составить наглядную схему-классификацию существующих и применяемых средств сокращения потерь углеводородов, которая представлена на рисунке 27 [3]. Большинство мер направлено на обеспечение герметичности резервуаров, улавливание паров. Также внимание уделяется контролю и изменению давления, температуры и солнечной радиации.



Рисунок 27. Существующие средства сокращения потерь углеводородов

Заключение

В данной статье были рассмотрены различные аспекты потерь нефти и нефтепродуктов при их хранении в резервуарах. Потери могут быть количественными и качественными, и их минимизация является важной задачей для всех владельцев резервуарных парков.

Основные причины потерь включают испарение, эксплуатационные и аварийные потери. Для снижения количественных потерь рекомендуется использовать резервуары с понтонами и стационарными крышами, которые уменьшают испарение на 70-80%. Также эффективно полное заполнение резервуаров и применение систем газовой обвязки и газоуравнительных систем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Петров О. Н., Сокольников А. Н., Агровиченко Д. В., Верещагин В. И. Сооружение и эксплуатация насосных и компрессорных станций: учеб, пособие. Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2018. 192 с.
2. Коршак А. А. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения / УГНТУ. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2001. 144 с.
3. Мустафин Ф. М. и др. Резервуары для нефти и нефтепродуктов: учеб. / УГНТУ. – СПб.: Недра. – (СТ: Сооружение объектов газонефтепроводов). Т. 1: Конструкции и оборудование. 2010. 480 с.
4. Плешаков А. В. О способах снижения потерь нефтепродуктов от испарения в резервуарах и их эффективности // Modern Science, № 11-4, 2019. С. 256-261.

**ПРИМЕНЕНИЕ БЕСКОНТАКТНЫХ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИКИ ПРИ
ОБСЛЕДОВАНИИ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

С.А. Соколов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: sokolovsokolov@yandex.ru

Традиционные методы диагностирования, применяемые при ревизии подземных трубопроводов, подразумевают вскрытие грунта и обследование контактными методами неразрушающего контроля. Места шурфования выбираются исходя из расчета нескольких точек замеров на 1 км.

При комплексном диагностировании подземных трубопроводов для определения мест шурфования предлагается применять бесконтактный метод диагностики, результаты которого подтверждаются при дополнительном дефектоскопическом контроле.

Ключевые слова: диагностика, нефтегазовая отрасль, подземный трубопровод, мониторинг, магнитометрия.

На данный момент эксплуатационный срок трубопроводного фонда нефтегазовой отрасли в большей степени превысил нормативный или приближается к нему. Также наличие в большинстве подземных магистральных и промысловых трубопроводов ценного продукта, ставит вопрос о контроле отсутствия его хищений. В связи с этим возрастает необходимость мониторинга технического состояния на предмет поиска несанкционированных врезок, а также с целью определения остаточного ресурса. Такого рода работы по обеспечению безопасной эксплуатации трубопроводов и предотвращению возможных инцидентов и аварий позволяют получить обоснованный экономический эффект и снизить эксплуатационные затраты.

Наиболее качественный и информационно ёмкий вид диагностирования - внутритрубная диагностика (ВТД), однако не на всех трубопроводах имеется техническая возможность для данного вида контроля. В случае отсутствия данной возможности проводится выборочное вскрытие участков трубопровода и осуществляют контроль в отдельных его точках.

Учитывая требования по эксплуатации промысловых трубопроводов, п.962 (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 г. № 534)) гласит, что «определение мест проведения неразрушающего контроля (не менее двух участков на 1 км; для ПТ протяженностью менее 500 м провести не менее двух шурфов на объект). Участки выбираются в наиболее опасных местах: оголениях, застойных зонах (тупиковых и временно не работающих участках), в местах, где изменяется направление потока (отводы, переходы, тройники, врезки), узлах запорной арматуры.», что не позволяет получить

до конца достоверную информацию о состоянии металла труб по всей длине трубопровода и прогнозировать его надежность в целом.

Поэтому предлагается использовать бесконтактные методы измерений являются альтернативным методом экспресс-диагностики, который помогает выявлять места критических нарушений изоляционного покрытия и нарушений металла трубопровода, проводить ранжирование по степени опасности состояний трубопровода и на основе более детальных обследований в шурфах проводить оценку технического состояния с последующим определением ресурса безопасной эксплуатации трубопроводов и срок безопасной эксплуатации трубопроводов. Данный метод не требует остановки или снижения объемов перекачки продукта, не зависят от диаметра трубопровода и от перекачиваемой среды.

Далее представлены результаты апробации наземной магниторазведочной аппаратуры для бесконтактной технической диагностики трубопроводов, в частности при использовании абсолютных квантовых магнитометров.

На одном из технологических межзаводских трубопроводов в Самарской области выполнялось комплексное техническое диагностирование с применением методов магнитометрии и контроля состояния изоляционного покрытия электрометрическим методом. Участки трубопровода, на которых прибором зарегистрированы аномалии, вскрывались и обследовались дополнительно. Дефектоскопический контроль в этих местах подтвердил дефекты сварных соединений, а также наличие посторонних предметов. Также обнаружены участки с повреждением изоляционного покрытия.

На трубопроводе общей протяженностью 104,4 км D 325 мм и D 377 мм определено 7 мест для проведения дополнительного дефектоскопического контроля (далее - ДДК) во всех были подтверждены дефекты трубопровода либо наличие напряженно-деформированного состояния металла, либо наличие посторонних металлических предметов на оси трубопровода.

На трубопроводе общей протяженностью 80,3 км D 273 мм определено 26 мест для проведения ДДК. Выборочно в шурфах было проведено 8 мест ДДК. Во всех были подтверждены дефекты трубопровода либо наличие напряженно-деформированного состояния металла, либо наличие посторонних металлических предметов на оси трубопровода.

Ниже приведены пример данных, которые были получены в результате диагностирования.



Рисунок 1 График градиента магнитного поля при ДДК №2

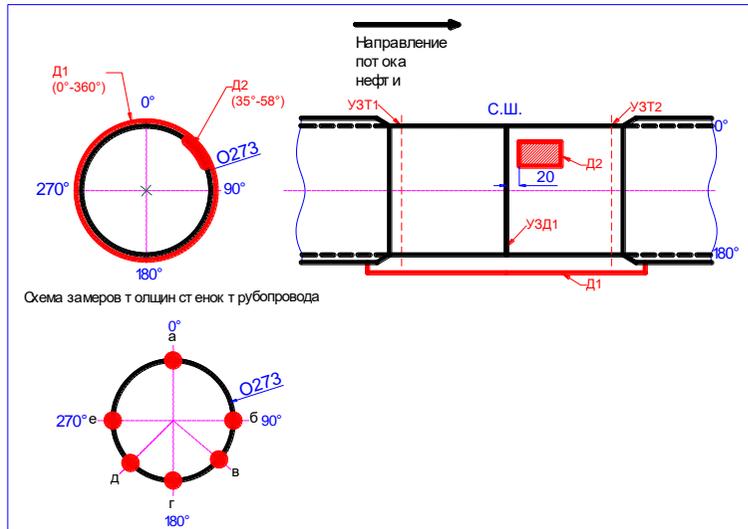


Рисунок 2 Схема расположения дефекта при ДДК №2



Рисунок 3 фото дефекта - повреждение и полное отслоение термоусадочной манжеты по всей площади сварного соединения

Д1 - повреждение и полное отслоение термоусадочной манжеты по всей площади сварного соединения.

Д2 - Вмятина на расстоянии 20мм от поперечного сварного шва ($l=80$ мм, $b=50$ мм, $h=2$ мм, минимальная толщина стенки в зоне дефекта 9,3 мм).



Рисунок 4 Фото дефекта - вмятина



Рисунок 5 Фото дефекта – вмятина

Данный комплекс диагностических работ и методов проведения обследования позволяет контролировать факторы, влияющие на надежность и работоспособность трубопровода, а также фиксировать аномалии магнитного поля непосредственно над местом дефекта.

В местах ДДК применялись следующие методы неразрушающего контроля: визуальный и измерительный контроль, ультразвуковой контроль, магнитометрический метод (метод магнитной памяти металла).

В рамках практической реализации нескольких проектов по комплексному диагностированию подземных трубопроводов применение приборного обследования определения мест проведения дополнительного дефектоскопического контроля со вскрытием грунта подтвердило свою обоснованность.

Принцип выполнения ДДК при наличии приборного подтверждения в выборе мест для шурфования повышает качество результатов обследования относительно традиционного метода выбора основываясь на косвенных признаках.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сапунов В.А., Денисов А.Ю., Савельев Д.В., Киселев С.Е., Савельев В.В. Нархов Е.Д., Федоров А.Л.: Бесконтактная магнитометрическая диагностика и дефектоскопия магистральных нефте- газопроводов с помощью квантового Оверхаузеровско градиентометра
2. Определение местоположения сварных швов трубопроводов при помощи протонного магнитометра / И. А. Некрасов, А. Ю. Денисов, С.Е. Киселев, Д.В. Савельев, В.А. Сапунов // Дефектоскопия. – 1998. 3. С. 45–49.
3. Дистанционная магнитометрия газонефтепроводов: учебное. пособие / Е. И. Крапивский, В. О. Некучаев. – Ухта : УГТУ, 2011. – 142
4. РД 102-008-2002 «Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом». – М.: Госгортехнадзор, 2002. 23 с

УДК 622.692.4

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ НЕФТЕПРОВОДАМ

А.С. Казакова, А.А. Мальцева, А.А. Свиридова

*Научный руководитель – О.В. Томазова, к.э.н., доцент
Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
email: any_kazakova@mail.ru*

В данной работе рассмотрены характеристики применения противотурбулентных присадок в процессе транспортировки нефти и нефтепродуктов. Их использование способствует увеличению пропускной способности трубопроводных систем, что, в свою очередь, приводит к повышению как эксплуатационной надежности, так и энергетической эффективности.

Ключевые слова: трубопроводный транспорт, противотурбулентные присадки, турбулентность.

Трубопроводный транспорт играет важную роль в экономике России, являясь не только надёжным, но и экономически эффективным способом транспортировки углеводородов. Его преимущество перед другими видами транспорта, такими как автомобильный или железнодорожный, заключается в значительно более низкой себестоимости транспортировки на большие расстояния. На территории нашей страны проложено свыше 200 тысяч километров магистральных трубопроводов, что делает страну одной из лидеров в нефтегазовой отрасли на мировом рынке. Трубопроводные системы, предназначенные для транспортировки нефти и

нефтепродуктов, являются энергоёмкими объектами топливно-энергетического комплекса [1]. Их эксплуатация сопровождается значительным потреблением электроэнергии. В связи с этим, актуальной задачей является минимизация энергопотребления и повышение энергетической эффективности. Одним из перспективных методов решения этой задачи является применение противотурбулентных присадок.

Трубопроводные системы, предназначенные для транспортировки нефти и нефтепродуктов, являются энергоёмкими объектами топливно-энергетического комплекса [1]. Их эксплуатация сопровождается значительным потреблением электроэнергии. В связи с этим, актуальной задачей является минимизация энергопотребления и повышение энергетической эффективности. Одним из перспективных методов решения этой задачи является

Противотурбулентные присадки являются собой суспензии или растворы сверхвысокомолекулярного полимера, добавляемые в жидкость для уменьшения турбулентности потока [5]. Турбулентность - это нестабильное, хаотичное движение жидкости, которое приводит к увеличению сопротивления, потере энергии и повышению износа.

Присадки действуют, изменяя поверхностное натяжение жидкости и/или повышая ее вязкость. Применение ПТП способствует минимизации турбулентности в пристеночной зоне трубопровода. Это, в свою очередь, приводит к снижению гидравлического сопротивления в линейной части трубопровода и уменьшению потерь напора, обусловленных трением. В результате достигается более ламинарный поток, что снижает образование вихрей. Использование ПТП увеличивает диапазон чисел Рейнольдса, в рамках которого шероховатая поверхность трубопровода становится гидравлически гладкой [2].

В настоящее время наибольший интерес среди нефтерастворимых полимеров представляют полиолефины полимеры акриловой ряда. Их производство преимущественно осуществляется в форме тонкодисперсных суспензий в жидкой среде, например, тяжелых спиртах [4]. Лидирующие позиции на рынке занимают компании MJ Swaco и Phillips Specialty Products.

Определение гидродинамической эффективности противотурбулентных присадок (ПТП) является критически важным, поскольку она напрямую связана с минимизацией потерь на трение в пристеночной области. Однако, в настоящее время отсутствуют современные методы гидравлического расчета трубопроводов и лабораторные методики оценки гидродинамической эффективности ПТП. Это затрудняет установление зависимости эффективности от концентрации присадки. Вследствие этого, для каждой конкретной присадки и типа трубопровода данное значение устанавливается экспериментально. На практике часто наблюдаются расхождения между расчетными и фактическими технологическими параметрами трубопроводов, в некоторых случаях эффект от применения ПТП может быть полностью отсутствующим [3].

Эта особенность ПТП зависит от комплекса факторов, включая протяженность трубопровода, состав перекачиваемой жидкости, её физико-химические характеристики, число Рейнольдса и другие параметры. Ввиду этого, внедрение ПТП в промышленную эксплуатацию требует тщательного анализа и обязательной экспериментальной проверки эффективности. Для подтверждения эффективности ПТП необходимо проведение опытно-промышленных испытаний на конкретном участке трубопровода, где планируется их применение.

Благодаря применению противотурбулентных присадок возможно решать задачи снижения энергопотребления, уменьшения износа оборудования и увеличения срока службы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ишмухаметов И. Т., Исаев С. Л., Лурье М. В., Макаров С. П. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов. М.: Нефть и газ, 1999.
2. Мохаммад Насер Хуссейн Аббас. Улучшение параметров работы нефтепровода путем применения противотурбулентных присадок: Дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук. Уфа, 2009. 129 с.
3. Лурье М. В., Арбузов Н. С., Оксенгендлер С. М. Расчет параметров перекачки жидкостей с противотурбулентными присадками // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. № 2. С. 56–60.
4. Лисин Ю. В., Несин Г. В., Ширяев А. М., Лукманов М. Р. Промышленная технология противотурбулентных присадок // Наука и технология трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. № 1. С. 48-57.
5. Лисин Ю. В. Разработка инновационных технологий обеспечения надежности магистрального нефтепроводного транспорта: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. Уфа, 2013. 42 с.

ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ДРЕНИРОВАНИЯ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ И УДАЛЕНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

А.В. Нагорнов

студент 1 курса аспирантуры

Научный руководитель: Стефанюк Екатерина Васильевна, д.т.н., профессор Самарский государственный технический университет г.Самара, Россия

IMPROVING THE SAFETY OF VERTICAL STEEL TANKS THROUGH THE USE OF AN AUTOMATED SYSTEM FOR DRAINING RAW WATER AND REMOVING BOTTOM SEDIMENTS

Nagornov Alexander Veniaminovich, 1st year PhD student, Samara State Technical University

Аннотация. Актуальность работы обусловлена тем, что в современных условиях в резервуарных парках участились случаи, когда донные отложения, не откачивают из резервуаров, вследствие чего происходит накопление большого количества не удаленных отложений, которые приводят к авариям и выводу резервуара во внеплановый капитальный ремонт. Осуществлять своевременное дренирование воды и удаление отложений является целью, которая предотвратит коррозию

нижнего пояса, днища и уторного шва резервуара, а также исключит накопление донных отложений на днище. В работе предлагается автоматизировать процессы дренирования воды и удаления отложений за счёт установки в днище резервуара приемков-сборников и необходимого оборудования, обеспечивающего функционирование системы. Также в ходе выполнения работы был разработан алгоритм работы автоматизированной системы и были продемонстрированы экранные формы. При заполнении приемков будет происходить автоматическое дренирование воды и автоматизированное удаление донных отложений. В результате применения предлагаемой автоматизированной системы происходит снижение индивидуального риска; повышение безопасности и надежности эксплуатации резервуарных парков; снижение объёмов работ по времени размыва и очистки резервуаров, за счёт снижения образования нефтяного шлама в резервуарах с нефтью и полного удаления подтоварной воды с днища, нижнего пояса и уторного шва резервуара.

Проведенный обзор научно-технических источников по теме исследования позволил выявить ряд технических решений, относящихся к указанной проблематике. В патенте на устройство для дренирования подтоварной воды из резервуара проблема решается следующим образом. Предлагаемое устройство содержит дренажный трубопровод, закрепленный в боковой стенке резервуара, датчик положения межфазного уровня нефть-вода, анализатор, электроприводной регулятор расхода, блок управления, отличающееся тем, что дренажный трубопровод снабжен смесителем потока жидкости, установленным перед входом анализатора [1].

Ключевые слова: резервуар, автоматизация, дренирование, подтоварная вода, удаление донных отложений, асфальтосмолопарафиновые отложения.

Методы исследования. Предлагаемое инновационное устройство автоматического дренирования подтоварной воды и удаления донных отложений из резервуаров конструктивно состоит из приемков, расположенных по периметру днища резервуара, выполняющих функции сбора, накопления и удаления донных отложений. Приемки-сборники оборудованы сифонным краном, на котором располагается вибрационный сигнализатор уровня, подающий сигнал о заполнении приемка донными отложениями, а также показывающий уровень раздела сред. Сифонный кран состоит из стояка, наружная часть которого проходит под кольцевым фундаментом, а на его свободной части устанавливаются шаровой кран с электроприводом, сигнализатор концентрации нефти в воде и отвод для слива в канализацию [2]. Алгоритм работы предлагаемой системы следующий: в соответствии с нормативной документацией после 2 часов, от окончания приема нефти в резервуар, необходимо осуществить дренирование воды, если сигнализатор покажет значение плотности меньше 1, то дренирование не нужно, так как это говорит о наличии в приемке нефти. Если же показатель плотности будет равен 1 и несколько больше него, то в приемке находится

вода и необходимо провести дренирование, только в тех прямках, в которых она есть, в уже существующую систему канализации. В случае подтверждения операции происходит автоматическое открытие шарового крана и осуществляется слив воды. Во время слива сигнализатор осуществляет непрерывный контроль концентрации нефти в воде. При появлении определенного значения сигнализатор оповестит об этом оператора и отправит сигнал на закрытие шарового крана и прекращение процесса дренирования.

Процесс удаления донных отложений будет проходить следующим образом: по истечению некоторого времени, которое определяется сортом нефти и содержанием в ней асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), а также количеством выпавшего осадка производится поворот винтовой мешалки в горизонтальной плоскости струя, создаваемая при этом вращающимся винтом, приводит во вращение всю массу нефти в резервуаре. Под действием центробежных сил донные отложения перемещаются к стенкам резервуара, а затем отложения попадают в устройство сбора [3]. После появления сигнала о заполнении прямков и значении плотности значительно превышающей 1 (2-3), подаётся сигнал на экран оператора, он принимает решение об удалении донных отложений, для этого подъезжает специальная машина и присоединяется к технологическому трубопроводу, АСПО подогреваются и удаляются из всех прямков-сборников, за счёт установленного на машине насосного агрегата (рисунок 1).

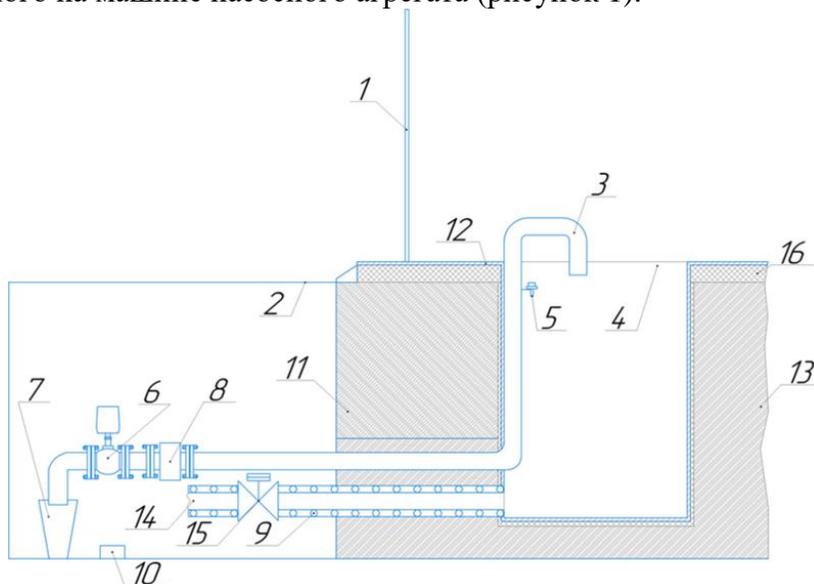


Рисунок 1 - Конструктивное исполнение предлагаемой системы: 1-стенка резервуара, 2-колодец дренирования, 3-сифон, 4-прямки-сборники, 5-сигнализатор плотности и уровня, 6-шаровый кран с электроприводом, 7-канализация, 8-датчик концентрации нефти в воде, 9-кабельный подогрев, 10-датчик загазованности, 11-кольцевой фундамент резервуара, 12-днище резервуара, 13-насыпной грунт, 14-трубопровод откачки донных отложений, 15-шаровый кран, 16-гидрофобный слой

Результаты. Индивидуальный риск - частота поражения персонала опасными факторами в течение года. На основе расчета величины индивидуального риска можно сделать вывод о том, что среднее время обслуживания одного резервуара за год составляет 720 часов. Из них 180 часов отводится на дренирование подтоварной воды. Автоматизация данного процесса уменьшает время присутствия персонала вблизи резервуара на четверть, следовательно, индивидуальный риск снижается на 25 %. В результате снижения индивидуального риска, происходит повышение безопасности и надежности эксплуатации резервуарных парков [4].

Таким образом, внедрение предлагаемой автоматизированной системы приведет: к снижению образования нефтяного шлама в резервуарах с нефтью; к снижению объемов работ по времени размыва и очистки резервуаров; к бесперебойной эксплуатации резервуаров; к существенному сокращению объема отходов, образующихся на производстве; к снижению использования человеческого труда, требуемого для очистки резервуара, а также человеческого фактора и риска, связанного с производственными процессами; к снижению образования АСПО в трубопроводах и оборудовании по всей технологической цепочке подготовка - транспорт - переработка; к значительному снижению количества вредных выбросов в окружающую среду в процессе использования продуктов нефтепереработки [5].

Заключение. Предлагаемая автоматизированная система может быть использована нефтедобывающими предприятиями, нефтеперерабатывающими заводами, публичным акционерным обществом «Транснефть» и «Роснефть» и другими организациями, использующими резервуары для хранения нефти. Данная работа была представлена на внутренней региональной научной конференции молодых специалистов ПАО «Роснефть» («Самаранефтегаз»).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бузенков О. П. Устройство для дренирования подтоварной воды из резервуара // Yandex.ru/patents: сайт. [Электронный ресурс] URL: https://yandex.ru/patents/doc/RU171318U1_20170529 (дата обращения: 20.04.2023).
2. Харасов Э. Р., Землеруб Л. Е. Повышение безопасности эксплуатации резервуаров за счет автоматизации дренирования подтоварной воды и дистанционного выявления утечек // Нефтепромысловое дело. Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, 2020. с. 62-67.
3. Землеруб Л. Е., Гришин Р. С., Спигин Д. Ю. Разработка устройства удаления донных отложений из РВС // Проблемы функционирования систем транспорта. Материалы Всероссийской (национальной)

- научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Тюмень, 2020. с. 89-91.
4. Землеруб Л. Е., Машкова А. В., Харасов Э. Р. Автоматизация отбора проб, измерения массы брутто нефти и дренирования подтоварной воды в резервуарных парках // Трубопроводный транспорт углеводородов. Материалы III Всероссийской научно-практической конференции. Омск, 2019. с. 174-179.
 5. Подоплелов Е.В., Дементьев А.И., Коряченко С.О. Проблема удаления донных отложений из резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов на примере РВС-2000. Вестник Ангарского государственного технического университета. Ангарск. 2017. № 11. с. 93-96.

УДК 622.692.4

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СКИН-ЭФФЕКТА ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО НАГРЕВА НЕФТЕПРОВОДОВ

К.А. Белик, М.В. Петровская

СамГТУ, Самара, Россия, i@blkir.ru

Аннотация: Одним из современных решений для поддержания оптимальной температуры в трубопроводах для транспортировки нефти является использование принципа скин-эффекта, который обеспечивает равномерный и экономичный нагрев трубопроводов с применением внутреннего кабеля. Тем не менее, при обогреве больших трубопроводов возникает необходимость в более высокой мощности, что ограничивается размерами оборудования и максимальным выходным током преобразователя. В статье обсуждается возможность повышения частоты тока для увеличения мощности нагрева.

Ключевые слова: нефтепровод, система электроподогрева, скин-эффект, подбор мощности.

Одним из прогрессивных методов нагрева является использование принципа скин-эффекта, который обеспечивает эффективный и экономичный нагрев нефтепроводов. Данная технология, основанная на использовании внутреннего кабеля, позволяет равномерно распределять тепло по всей длине трубопровода, что значительно снижает энергозатраты по сравнению с традиционными методами. В последние десятилетия метод скин-эффекта зарекомендовал себя как надежный и устойчивый способ предотвращения замерзания нефти, обеспечивая одновременно безопасность и эффективность процесса транспортировки.

Однако существует проблема, особенно актуальная для нефтяных месторождений: необходимость обогрева нефтепроводов большого размера при более низком токе питания. Для решения этой задачи требуется более высокая

мощность нагрева, обусловленная скин-эффектом. Однако максимальный выходной ток преобразователя может быть ограничен размерами внутреннего кабеля и другого электрооборудования. Поскольку мощность нагрева зависит от амплитуды и частоты тока, повышение частоты может быть одним из способов увеличения мощности нагрева. Однако следует учитывать, что более высокая частота приводит к увеличению коммутационных потерь преобразователя и ненужным потерям на вихревые токи. Поэтому необходимо разработать подход, который позволит определить оптимальную частоту тока нагрева, учитывая баланс энергоэффективности и потерь преобразователя.

На практике частота нагрева обычно выбирается равной частоте сети или определяется опытным путем. Затем для контроля температуры нефтепровода используется стратегия управления с обратной связью на основе тока. Однако этот метод становится непригодным, когда амплитуда тока достигает своего предела и не может обеспечить требуемый нагрев. Частоту нагрева можно определить с помощью модели скин-эффекта. Механизм нагрева при скин-эффекте заключается в том, что при прохождении электрического тока через кабель вокруг его оси создаётся электромагнитное поле, которое взаимодействует с тонкой внутренней стенкой трубопровода, а затем преобразуется обратно в электрический ток во внутренней стенке.

Сложная форма плотности тока в различных точках определяется формулой изменения плотности тока от внутренней стенки нефтепровода к внешней: $J = J_0 e^{-\beta x}$, где

$\beta = \sqrt{\mu\omega/2\rho}$. Толщина скин-слоя в металле может быть рассчитана как

$$\delta = c \sqrt{2\varepsilon_0\rho/\omega\mu_m}$$

где ε_0 – электрическая постоянная, ρ – удельное сопротивление, c – скорость света, μ_m – относительная магнитная проницаемость, ω – циклическая частота тока. Ток, протекающий через круглую площадь поперечного сечения $s = \pi r^2 - \pi(r-\delta)^2$, его эквивалентное сопротивление и мощность нагрева могут быть рассчитаны следующим образом:

$$I_\delta = s \cdot J, \quad R_\delta = \rho l / s, \quad P_\delta = R_\delta \cdot I_\delta^2$$

Таким образом при фиксированной мощности нагрева и параметрах трубопровода (l – его длина и r – радиус) существует уникальная зависимость между частотой и силой тока. При этом чем выше частота нагревательного тока, тем меньше толщина слоя электромагнитной индукции при постоянной магнитопроводности и электропроводности. Это означает, что более высокая частота может обеспечить лучший нагрев при постоянной амплитуде нагревательного тока. Поэтому при нагреве крупногабаритных трубопроводов, где амплитуда тока ограничена, необходимо повышать частоту нагрева. Были выполнены расчеты для греющей трубки 32х3мм по ГОСТ 8732-78/Ст.20, полученные результаты представлены на рисунках 1 и 2.

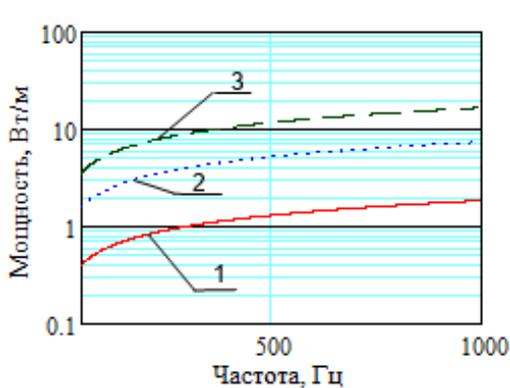


Рисунок 1 – зависимость выделяемой мощности от частоты при значениях силы тока
1 – 10А, 2 – 20А, 3 – 30А

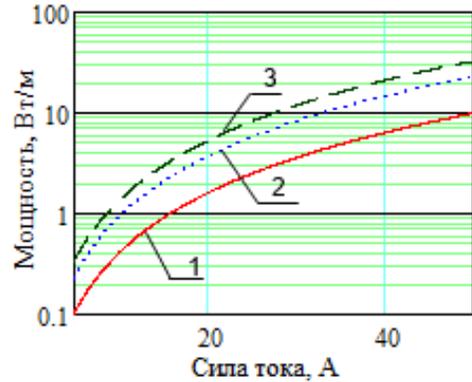


Рисунок 2 – зависимость выделяемой мощности от силы тока при значениях частоты
1 – 50Гц, 2 – 250Гц, 3 – 500Гц

Согласно [2] при температуре наиболее холодной пятидневки -20°C , требуемом значении температуры нефтепродукта 27°C при движении по трубопроводу диаметром 0.63м и толщине изоляции 20 мм, скин-система мощностью до 150 Вт/м способна эффективно обеспечить электроподогрев до необходимой температуры рассматриваемого участка трубопровода. Такая мощность может быть достигнута при обогреве двумя греющими трубками током 1000Гц и 64А, или 3 трубками 1000Гц и 52А.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Струпинский М.Л. Хренков Н.Н., Кувалдин А.Б. Научные исследования, разработка, организация производства и внедрение системы индукционнорезистивного обогрева длинных и сверхдлинных трубопроводов // Промышленный электрообогрев и электроотопление. 2015. №1. С.2–6.
2. Колосова, Н. В. Расчет мощности электроподогрева технологического трубопровода для нефтепродуктов / Н. В. Колосова, О. А. Кочура, Е. В. Плаксина // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2021. – № 3(24). – С. 22-26.

**МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ
НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ**

**ОЦЕНКА УСТАЛОСТНОЙ ПРОЧНОСТИ ВАЛОВ
ЗУБЧАТЫХ ПЕРЕДАЧ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ***И.А. Кокорев**Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия**e-mail: ig.kokorev52@yandex.ru*

В данной статье предлагается для оценки усталостной прочности валов зубчатых передач использовать систему КОМПАС-3D для построения геометрической модели узла вала, систему ANSYS Workbench для определения местного напряженно-деформированного состояния и модель разрушения, в которой эквивалентное напряжение определяется через интенсивность амплитуд местных переменных напряжений и наибольшее (первое главное) постоянное местное напряжение цикла. Выполнен расчет коэффициента запаса усталостной прочности для вала косозубого цилиндрического редуктора типа Ц2-125.

Предлагаемая модель разрушения позволяет более точно учесть условия работы валов зубчатых передач, повысить достоверность расчетов и обеспечить требуемую усталостную прочность.

Ключевые слова: вал зубчатой передачи, метод конечных элементов, концентраторы напряжений, запас усталостной прочности, программные продукты.

Причиной основного усталостного разрушения валов зубчатых редукторов в приводах машин являются циклические напряжения. Такие напряжения могут быть следствием переменности во времени нагрузки (вращающего момента) или периодически меняющегося положения вала по отношению к постоянной поперечной нагрузке, изгибающей его.

Оценка усталостной прочности деталей машин включает в себя следующие действия: расчет напряженно-деформированного состояния, расчет коэффициента запаса усталостной прочности по параметрам напряженно-деформированного состояния и сравнение его с нормативной величиной.

Современные программные продукты на основе метода конечных элементов позволяют рассчитать напряженно-деформированное состояние с более точным учетом геометрических (конструктивных) и нагрузочных характеристик деталей.

Для расчета запаса усталостной прочности деталей машин широкое применение нашли модели разрушения, предложенные С.В. Серенсенем и В.П. Когаевым [1, 2]. Модели, принятые разработчиками систем конечно-элементного анализа (ANSYS, Pro/ENGINEER, КОМПАС-3D APM FEM, T-FLEX CAD-3D Анализ и др.), в которых эквивалентное напряжение определяется через интенсивность напряжений, не всегда безупречные.

Для достоверности расчетов рекомендуется использовать модель, предложенную И.А. Биргером [3], в которой эквивалентное напряжение определяется через интенсивность амплитуд переменных напряжений и первое главное напряжение.

Для оценки усталостной прочности валов зубчатых передач используем геометрическую модель передачи, построенную в системе КОМПАС-3D. Напряженно-деформированное состояние модели узла вала рассчитываем в системе ANSYS Workbench. Коэффициент усталостной прочности вала определяем с использованием модели усталостной прочности при сложном напряженном состоянии [3]:

$$S = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_{\text{ЭКВ}}} \geq [S],$$

где σ_{-1} – предел выносливости при симметричном цикле изгиба; S – расчетный запас прочности; $[S] = 1,5 \dots 2,5$ – допускаемые значения.

Для определения эквивалентного напряжения используем зависимость

$$\sigma_{\text{ЭКВ}} = \frac{\sigma_{\text{ЭКВа}}}{qK_d K_F} + \psi_{\sigma} \sigma_{\text{ЭКВм}}, \quad (1)$$

где эквивалентное переменное напряжение

$$\sigma_{\text{ЭКВа}} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_{xa} - \sigma_{ya})^2 + (\sigma_{ya} - \sigma_{za})^2 + (\sigma_{za} - \sigma_{xa})^2 + 6(\tau_{xya}^2 + \tau_{yza}^2 + \tau_{zxa}^2)}$$

– интенсивность амплитуд местных переменных напряжений; эквивалентное постоянное напряжение $\sigma_{\text{ЭКВм}} = \sigma_{1m}$ – наибольшее (первое главное) нормальное напряжение; ψ_{σ} – коэффициент влияния постоянных напряжений; σ_{xa} , σ_{ya} , σ_{za} , τ_{xya} , τ_{yza} , τ_{zxa} – амплитуды местных переменных напряжений в опасной точке; K_d – коэффициент, учитывающий масштабный фактор; K_F – коэффициент, учитывающий влияние состояния поверхности; q – коэффициент чувствительности материала к концентрации напряжений.

В качестве примера выполнен уточненный расчет тихоходного вала косозубого цилиндрического редуктора Ц2-125, нагруженного вращающим моментом $T=311,4\text{Нм}$.

Твердотельная модель тихоходной передачи показана на рис.1. Модель узла вала состоит из: соединения с колесом призматической шпонкой (Шпонка 14×9×36 ГОСТ 23360-78) и посадкой с натягом $\delta_1=0,03\text{мм}$ с диаметром и длиной посадочной поверхности соответственно 50 и 40мм; соединения с муфтой шпонкой (Шпонка 12×8×100 ГОСТ 23360-78) и посадкой с натягом $\delta_2=0,015\text{мм}$ с диаметром и длиной посадочной поверхности соответственно 40 и 110мм; двух соединений с подшипниками (Подшипник 309 ГОСТ 8338-75) с натягом $\delta_3=0,015\text{мм}$; двух мазеудерживающих колец. Шпонки устанавливались в пазы с натягом $\delta_4=0,0004\text{мм}$.

Исходные данные для построения моделей колес: число зубьев шестерни – 24, колеса – 73; модуль – 2,5мм; межосевое расстояние – 125мм; степень точности передачи – 9В; коэффициент смещения – 0; угол наклона зубьев – 14° 4' 11"; ширина зубчатого венца шестерни – 45мм, колеса – 40мм. Модель узла передачи получена из твердотельной модели всего редуктора.

Материал деталей и узлов: вал и шестерня из стали 40Х (предел текучести $\sigma_T=750\text{МПа}$, предел прочности $\sigma_B=900\text{МПа}$); колесо из стали 40Х ($\sigma_T=640\text{МПа}$, $\sigma_B=790\text{МПа}$); подшипники из стали ШХ15 ($\sigma_T=420\text{МПа}$, $\sigma_B=730\text{МПа}$); шпонки и

мазеудерживающие кольца из стали 45 ($\sigma_T=320\text{МПа}$, $\sigma_B=600\text{МПа}$); муфта из стали 30 ($\sigma_T=300\text{МПа}$, $\sigma_B=500\text{МПа}$).

Для определения коэффициента запаса усталостной прочности вала проведен расчет напряженно-деформированного состояния модели передачи для двух положений вала: при угле поворота 0° и 180° . Это необходимо сделать для определения максимального и минимального уровней напряжений в опасной точке вала.

В ходе работы программы получено напряженно-деформированное состояние узла передачи в целом, распределение эквивалентных напряжений в деталях, контактного давления, напряжения трения и относительного проскальзывания в областях контакта.

На рис. 1 и 2 показаны основные этапы подготовки решения задачи: твердотельная и конечно-элементная модель передачи; конечно-элементная модель вала; заделка – фиксация на внутренней цилиндрической поверхности шестерни, цилиндрическое закрепление внутренних колец подшипников и равенство нулю нормального перемещения на торце вала; нагрузка - вращающий момент, приложенный на грани торца муфты.

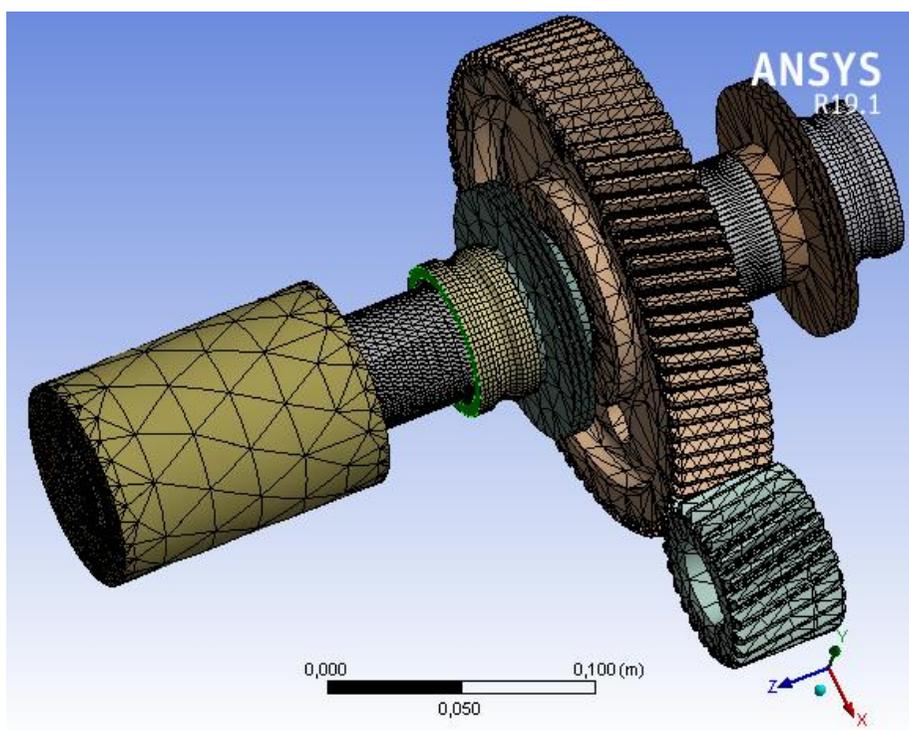


Рис. 1. Конечно-элементная модель передачи

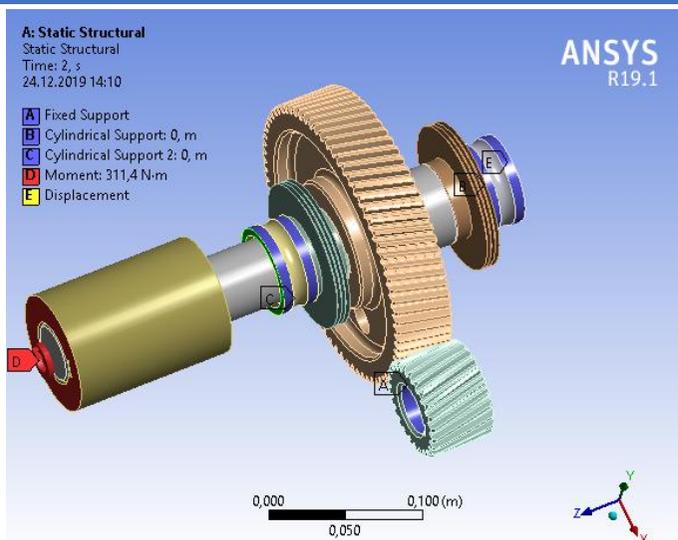


Рис. 2. Заделка и нагрузка модели передачи

На рис. 3 показаны результаты решения задачи: распределение эквивалентных напряжений (von-Mises) в вале при угле поворота 0° и опасная точка (узловая точка конечно-элементной модели) с максимальным значением эквивалентного напряжения $\sigma_e=235,911$ МПа. Опасная точка находится на ступени вала под колесо, где имеет место сочетание конструктивных источников концентрации напряжений: галтели, шпоночного соединения и соединения с натягом.

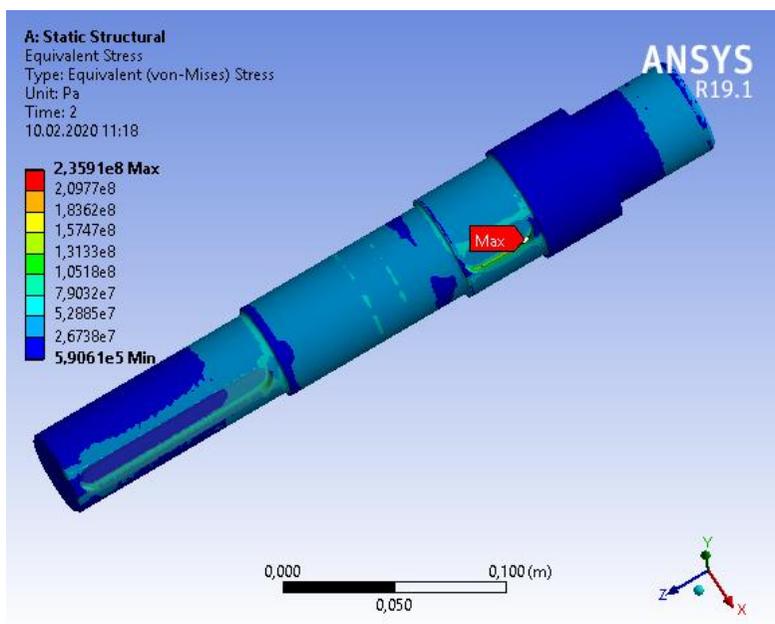


Рис. 3. Эквивалентные напряжения в вале и опасная точка с максимальным значением эквивалентного напряжения

В табл. 1 и 2 приведены значения компонентов тензора, главных и эквивалентных (von-Mises) напряжений в опасной точке для двух положений вала.

Таблица 1

Результаты расчетов по программе

Угол вала	σ_x , МПа	σ_y , МПа	σ_z , МПа	τ_{xy} , МПа	τ_{yz} , МПа
0°	-282,7	-47,663	-59,64	28,376	-0,4
180°	-278	-44	52,48	30	0,3

Таблица 2

Результаты расчетов по программе

Угол вала	τ_{zx} , МПа	σ_1 , МПа	σ_2 , МПа	σ_3 , МПа	σ_e , МПа
0°	14,913	-44,16	-58,8	-287,05	235,911
180°	18,13	53,511	-40,29	-282,75	300,544

В табл. 3 представлены результаты расчета по модели усталостного разрушения (1): значения амплитуд и интенсивности амплитуд местных переменных напряжений, наибольшего (первого главного) постоянного напряжения и коэффициента запаса усталостной прочности в опасной точке вала.

Таблица 3

Результаты расчетов по модели усталостного разрушения (1)

σ_{xav} МПа	σ_{yav} МПа	σ_{zav} МПа	τ_{xyav} МПа	τ_{yzav} МПа	τ_{zax} МПа	$\sigma_{ЭКВav}$ МПа	σ_{Imv} МПа	S_f
2,35	1,8315	56,06	0,812	0,3502	1,6085	54,065	53,511	5,3

Для расчета запаса усталостной прочности использовались следующие исходные данные: $K_d=0,7$; $K_F=1$; $q=1,25$; $\psi_\sigma=0,2$; $\sigma_{-1}=385$ МПа [3]. При расчете учитывалось, что постоянные по величине и направлению силы передачи вызывают во вращающихся валах напряжения, изменяющиеся по асимметричному циклу.

Анализ результатов расчетов позволяет отметить, что расчет по модели (1) по эквивалентному переменному напряжению, определяемому через интенсивности амплитуд местных переменных напряжений цикла, обеспечивает усталостную прочность вала. Значение коэффициента запаса усталостной прочности ($S_f=5,3$) выше, чем из расчета по модели С.В. Серенсена [1] по эквивалентному напряжению, определяемому через интенсивность местных напряжений цикла ($S_2=4,25$).

Предлагаемая модель разрушения (1) позволяет более точно учесть условия работы валов зубчатых передач, повысить достоверность расчетов и обеспечить требуемую усталостную прочность.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Серенсен С.В.. Несущая способность и расчет деталей машин на прочность / С.В. Серенсен, В.П.Когаев, Р.М. Шнейдерович. – М.: Машиностроение, 1975 – 488 с.
2. Когаев В.П. Расчеты на прочность при напряжениях переменных во времени / В.П.Когаев. – М.: Машиностроение, 1993 – 364 с.
3. Биргер И.А. Расчет на прочность деталей машин: Справочник / И.А. Биргер, Б.Ф. Шорр, Г.Б. Иосилевич. – М.: Машиностроение, 1993 – 640 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

М.А. Третьякова^{1,2}, Ю.В. Еремина²

¹ООО «ЭКО-технологии плюс»;²ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»

г. Самара, Россия

e-mail: m.tretyackova12001@yandex.ru, eremina-htpng@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрено изменение расчётного коэффициента теплопередачи в зависимости от принципа обвязки и количества теплообменных аппаратов применительно к блоку нагрева высоковязкой нефтяной эмульсии на промышленной установке подготовки нефти к транспортировке.

Ключевые слова: нефть, теплообменник, промышленная подготовка, нефтяная эмульсия, теплообмен, коэффициент теплопередачи, подготовка *нефти*.

Подготовка нефти и газа в условиях промыслов предполагает доведение продукции добывающих скважин до товарных показателей качества в соответствии с техническими требованиями ГОСТ Р 51858-2002 на нефть [1]. Сепарация газа от нефти происходит при снижении давления ниже давления насыщения. Но если для эффективной дегазации достаточно снижения давления ниже давления насыщения, то для эффективного отделения воды от нефти необходимо разрушить эмульсию [2].

Объектом исследования является мобильный комплекс подготовки нефти МКПН-5000, расположенный на Северо-Комсомольском месторождении. На основании данных из режимных листов был проведен анализ работы установки за первый квартал 2024 г. Снижение температуры нефтесодержащей жидкости (НСЖ) на выходе из блока теплообменников (ТО) с повышением загрузки указывает на неэффективную работу блока ТО, в связи, с чем ниже будет проведен его поверочный расчёт.

Тепловой блок состоит из теплообменников, передающих тепло от теплоносителя к нефтяной эмульсии, и парогенераторов, производящих теплоноситель. Поскольку на установке используются не типовые теплообменники, прежде чем переходить к расчету необходимой теплопередающей поверхности, требуется рассчитать коэффициент теплопередачи.

Блок нагрева состоит из 10 обвязанных параллельно теплообменников, которые в свою очередь состоят из 4 панелей, представляющих собой

теплообменник типа «труба в трубе», исходя из этого, коэффициент теплопередачи будет рассчитан для одной такой панели. Рассчитаем гидродинамические характеристики потоков, проходящих через теплообменную панель. Вязкость и плотность теплоносителя взяты из справочных данных для водяного пара при температуре 116 °С и абсолютном давлении 0,19 МПа. Плотность НСЖ рассчитана по правилу аддитивности.

Коэффициент теплоотдачи пара рассчитаем по формуле, предложенной для конденсирующегося пара в пособии [3]. Приняв теплопроводность, плотность и вязкость конденсата по справочным данным для рабочих условий, получим коэффициент теплоотдачи пара равный 5504 Вт/м²·К. Для расчета коэффициента теплоотдачи нагреваемой НСЖ необходимо по эмпирическим формулам рассчитать критерий Прандтля, теплопроводность и теплоёмкость нефти при средней температуре потока и при температуре стенки [3]. Далее рассчитаем критерий Нуссельта по эмпирической формуле и коэффициент теплоотдачи для нефти, они составят соответственно 22,6 и 128,7 Вт/м²·К. Наконец рассчитаем коэффициент теплопередачи с учётом теплопроводности стенки и загрязнений, получим К равный 108,4 Вт/м²·К.

Для того, чтобы нагреть поток нефтесодержащей жидкости до 65 °С, необходимых для эффективного обезвоживания, необходимо передать потоку определенное количество теплоты, а именно 15,5 МДж/ч. Чтобы передавать такое количество теплоты необходима поверхность теплопередачи площадью: 562 м². Поскольку один теплообменник имеет поверхность теплопередачи 39,9 м² и фактически мы имеем 10 теплообменников с суммарной поверхностью 399 м², очевидной кажется необходимость увеличить площадь теплопередающей поверхности с помощью ещё пяти теплообменников. Однако перерасчёт коэффициента теплопередачи показывает неэффективность такого решения. При установке ещё пяти теплообменников параллельно с остальными расход НСЖ, проходящей через панели, уменьшается, что в свою очередь снижает турбулизацию потока и в конечном итоге ведёт к уменьшению коэффициента теплопередачи. Чтобы скомпенсировать снижение коэффициента теплопередачи за счёт увеличения площади теплопередающей поверхности понадобится уже не пять дополнительных теплообменников, а двадцать!

Напротив, при уменьшении количества аппаратов коэффициент теплопередачи значительно возрастает, но вместе с ним возрастают потери давления в аппарате, что тоже необходимо учитывать при проектировании. Рассмотрим вариант, когда теплообменники устанавливаются последовательно, в таком случае коэффициент теплопередачи возрастает в каждом последующем аппарате, но турбулизация усиливается не из-за увеличения расхода, а благодаря значительному снижению вязкости эмульсии при последовательном нагреве. При такой обвязке достаточно четырёх теплообменников для того, чтобы нагреть поток расходом 125 м³/ч до 69 °С. С другой стороны, при неизменности площади поверхности теплопередачи на каждой следующей ступени количество переданной теплоты снижается, несмотря на увеличение коэффициента теплопередачи, это происходит из-за уменьшения средней разности температур.

Ещё одной серьёзной проблемой последовательного варианта обвязки является перепад давления, который увеличивается на каждой следующей ступени из-за расширения газа, активно отделяющегося от нефтеводной эмульсии благодаря значительному снижению давления. В конце концов, это приводит к тому, что

суммарный перепад давления после четырех теплообменников превышает давление во входном аппарате комплекса, следовательно, поток не сможет пройти через четыре последовательно установленных аппарата. Для решения этой проблемы предложено комбинированное изменение обвязки теплообменников, предполагающее разделение блока на две последовательные ступени подогрева по пять аппаратов, в которых теплообменники будут соединены параллельно. Такая схема позволит увеличить коэффициент теплопередачи на первой ступени до $151,7 \text{ Вт/м}^2\cdot\text{К}$ и до $276,8 \text{ Вт/м}^2\cdot\text{К}$ на второй, что значительно повысит эффективность теплопередачи без затрат на новое оборудование. При этом суммарные потери давления составят $0,16 \text{ МПа}$, что является приемлемым значением.

БИБЛИОГРАФИЯ

1. Сваровская Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 268 с.
2. Лебедьков А.Е., Кан А.В., Андреев А.Е., Лушникова Л.В. Справочник инженера по подготовке нефти. – Нефтеюганск, 2007. – 299 с.
3. Филиппов В.В. Теплообмен в химической технологии. Теория. Основы проектирования: учебн. пособие – Самара, СамГТУ, 2014, 197 с. ISBN 978-5-7964-1750-8.

УДК 622.276

ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ДАТЧИКОВ И АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ БУРОВЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ

Н.Д. Сычев, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: sychov200713nikita@gmail.com

Аварии в процессе бурения являются главной и актуальной для нашего времени проблемой, что свидетельствует о недостаточном контроле, внимании и правильности выполнения этапов бурения. В проектах на установку буровой скважины учитываются возможности и условия появления осложнений. Аварии появляются из-за многих факторов, начиная от невнимательности человека и заканчивая обычному случайному попаданию детали внутрь скважины. В нашем веке существуют способы уменьшения аварий в процессе бурения, что возможно благодаря развитию ИИ. Данные системы позволяют заранее уведомить человека о проблемах в процессе.

Ключевые слова: автоматизация процесса бурения, датчики, автоматизированный комплекс, системы, бурение, аварии.

Несмотря на рост числа разрабатываемых скважин в России, аварийность в их эксплуатации не снижается, а в отдельных случаях демонстрирует тенденцию к увеличению. При бурении возникают поломки компонентов оборудования и попадание обломков внутрь скважины, что сопровождается процессами поглощения бурового раствора. Автоматизация этих процессов способна существенно сократить количество поломок, уменьшить затраты на ремонт, облегчить труд сотрудников и повысить общую эффективность систем, используемых при бурении.

Цель настоящего исследования – проанализировать текущие параметры бурения, рассмотреть различные виды датчиков, применяемых в этом процессе, и выявить их значимость. Также ставится задача изучить современные системы автоматизации и их потенциал для улучшения работы в данной сфере.

Интеграция датчиков в процесс бурения открывает новые возможности для нефтегазовой отрасли, способствуя повышению безопасности, улучшению точности и производительности на всех этапах бурения. Основное внимание уделено уже разработанным системам, которые активно внедряются в отрасли и доказали свою эффективность благодаря применению технологий искусственного интеллекта (ИИ). Эти инновации уже позволили ускорить, улучшить точность и обеспечить безопасность бурения.

Для оптимизации процессов бурения необходимо понимать ключевые параметры, среди которых: расход бурового раствора, масса инструмента, осевая нагрузка на долото и частота его вращения. Автоматизация данных процессов достигается благодаря внедрению датчиков, измеряющих параметры бурения. Среди таких датчиков:

1. Датчик момента, определяющий зависимость силы момента на роторе буровой установки от тока в силовой части электропривода.
2. Датчик давления, фиксирующий массу инструмента и контролирующей нагрузку на долото.
3. Датчик плотности бурового раствора, обеспечивающий постоянный автоматический контроль плотности.
4. Датчик расхода, определяющий наличие поглощений раствора, их интенсивность и окончание разбуривания пластов.
5. Датчик давления бурового раствора, преобразующий давление в электрический сигнал.
6. Датчик температуры промывочной жидкости для мониторинга температуры на входе и выходе скважины [1].

Автоматизированные системы, разработанные на базе перечисленных датчиков, обеспечивают участникам процесса анализ параметров скважины. Эти датчики позволяют снизить вероятность аварийных ситуаций, минимизировать риски поломок, создать безопасные условия труда и повысить скорость бурения. Системы, созданные на базе таких технологий, применяются в различных регионах страны. Примеры компаний, использующих ИИ, такие как iDrill-Горизонт, АБС и Intelligent Rig, наглядно демонстрируют преимущества этих решений [2,3,4].

Так, например, компания АБС предлагает несколько решений, включая Spin Master — систему поверхностной осцилляции бурильной колонны с функцией стабилизации крутящего момента и Pump Master — систему автоматизированного управления буровыми насосами. Компания Integra разработала "iDrill" — комплекс

для буровых установок с любым типом управления тормозом буровой лебедки, включающий датчики высокой точности, панель оператора и шкаф управления. Комплекс "iDrill-Горизонт" дополнительно включает контроллер и панель оператора и может быть подключен к системам верхнего силового привода (СВП). "Горизонт" предназначен для работы на буровых с СВП, независимо от производителя, и особенно полезен на протяжённых наклонных и горизонтальных участках скважин длиной более 1000 м.

Каждая из указанных компаний отмечает уникальные преимущества данных датчиков, но есть и общие достоинства, которые можно выделить при применении искусственного интеллекта, такие как:

- Сбор данных в реальном времени с текущих буровых установок.
- Снижение риска аварий и опасных ситуаций за счёт постоянного мониторинга.
- Увеличение механической скорости бурения и улучшение качества ствола скважины.
- Автоматическое управление процессом бурения, по аналогии с автопилотом, благодаря информации с датчиков.

Широкое использование ИИ в бурении открывает массу возможностей и выступает перспективным направлением для будущего нефтегазовой отрасли, стимулируя повышение эффективности и безопасности всех операций.

ЛИТЕРАТУРА

1. Васильев С.И., Лапушова Л.А. Датчики систем автоматизации технологических процессов бурения нефтяных и газовых скважин : справочное пособие / С.И. Васильев, Л.А. Лапушова. – М.: Издательский дом Академии Естествознания, 2016. – 138 с.
2. URL: <https://autodrilling.ru> (дата обращения 11.11.2024)
3. URL: <https://www.integra.ru/idrill> (дата обращения 11.11.2024)
4. URL: <https://www.pnsh.ru/services/drilling/intelligent-drilling/?ysclid=m3cwaeqzud903095061> (дата обращения 11.11.2024)
5. Сайдаминов И. А., Баранникова И. В. Основные принципы построения математической модели для оптимизации параметров бурения // ГИАБ. 2002. №4. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osnovnye-printsipy-postroeniya-matematicheskoy-modeli-dlya-optimizatsii-parametrov-bureniya> (дата обращения: 11.11.2024).

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И
АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ**

**РАЗРАБОТКА ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИОННО-
ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ
ПОЖАРООПАСНЫХ ЖИДКОСТЕЙ**

Ю.В. Гашенко

*ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
г. Самара, Российская Федерация,
e-mail: juliasarbitova@gmail.com*

Аннотация. Рассмотрены актуальные проблемы измерения плотности пожароопасных жидкостей, таких как нефть, нефтепродукты и продукты нефтехимии. Предложен способ измерения плотности жидких сред с помощью поплавкового плотномера с волоконно-оптическим преобразователем в составе волоконно-оптической информационно-измерительной системы. Представлена структура информационно-измерительной системы и описан принцип ее работы.

Ключевые слова: плотность, пожароопасные жидкости, волоконно-оптический преобразователь, волоконно-оптическая информационно-измерительная система, поплавковый плотномер, растровый преобразователь.

Плотность нефтепродуктов и продуктов нефтехимии является самым универсальным и одним из важнейших показателей качества нефти и ее производных. Массово применяемые в настоящее время измерительные устройства обеспечивают, в большинстве случаев, дискретное измерение плотности в лабораторных условиях, что не обеспечивает своевременного контроля плотности продукта в непрерывном режиме, а также является достаточно трудоёмким процессом, их применение может быть осложнено агрессивностью и взрыво- и пожароопасностью сред, быстротой изменения параметров процесса, а также высокотемпературными условиями протекания технологических процессов. Имеющиеся средства непрерывного контроля плотности в основном не отвечают требованиям к точности измерений, имеют большие габариты и сложны в обслуживании и эксплуатации.

В связи с этим возникает потребность в разработке средств непрерывного измерения плотности жидких сред, обеспечивающих необходимую точность, стойкость к агрессивным средам и высоким температурам, взрыво- и пожаробезопасность, а также доступность по сравнению с зарубежными средствами измерения.

Анализ современного состояния методов непрерывного измерения плотности жидкостей указывает на широкое использование различных физических явлений и законов. Среди способов измерения плотности можно выделить: поплавковый, весовой, вибрационный, гидростатический, гидродинамический (силовой), вихревой, ультразвуковой, радиоизотопный [1]. Было выявлено, что существующие образцы плотномеров громоздки, дороги и сложны в разработке, сборке, обслуживании и эксплуатации, либо не обладают достаточной точностью, а также многие из них

имеют электрическую составляющую в области измерения взрыво- и пожароопасных сред. Поэтому для обеспечения безопасности и надежности при измерении плотности таких жидкостей требуется введение дополнительных элементов и контуров защиты, что приводит к увеличению массы и габаритов датчиков [2].

Одними из наиболее простых в конструкции и эксплуатации, точных и относительно недорогих конструктивных решений являются поплавковые плотномеры. Среди выпускаемых поплавковых плотномеров наиболее часто встречаются плотномеры с магнестрикционным и тензометрическим преобразователями [3, 4]. Номенклатура выпускаемых поплавковых плотномеров российского производства достаточно невелика. Несмотря на достаточно широкий диапазон плотности анализируемых жидкостей, представленные плотномеры имеют по большей степени недостаточную точность, а также недостаточный диапазон рабочих температур, который не подходит для многих высокотемпературных процессов нефтепереработки и нефтехимии.

Рядом достоинств обладает использование оптоволоконных технологий в ИИС и датчиках, среди которых взрывобезопасность, прочность, устойчивость помехам, возможность передачи данных на большие расстояния. Применение оптоволоконных технологий в ИИС является перспективной областью развития [5].

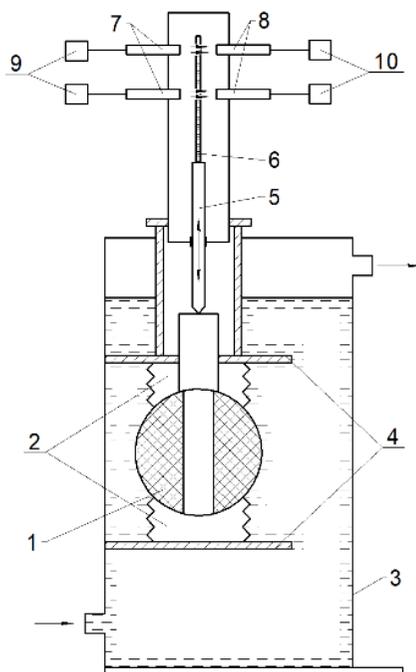


Рисунок 1. Устройство первичного измерительного преобразователя плотности жидких сред

Предлагается разработка волоконно-оптической информационно-измерительной системы для определения плотности жидких пожароопасных сред.

Первичный измерительный преобразователь плотности жидкости в составе системы [6] показан на рисунке 1 и представляет собой поплавок 1, полностью погруженный в измерительную среду, закрепленный сверху и снизу на сильфонах 2 одинаковой жесткости и присоединенный к стенке емкости 3 с помощью кронштейнов 4. К поплавку крепится шток-толкатель 5 жёстко соединенный с растровой решеткой из диоксида кремния 6. Пропорционально плотности жидкости поплавок перемещается вертикально и через шток-толкатель перемещает растровую решетку. Растровая решетка пропускающего типа имеет чередующиеся темные и прозрачные области шириной 8 мкм, которые в результате перемещения попеременно поглощают и пропускают световой поток от подводящих оптических волокон 7 к отводящим оптическим волокнам 8. В качестве источника ИК-излучения, вводимого в подводящее оптоволокно, используются светодиоды 9, в качестве приемника излучения, поступающего от отводящего оптоволокна, используются фотодиоды 10.

Структура волоконно-оптической информационно-измерительной системы для определения плотности жидкости представлена на рисунке 2. Данная информационно-измерительная система включает в себя два источника излучения (ИИ1, ИИ2), две пары подводящих (ПОВ1, ПОВ2) и отводящих (ООВ1, ООВ2) оптических волокон, первичный измерительный преобразователь (ПИП), устройство обработки сигналов (УОС), информация с которого поступает на устройство обработки и преобразования информации (УОиПИ), устройство ввода и отображения информации.

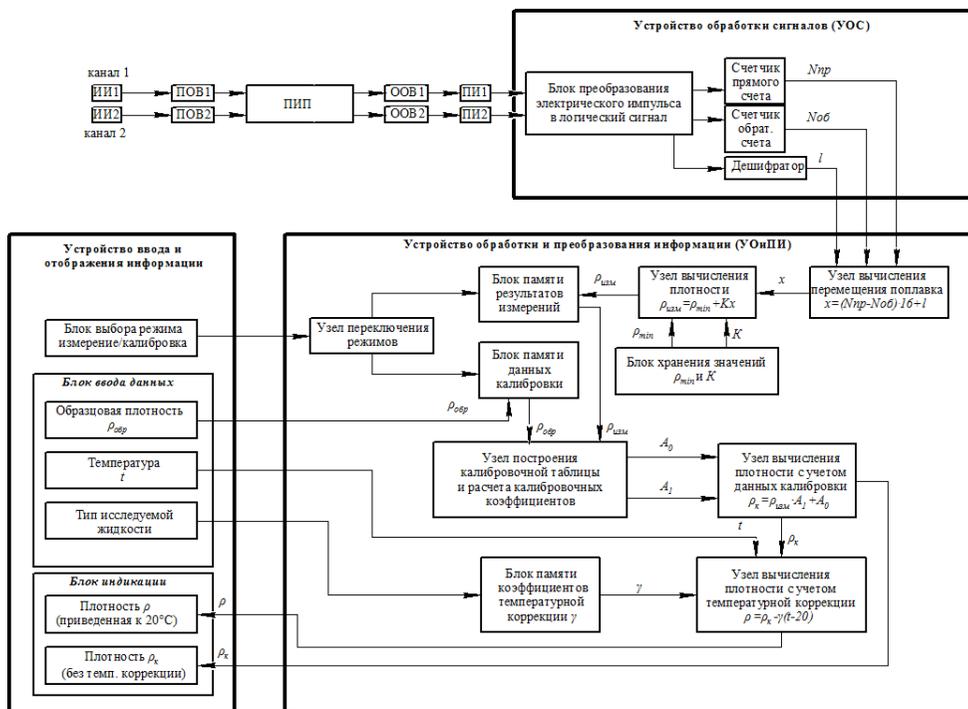


Рисунок 2. Структура информационно-измерительной системы для определения плотности жидкостей

При прохождении излучения через прозрачные участки решетки на выходе приемников излучения формируются электрические импульсы в виде полупериода синусоиды. Импульсные сигналы поступают на входы устройства обработки сигналов (УОС), а именно на блок преобразования импульсного сигнала в логический, который включает в себя компараторы, фильтр и электронный нониус, позволяющий определять перемещение поплавка с точностью до 1 мкм. Прямоугольные импульсы (логические «1» и «0») с выхода блока преобразования поступают на входы счетчиков прямого и обратного счета [7]. Выходной сигнал электронного нониуса в виде параметрического кода поступает на дешифратор, где для каждого значения параметрического кода соответственно определяется величина перемещение поплавка в мкм. Выходы счетчиков прямого и обратного счета и дешифратора являются выходами устройства обработки сигналов (УОС) и входами в устройство обработки и преобразования информации (УОиПИ).

Устройство обработки и преобразования информации (УОиПИ) представлено последовательно соединенными узлом вычисления перемещения поплавка, узлом вычисления плотности, узлом построения калибровочной таблицы и расчёта коэффициентов аппроксимирующей линейной функции, узлом вычисления плотности с учетом данных калибровки, узлом вычисления плотности с учетом температурной коррекции. Также предусмотрены блок хранения значений ρ_{min} и K , которые задаются в соответствии с параметрами конкретного датчика в программном коде; блоки памяти результатов измерений и данных калибровки, переключение между режимами осуществляется с помощью узла переключения режимов; блок памяти коэффициентов температурной коррекции γ , которые вносятся в программный код для каждого типа анализируемой жидкости.

Устройство обработки и преобразования информации (УОиПИ) соединено тремя входами от устройства обработки и преобразования сигналов, а также четырьмя входами и двумя выходами с устройством ввода и отображения информации. УОиПИ вычисляет плотность анализируемой жидкости с учетом данных калибровки, а также плотность, приведенную к 20°C с учетом коэффициентов температурной коррекции для каждого типа жидкости, если температура анализируемой жидкости отличается от 20°C. Результаты измерения выводятся на блок индикации, который является частью устройства ввода и отображения информации. В устройство ввода и отображения информации помимо блока индикации также входят блок ввода данных (показаний образцового плотномера, температуры и типа анализируемой жидкости) и блок выбора режима работы (измерение или калибровка). Устройство ввода и отображения информации имеет 4 выхода и 2 входа, которыми соединено с устройством обработки и преобразования.

Разработанная волоконно-оптическая информационно-измерительная система позволяет непрерывно измерять плотность пожароопасных жидких сред в режиме реального времени без отрыва от технологического процесса, что обеспечивает оперативность и достоверность полученных данных. Проведенные испытания экспериментального образца подтверждают работоспособность предложенной информационно-измерительной системы, а также ее соответствие к требованиям к точности измерения плотности согласно рабочей документации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кивилис С.С. Плотномеры. - М.: Энергия, 1980. - 280 с.
2. Кивилис С.С. Направления развития промышленных плотномеров // Приборы и системы управления. - 1975. - №12. - С. 14-18.
3. Кравец Б.К. и др. Поплавковый плотномер с пневмопреобразователем // Приборы и системы управления. - 1976. - №9. - С. 32-33.
4. Попов В.Д., Снегов В.С. Поплавковый первичный преобразователь плотности и вязкости жидкости // Измерительная техника. - 2001. - №10. - С. 45-47.
5. Назарова И.Т., Волоконно-оптические датчики физических величин [Электронный ресурс]/ Т.И.Мурашкина, А.С. Щевелев, И.Т. Назарова и др.//Материалы VI-го Саратовского салона изобретений, инноваций и инвестиций, г. Саратов 23-25 марта 2011.
6. Патент на полезную модель № 206142 U1 Российская Федерация, МПК G01N 9/12. Оптоэлектронное устройство для измерения плотности жидкости с оптоволоконными линиями связи : № 2021106837 : заявл. 15.03.2021 : опубл. 25.08.2021 / В. Н. Астапов, Ю. В. Гашенко.
7. Гашенко Ю. В. Оптоэлектронный прибор с волоконно-оптическими линиями связи для измерения плотности пожароопасных жидкостей / Ю. В. Гашенко, В. Н. Астапов // Автоматизация в промышленности. – 2021. – № 11. – С. 50-52.

ПРИМЕНЕНИЕ ОПТОВОЛОКОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

К.С. Ерохина, С.Р. Тухфатуллина

Научный руководитель: старший преподаватель Ю.В. Гашенко

СамГТУ, г. Самара, Россия, karina-355@yandex.ru

Аннотация. Оптоволоконные технологии играют ключевую роль в преобразовании физических величин, обеспечивая высокую точность, чувствительность и надежность измерений. Их широкие возможности применения делают их незаменимым инструментом в различных областях, от научных исследований до инженерных измерений и медицинских приложений.

Ключевые слова: Оптоволоконные технологии, безопасность, нефтегазовая отрасль, датчики, сенсоры, надежность, промышленность.

Оптоволоконные технологии — это мощный инструмент, который открывает новые горизонты в различных областях человеческой деятельности. Их уникальные свойства делают их идеальным решением для преобразования физических величин, обеспечивая высокую точность, надёжность и широкие возможности применения.

Оптоволоконные технологии находят все более широкое применение в различных областях, включая телекоммуникации, медицину, промышленность и науку. Их уникальные свойства, такие как высокая пропускная способность, иммунитет к электромагнитным помехам и низкие потери сигнала, делают их идеальным инструментом для преобразования физических величин. [2]

Оптоволоконные датчики основаны на изменении характеристик света, проходящего через оптическое волокно, под воздействием измеряемой физической величины. Изменения могут быть в виде изменения фазы, поляризации, интенсивности или длины волны света.

Существует множество типов оптоволоконных датчиков, каждый из которых оптимизирован для измерения определённой физической величины:

1) Датчики давления: измеряют давление путем регистрации изменения длины волны света, проходящего через оптическое волокно, которое деформируется под воздействием давления.

2) Датчики температуры: измеряют температуру путем регистрации изменения интенсивности света, проходящего через оптическое волокно, которое меняет свою оптическую прозрачность при изменении температуры.

3) Датчики деформации: измеряют деформацию путем регистрации изменения фазы света, проходящего через оптическое волокно, которое растягивается или сжимается под воздействием деформации.

4) Датчики вибрации: измеряют вибрацию путем регистрации изменения частоты света, проходящего через оптическое волокно, которое колеблется под воздействием вибрации.

5) Датчики магнитного поля: измеряют магнитное поле путем регистрации изменения поляризации света, проходящего через оптическое волокно, которое взаимодействует с магнитным полем. [1]

Оптоволоконные сенсоры способны обнаруживать даже очень малые изменения измеряемой величины. Это связано с тем, что свет, проходящий через оптическое волокно, очень чувствителен к изменениям в окружающей среде. Например, даже незначительное изменение температуры или давления может вызвать заметные изменения в характеристиках света. [3] Они не подвержены влиянию электромагнитных полей, что делает их идеальным выбором для работы в средах с высоким уровнем электромагнитных помех, например, вблизи электростанций или мощных радиопередатчиков. Оптоволоконные датчики не представляют опасности возгорания или взрыва, что делает их подходящим выбором для использования в опасных средах, например, в химической промышленности, на нефтегазовых платформах или в шахтах. Также их можно устанавливать в труднодоступных местах и измерять физические величины дистанционно. Это особенно важно в ситуациях, когда доступ к месту измерения ограничен или опасен.

Оптоволоконные технологии находят широкое применение во множестве отраслей, решая задачи различной сложности и обеспечивая высокую точность и надёжность измерений. Например, оптоволоконные датчики деформации и вибрации позволяют отслеживать состояние мостов, выявляя трещины, деформации и другие

повреждения, при контроле состояния зданий оптоволоконные датчики используются для мониторинга состояния зданий, выявляя деформации, прогибы, вибрации и другие изменения, которые могут свидетельствовать о неисправностях, используются для контроля состояния трубопроводов, выявляя утечки, коррозию, трещины и другие повреждения, для контроля за температурой, давлением, уровнем жидкости, скоростью потока и другими параметрами в производственных процессах, для отслеживания состояния машин и механизмов, выявляя перегрев, вибрации, трещины и другие неисправности. [4]

Оптоволоконные технологии – это настоящий прорыв в области измерений и передачи информации. Их уникальные свойства, такие как высокая пропускная способность, устойчивость к помехам и возможность дистанционного измерения, делают их незаменимым инструментом во множестве областей. Это не просто инструмент, а настоящий двигатель прогресса, закладывающий основы для создания более безопасного, эффективного и устойчивого будущего.

ЛИТЕРАТУРА

1. ОПТОВОЛОКОННЫЕ ДАТЧИКИ [Электронный ресурс] // Электронный научно-практический журнал «Современная техника и технологии» // URL: <https://technology.snauka.ru/2015/08/7750>
2. Принципы преобразования в волоконно-оптических датчиках физических величин [Электронный ресурс] // Studfile // URL: <https://studfile.net/preview/16712970/page:17/>
3. Волоконно-оптические датчики: перспективы промышленного применения [Электронный ресурс] // Время электроники // URL: <https://russianelectronics.ru/volonkonno-opticheskie-datchiki-perspektivy-promyshlennogo-primeneniya/>
4. Власов М. Высоковольтные оптические преобразователи для систем измерения и анализа качества электрической энергии / М. Власов, А. Сердцев // Энергорынок. - 2006. - № 1. - С. 1-5.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ КОНТРОЛЬ ПЛОТНОСТИ ЖИДКИХ СРЕД НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ

С.Р. Тухфатуллина, К.С. Ерохина

*Научный руководитель: старший преподаватель Ю.В. Гащенко
СамГТУ, г. Самара, Россия, sabrina.tuxfatullina@mail.ru*

Аннотация. Контроль плотности жидких сред на объектах нефтепереработки и хранения нефтепродуктов является важнейшим элементом технологического процесса. От точности измерения плотности зависит правильность учета сырья и готовой продукции, а также оптимизация технологических параметров и предотвращение аварийных ситуаций.

Ключевые слова: Автоматизированный контроль, плотность, надежность, нефтепереработка, сырье, промышленные установки.

Плотность жидкости — это важный параметр, который характеризует массу вещества, содержащегося в данной жидкости. Контроль плотности необходим для определения качества и соответствия стандартам нефтепродуктов, а также для контроля технологических процессов, связанных с их производством и хранением.

Автоматизированный контроль плотности жидких сред на объектах нефтепереработки и хранения нефтепродуктов представляет собой систему, которая осуществляет непрерывный мониторинг и контроль плотности жидких сред, таких как нефть, нефтепродукты и другие жидкости, используемые в процессах нефтепереработки. Эта система позволяет оперативно реагировать на изменения в плотности жидких сред и контролировать их соответствие установленным нормам и требованиям. [1] В случае выхода параметров за пределы допустимых значений система автоматически активирует сигнал тревоги и принимает необходимые меры для предотвращения аварийных ситуаций. Автоматизированный контроль плотности жидких сред на объектах нефтепереработки и хранения нефтепродуктов обеспечивает эффективную и безопасную работу промышленных установок, позволяя минимизировать риски возникновения проблем и повышать эффективность производственных процессов.

Автоматизированный контроль плотности позволяет оперативно выявлять любые отклонения от установленных нормативов и оперативно реагировать на них, минимизируя вероятность возникновения аварийных ситуаций и оптимизируя процессы производства. Такой контроль позволяет существенно сократить затраты на производство, уменьшить потери и повысить качество выпускаемой продукции. Современные приборы для измерения и контроля плотности обладают высокой точностью измерений, автоматической калибровкой, возможностью удаленного мониторинга и анализа данных. [2] Они также обладают высокой надежностью и долговечностью, что позволяет использовать их в условиях повышенной нагрузки и эксплуатации.

Современные технологии позволяют автоматизировать процесс контроля плотности жидких сред. Автоматизированные системы контроля плотности (АСКП) основаны на применении различных физических принципов, таких как:

- 1) Гидростатическое взвешивание: измеряется сила, с которой жидкость действует на погруженный в нее объект с известной массой;
- 2) Вибрационный метод: измеряется частота колебаний вибрационного датчика, погруженного в жидкость;
- 3) Радиоизотопный метод: измеряется поглощение гамма-излучения в потоке жидкости;
- 4) Поплавковый (поплавково-весовой) метод: выдача электрического дискретного сигнала об уровне жидкости и уровне раздела двух несмешивающихся жидкостей в аппаратах и резервуарах
- 5) Ультразвуковой метод: заключается в просвечивании проверяемого стыковочного участка ультразвуком для выявления внутренних дефектов сварки и

отклонений химического состава металла от норм, установленных действующими стандартами.

Основное преимущество автоматизированного контроля плотности заключается в его высокой точности и надежности. Современные системы и приборы обеспечивают высокую степень автоматизации процесса контроля плотности, что позволяет исключить человеческий фактор и минимизировать возможность ошибок при измерениях. [3] Кроме того, автоматизированный контроль плотности позволяет проводить измерения быстро и эффективно, что значительно уменьшает время на проведение контроля и повышает производительность производства. Также, такие системы часто обладают возможностью записи данных и генерации отчетов, что упрощает процесс мониторинга и анализа результатов. В целом, автоматизированный контроль плотности способствует повышению качества продукции и снижению затрат на контрольные процессы.

Благодаря автоматизированному контролю плотности жидкостей на объектах нефтепереработки и хранения нефтепродуктов удастся обеспечить высокое качество продукции, минимизировать риски аварийных ситуаций и обеспечить безопасность технологического процесса. Это позволяет сэкономить время и средства, повысить производительность и эффективность работы предприятия. Таким образом, автоматизированный контроль плотности на объектах нефтепереработки и хранения нефтепродуктов играет важную роль в обеспечении эффективности производства, безопасности и качества выпускаемой продукции.[4]

ЛИТЕРАТУРА

1. РАЗРАБОТКА УЛЬТРАЗВУКОВОГО МЕТОДА И СРЕДСТВ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО КОНТРОЛЯ ПЛОТНОСТИ НЕФТЕПРОДУКТОВ [Электронный ресурс] // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук // URL: <https://new-disser.ru/avtoreferats/01002613677.pdf>
2. Соломичев Р. И., Слонько А. Н. Измерение плотности нефтепродуктов и концентрации компонент технологических жидкостей ультразвуковым методом [Электронный ресурс] // Сфера Неть и газ // URL: <https://сферанеттьгаз.рф/turbulentnost-don-2019-6/>
3. Информационные технологии в нефтегазовой отрасли [Электронный ресурс] // Государство. Бизнес. Экономика. // URL: https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Информационные_технологии_в_нефтегазовой_отрасли
4. Харазов В.Г. Ермоленко А.Д. Кашин О.Н. Лисицын Н.В. Макаров А.С. Фомин А.С. Автоматизация процессов нефтепереработки // Автоматизация процессов нефтепереработки [Электронный ресурс] // URL: <https://djvu.online/file/loHwevlhyRXbU>

**МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО
УПРАВЛЕНИЯ БЛОКА СЕПАРАЦИИ УКПН**

Д.А. Малов, Д.А. Мельникова
СамГТУ, г. Самара, Россия, malov-deniska8@mail.ru

Аннотация. Автоматизация процессов в нефтегазовой отрасли является одним из ключевых направлений повышения эффективности и безопасности производства. В частности, система сепарации, отвечающая за разделение нефти, газа и воды на стадии добычи, требует особого внимания. Сепарация — это важный технологический процесс, который определяет качество продукта, обеспечивает безопасность работы и минимизирует воздействие на окружающую среду. В связи с растущими требованиями к качеству продукции, снижению эксплуатационных затрат и повышению безопасности, автоматизация системы сепарации приобретает критическое значение.

Ключевые слова: автоматизация технологических процессов, модернизация, трехфазный сепаратор, цифровое управление, автоматизированные системы управления, риски, повышение эффективности. нефтеперерабатывающие заводы.

Традиционные системы сепарации в нефтегазовой отрасли зачастую работают на основе ручного управления и требуют постоянного участия операторов. Это создает множество проблем. Во-первых, человеческий фактор может стать причиной ошибок в управлении процессом, что ведет к снижению качества конечного продукта и увеличению потерь ресурсов. Во-вторых, ручное управление снижает оперативность реакции на изменения технологических параметров, таких как давление, температура или состав сырья, что, в свою очередь, повышает риск аварийных ситуаций и выбросов в окружающую среду. Наконец, устаревшие системы приводят к высоким эксплуатационным затратам и требуют значительных ресурсов на обслуживание и контроль.

Автоматизация системы сепарации позволяет решить ряд вышеупомянутых проблем и добиться значительных улучшений в работе нефтегазовых предприятий. Одним из основных преимуществ автоматизации является повышение точности и стабильности процесса. Современные автоматизированные системы позволяют непрерывно контролировать и регулировать параметры сепарации в реальном времени. Это снижает влияние человеческого фактора, увеличивает производительность и уменьшает риск аварий.

Кроме того, автоматизация существенно сокращает эксплуатационные затраты. Автоматические системы требуют меньше участия человека, что позволяет снизить потребность в персонале и уменьшить затраты на обучение и обслуживание оборудования. Также современные технологии позволяют проводить диагностику оборудования в режиме онлайн, что способствует более эффективному планированию профилактических и ремонтных работ.

Автоматизация позволяет оперативно реагировать на изменения в процессе, предотвращая аварийные ситуации. Системы мониторинга и контроля могут быть интегрированы с аварийными системами, что позволяет немедленно отключать оборудование при возникновении критических отклонений от нормы.

Автоматизация систем сепарации также способствует снижению негативного воздействия на окружающую среду. Точные и оперативные системы контроля позволяют минимизировать утечки и выбросы, что особенно важно в условиях строгих экологических требований. Уменьшение аварийных ситуаций и непреднамеренных выбросов снижает риски загрязнения воздуха, воды и почвы, что делает производство более экологически безопасным

Автоматизация системы сепарации в нефтегазовой отрасли является необходимым шагом на пути к повышению эффективности, безопасности и экологической устойчивости производства. Она позволяет значительно улучшить качество управления технологическими процессами, снизить эксплуатационные затраты и минимизировать воздействие на окружающую среду. В условиях стремительного развития технологий и увеличения требований к надежности и безопасности производства, внедрение автоматизированных систем становится неотъемлемой частью успешного и устойчивого развития нефтегазовых компаний.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Трехфазный сепаратор / Большая энциклопедии неги и газа [электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ngpedia.ru/id418127p1.html>.
2. Справочник слесаря по контрольно-измерительным приборам /Гресько А.А., Долгая А.А./ Киев «Техника - 2005»
3. Золотов М.А. способы воздействия на эффективность работы трех фазного сепаратора: научная статья в журнале / М.А. Золотов // Молодой ученый. – 2020. - №50(340). – С. 59-64.
4. Сбор и подготовка нефти, газа и воды на промысле [электронный ресурс.] Режим доступа: <https://www.neftemagnat.ru/enc/245>

ОСОБЕННОСТИ МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ БЛОКА СЕПАРАЦИИ УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Д.А. Малов, Д.А. Мельникова

СамГТУ, г. Самара, Россия, melnikovada1988@mail.ru

Аннотация. Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ) предназначены для разработки и реализации управляющих воздействий на технологический объект управления и представляют собой человеко-машинные системы, обеспечивающие автоматизированный сбор и обработку информации для оптимизации управления технологическим объектом в соответствии с принятыми критериями.

Ключевые слова: автоматизация технологических процессов, модернизация, трехфазный сепаратор, цифровое управление, автоматизированные системы управления, нефтеперерабатывающие заводы.

Современная нефтегазовая отрасль требует высокой степени автоматизации для повышения эффективности производства и снижения операционных рисков. Одной из важнейших задач является управление процессами разделения нефти, газа и воды, которые осуществляются в установках трехфазного разделения. Для достижения оптимальных результатов необходимо разработать и внедрить автоматизированные системы управления (АСУ), которые обеспечат стабильность и эффективность работы установки трехфазного разделения.

Установка трехфазного разделения предназначена для разделения сырой нефти на три фазы: нефть, газ и воду. Процесс разделения зависит от многих факторов, включая давление, температуру и концентрацию различных фаз. Эффективность разделения влияет на качество продукта, безопасность производства и снижение эксплуатационных расходов. Одной из основных сложностей в управлении трехфазным сепаратором является поддержание оптимальных технологических параметров в условиях постоянно меняющихся характеристик исходного сырья. Например, состав смеси может меняться в зависимости от глубины добычи или геологических особенностей месторождения. В этих условиях традиционные методы контроля не всегда способны обеспечить необходимую гибкость и точность, что делает автоматизированные системы управления (АСУ) неотъемлемой частью технологического процесса.

Архитектура автоматизированной системы управления установкой трехфазного разделения включает в себя несколько ключевых компонентов: сенсорные системы, контроллеры, исполнительные механизмы и программное обеспечение для управления данными и их анализа. Датчики контролируют параметры исходного сырья и состояние системы, такие как давление, температура и уровень фаз в сепараторе. Контроллеры обрабатывают данные с датчиков и принимают решения о регулировании параметров процесса путем передачи команд на исполнительные механизмы.

Программное обеспечение автоматизированной системы управления может основываться на различных подходах, включая использование математических моделей процессов, нейронных сетей и алгоритмов машинного обучения. Это позволяет системе адаптироваться к изменениям характеристик входного сырья и обеспечивать стабильную работу сепаратора даже в условиях неопределенности. Кроме того, автоматизированная система управления может включать в себя элементы прогнозирующего управления,

которые прогнозируют возможные изменения в технологическом процессе и заранее корректируют параметры системы.

Современные автоматизированные системы управления могут быть интегрированы с другими системами управления предприятием, что обеспечивает более комплексный подход к управлению производственными процессами.

Автоматизация процессов трехфазного разделения в нефтегазовой отрасли является важным шагом на пути повышения эффективности и безопасности производства. Внедрение автоматизированных систем управления и их модернизация позволяет не только повысить качество продукции, но и значительно снизить операционные риски и затраты. Разработка автоматизированных систем управления, основанных на современных методах обработки данных и управления ими, является перспективным направлением для дальнейшего повышения эффективности работы нефтегазовых предприятий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Трехфазный сепаратор / Большая энциклопедии нети и газа [электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ngpedia.ru/id418127p1.html>.
2. Типовое проектирование автоматизированных систем // Сибирский федеральный университет [Сайт]. – Режим доступа: <https://e.sfukras.ru/pluginfile.php/175310>.
3. Золотов М.А. способы воздействия на эффективность работы трех фазного сепаратора: научная статья в журнале / М.А. Золотов // Молодой ученый. – 2020. - №50(340). – С. 59-64.

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ В ЦЕЛЯХ ПОВЫШЕНИИ БЕЗОПАСНОСТИ НА ПРИМЕРЕ ВАТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.К. Пономарев^{1,2}, Д.А. Мельникова²

ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»¹, ФГБОУ ВО «СамГТУ»²

город Самара, Россия

e-mail: Ponomarev.IK@gazprom-neft.ru

Аннотация. Идея предлагается с целью модернизации технически устаревших разрозненных систем автоматизированного управления кустовой насосной станции (КНС), а также с последующим переводом КНС в полностью автономный режим работы.

Ключевые слова: Насосная станция, автоматическое регулирование, давление, микропроцессор.

Достижение стратегических целей, сохранение лидирующих позиций в российской нефтяной отрасли и соответствие ожиданиям своих акционеров, клиентов, партнеров, регулирующих органов, местных сообществ и собственных сотрудников требуют от компании постоянного совершенствования операционной деятельности.

На данный момент в ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» реализуется большое количество инвестиционных, инновационных и операционных проектов. В современных условиях разработка эффективных автоматизированных моделей управления проектами позволяет выводить процессы на новый уровень зрелости, отвечающий текущим вызовам в работе и стратегии цифровизации компании.

Понятие кустовой насосной станции или КНС включает в себя технологическую часть системы для осуществления сбора нефти, а также газа в условиях промысла и последующей транспортировки. Функцией основного оборудования на кустовой насосной станции является сообщение нефти и газу дополнительного добавочного напора, который, в свою очередь, необходим с целью транспортировки через системы сбора, а также системы подготовки по направлению к высоконапорным участкам. Как правило, кустовая насосная станция в свой состав включает ряд насосных агрегатов, которые включаются параллельным способом. Кроме того, в устройстве КНС имеются общий коллектор, задвижки, располагающиеся на входах насосных агрегатов. От общего коллектора, как правило, отходят водоводы, оснащенные нагнетательными скважинами. [1] Гребенка выполнена в виде замкнутого контура, разделенного задвижками на части, содержащие одинаковое число отводов к нагнетательным скважинам. Выходы насосных агрегатов подключены к гребенке в местах, делящих ее на участки, число которых равно числу насосных агрегатов при одинаковом количестве отводов в каждом из них.

Улучшение состоит в повышении функциональности системы за счет использования более современных средств автоматизации российского производства, повышении эргономичности, упрощении технического обслуживания и диагностирования системы за счет объединения ранее разрозненных систем автоматического управления отдельными узлами в единый комплекс, повышении функциональных возможностей модернизированной системы относительно предыдущих версий системы автоматизированного управления, возможности вывода всех технологических параметров на верхний уровень и расширения функционала системы автоматизированного управления за счет модульной структуры (контролируемые параметры и выходные сигналы формируются модулями ввода-вывода) и легкости модификации программного обеспечения. [2]

Предыдущие системы управления данными узлами были не заводского исполнения (собраны на базе линейки устаревших ПС-контроллеров), с ограниченным функционалом и длительными интервалами прохождения цикла опроса всех устройств в системе. Также отсутствовала техническая возможность вывода технологических параметров на верхний уровень. Совокупность этих недостатков и неудовлетворительное техническое состояние предыдущих систем в результате длительного срока эксплуатации вызвали необходимость разработки новой системы автоматизированного управления.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Петров И.В. Программируемые контроллеры. Стандартные языки и приемы прикладного программирования. 2004.
2. Проектирование АСУТП. Методическое пособие. СПб.: ДЕАН, 2006.

УДК 681.52

**ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИИ ПРИ АВТОМАТИЗАЦИИ
ПЕРЕДВИЖЕНИЯ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ЦИСТЕРН НА СЛИВНО-
НАЛИВНЫХ ЭСТАКАДАХ НА НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ**

Н.В. Дурыманов, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: durymanov.nik@mail.ru, kparfenov@mail.ru

Статья посвящена проблемам использования искусственного интеллекта при автоматизации передвижения железнодорожных цистерн на нефтехимических предприятиях. Обсуждаются основные вызовы, такие как интеграция в существующую инфраструктуру, вопросы безопасности, технологические и правовые ограничения. Особое внимание уделяется необходимости сохранения человеческого контроля, несмотря на перспективы оптимизации и повышения эффективности с применением ИИ. В заключении подчеркивается, что будущее автоматизации лежит в сочетании ИИ и человеческого опыта.

Ключевые слова: автоматизация, вагонный замедлитель, сливно-наливные эстакады, оптимизация логистики, искусственный интеллект.

В 2011 году в России была принята программа по модернизации нефтеперерабатывающих мощностей и вводу новых мощностей вторичной переработки нефти со сроком реализации до 2020 года. Выполнение данной программы предполагает качественный скачок в развитии отрасли, поэтому нефтяные предприятия последовательно выполняют взятые на себя обязательства.

Машинное обучение может сократить количество отходов, лучше определяя, когда оборудование должно быть снято с производства для технического обслуживания.

- Если вы выполняете техническое обслуживание оборудования слишком рано, вы тратите ценные ресурсы, которые не должны быть потрачены впустую.
- Если вы сделаете это слишком поздно, вы потенциально можете увидеть полную поломку процесса сборочной линии.

Машинное обучение может определить идеальное время для обслуживания оборудования, создавая более безопасную и эффективную среду [4].

Также в современной нефтяной промышленности, как и во всем мире в большом количестве появляются системы, основанные на искусственном интеллекте, нейронных сетях, машинном обучении и т.д.

Ниже приведены примеры применения вышеперечисленных технологий в области нефтедобычи и транспорта подготовленной нефти:

– Приложение с искусственным интеллектом для своевременного обслуживания. Данное приложение обучается помогает диагностировать неисправности во время технического обслуживания, что облегчает работу технику и ускоряет процесс обслуживания [6].

– Применение нечеткой логики для улучшения коэффициента перфорации. Нечеткая логика хорошо согласуется с высокой неопределенностью данных геолого-геофизических исследований и помогает производить более точные расчеты [7].

– Нелинейный решатель на основе искусственного интеллекта для моделирования залежей углеводородов [8].

Одним из ключевых вызовов является необходимость интеграции ИИ в существующие системы управления. Нефтехимические предприятия, как правило, используют сложные и разветвленные инфраструктуры, где перемещение цистерн уже регулируется набором предустановленных правил и протоколов. Внедрение ИИ требует серьезных изменений в этих системах, что может стать дорогостоящим и долгим процессом. Кроме того, системы ИИ требуют значительных объемов данных для обучения, а сбор и обработка таких данных на нефтехимических предприятиях представляют собой отдельную задачу. Например, данные о перемещении цистерн должны быть точными и полными, иначе алгоритмы ИИ могут начать принимать неверные решения. Безопасность — еще один аспект, который вызывает опасения. Цистерны, загруженные нефтью и химическими веществами, представляют собой объекты повышенной опасности. Ошибка ИИ, будь то неправильное распознавание ситуации или сбой в системе, может привести к катастрофическим последствиям.

Несмотря на многочисленные успехи в области автоматизации транспорта, полностью исключить вероятность сбоя невозможно, что вызывает обоснованное беспокойство со стороны операторов и инженеров. Помимо технологических вызовов, существуют и правовые барьеры. Внедрение ИИ в управлении цистернами требует пересмотра ряда нормативных актов и стандартов безопасности. Важно учитывать, что регулирование использования ИИ в промышленности только начинает развиваться, а юридические аспекты применения таких систем остаются в значительной степени неясными. Это может стать препятствием на пути к массовому внедрению ИИ на предприятиях.

Один из наиболее весомых контраргументов против полной автоматизации заключается в том, что ИИ, каким бы совершенным он ни был, не может заменить человеческий опыт и интуицию. В экстремальных ситуациях, таких как аварийные разливы химикатов или сбой в работе оборудования, человек способен действовать быстрее и эффективнее. Даже самые современные системы ИИ все еще могут иметь проблемы с точным распознаванием нестандартных или редких ситуаций. На практике это означает, что автоматизация с применением ИИ должна использоваться в тандеме с человеком, где ИИ берет на себя рутинные задачи, а люди контролируют процесс и вмешиваются в критические моменты. Еще одним важным аспектом является сложность предсказания и учета всех возможных факторов, влияющих на передвижение цистерн. Это не только физические параметры, такие как скорость и вес, но и погодные условия, состояние железнодорожных путей, наличие

препятствий на пути. Эти факторы требуют гибкости в принятии решений, что иногда выходит за пределы возможностей даже самых продвинутых алгоритмов.

Несмотря на перечисленные проблемы, перспективы использования ИИ в управлении цистернами на нефтехимических предприятиях остаются многообещающими. Правильная настройка и обучение алгоритмов могут позволить значительно сократить время простоя, минимизировать человеческий фактор, улучшить контроль за состоянием цистерн и повысить безопасность. Например, системы ИИ могут быть обучены распознавать потенциальные неисправности оборудования и сигнализировать о необходимости обслуживания задолго до того, как произойдет сбой. Кроме того, алгоритмы ИИ могут помочь оптимизировать маршруты движения цистерн, обеспечивая наилучшее распределение ресурсов и снижение затрат на логистику. Особенно это актуально для крупных предприятий, где движение цистерн необходимо координировать с другими операциями, такими как отгрузка продукции или загрузка новых партий сырья.

Автоматизация передвижения железнодорожных цистерн с помощью ИИ на нефтехимических предприятиях, несмотря на существующие проблемы и вызовы, имеет огромный потенциал. Технологические и правовые барьеры, которые возникают на этом пути, постепенно преодолеваются благодаря развитию технологий и изменениям в нормативной базе. Тем не менее, важно помнить, что ИИ — это инструмент, а не замена человека. Даже в самых автоматизированных системах роль человека остается критически важной, особенно в вопросах безопасности.

Основной вывод, который можно сделать: будущее автоматизации цистерн на нефтехимических предприятиях лежит в сочетании искусственного интеллекта и человеческого опыта. Только тогда можно добиться оптимальных результатов в обеспечении безопасности и эффективности работы. И хотя проблемы на этом пути неизбежны, их преодоление открывает широкие перспективы для дальнейшего роста и развития отрасли.

ЛИТЕРАТУРА

1. Астапов, Р. Л., Мухамадеева, Р. М. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОДБОРА ПАРАМЕТРОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ И ОБУЧЕНИЕ МОДЕЛИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ [Текст] / Р. Л. Астапов, Р. М. Мухамадеева // Актуальные научные исследования в современном мире. — 2021. — № 5-2(73). — С. 34-37.
2. Алекс Дж. Катман, Джордан Голдмейер Разберись в Data Science: как освоить науку о данных и научиться думать как эксперт [Перевод с Английского М.А. Райтман] [Текст] / Алекс Дж. Катман, Джордан Голдмейер — 1-е изд.. — Москва: Эксмо, 2023 — 304 с.
3. Ширчков Н.П Применение технологии машинного обучения в легкой промышленности / Ширчков Н.П [Текст] // ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ И ПРИКЛАДНЫЕ НАУЧНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ. — Уфа: Общество с ограниченной ответственностью "Научно-издательский центр "Вестник науки" , 2023. — С. 123-126.

4. Шестан В.Б., Михтадов Р.Э. Машинное обучение в производстве // Прорывные научные исследования: проблемы, закономерности, перспективы: сб. ст. XV Междунар. науч.-практ. конф. Пенза: Наука и просвещение. 2020. С. 121-123.
5. Шлыков С.В. Применение методов машинного обучения для автоматизации процессов в нефтегазовой отрасли // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2023. № 2. С. 46-53.
6. Debal D Datta Choudhary, Shivprasad Bist. Artificial Intelligence Application for Just in Time Maintenance // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, 9 - 2 November 2020. С. 1-11.
7. Irfan Taufik Rau, Pertamina Hulu Mahakam. Application of Fuzzy Logic for Improvement of Perforation Gain Predictability in MultiLayered Giant Mature Gas Field // SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Bali, Indonesia, 29 - 31 October 2019. С. 1-13.
8. Mohammad Ebadi, Yashar Bezyan. An Artificial Intelligence-Based Nonlinear Solver for Hydrocarbon Reservoir Simulations // SPE Europec featured at 82nd EAGE Conference and Exhibition originally scheduled, Amsterdam, The Netherlands, 8 - 11 June 2020. С. 1-13.

УДК 681.52

АВТОМАТИЗАЦИЯ И ИИ В УПРАВЛЕНИИ ДВИЖЕНИЕМ ЦИСТЕРН НА НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Н.В. Дурыманов, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия

e-mail: durymanov.nik@mail.ru, kparfenov@mail.ru

В статье рассматривается внедрение автоматизированной системы с использованием вагонных замедлителей и искусственного интеллекта для контроля движения цистерн на нефтехимических предприятиях. Предлагаемая технология обеспечивает повышение безопасности, снижение аварий и улучшение эффективности операций на сливно-наливных эстакадах, минимизируя человеческий фактор и оптимизируя логистические процессы.

Ключевые слова: автоматизация, вагонный замедлитель, сливно-наливные эстакады, оптимизация логистики.

Нефтехимическая отрасль — одна из ключевых в мировой экономике, где вопросы безопасности играют первостепенную роль. Цистерны с углеводородами и химикатами, перемещаемые по железным дорогам, создают потенциальные риски для сотрудников и инфраструктуры. Сливно-наливные эстакады — места, где происходят операции по загрузке и выгрузке опасных веществ, требуют особенно

тщательного контроля. И в условиях растущих объемов перевозок и ужесточения стандартов безопасности возникает потребность в совершенствовании процесса управления движением цистерн. Одной из перспективных технологий, способных радикально изменить существующий подход, является внедрение автоматизированной системы с использованием нескольких вагонных замедлителей и искусственного интеллекта (ИИ). Такая система предлагает не только повышение эффективности операций, но и значительное улучшение безопасности на предприятиях. Идея заключается в том, чтобы полностью контролировать движение цистерн в пределах эстакад, минимизируя человеческий фактор и снижая риск аварийных ситуаций.

На современном этапе развития отечественным производителям для обеспечения устойчивого положения на рынке и выпуска конкурентоспособной продукции приходится использовать современные методы ведения бизнеса. Одним из таких методов является рациональное применение логистического инструментария, предполагающего логистизацию бизнес-процессов и повышение за счет этого конкурентоспособности деятельности предприятия. В соответствии с этим, в последние годы наблюдается тенденция логистизации бизнес-процессов, на основании чего в настоящее время этот аспект является одним из наиболее прогрессивных научно-прикладных направлений [4].

Основным элементом предлагаемой системы являются вагонные замедлители, установленные на рельсах в ключевых точках движения цистерн. Эти устройства предназначены для плавного снижения скорости вагонов, что позволяет контролировать их передвижение с высокой точностью [3].

Принцип работы большинства вагонных замедлителей основан на том, что гребни вагонных колес, периодически наезжают на грибовидные головки замедлителей, вдавливая их вниз, преодолевая сопротивление, создаваемое перетеканием гидравлической жидкости из одной полости в другую через дросселирующие отверстия. После того, как колесо проехало замедлитель, его грибовидная головка поднимается на прежний уровень за счет энергии, запасенной в пружине или сжатом воздухе. Энергии, поглощаемой одним замедлителем недостаточно для снижения скорости вагона, поэтому их устанавливают группами на рельсы вдоль всего пути следования вагонов (по несколько десятков устройств в ряд с обеих сторон железной дороги) [3].

Однако замедлители лишь часть уравнения. Настоящий прорыв заключается в интеграции этих устройств с системой искусственного интеллекта.

ИИ будет анализировать множество факторов: скорость, вес цистерны, погодные условия и состояние рельсов. Используя данные от различных датчиков, система сможет предсказывать возможные аварийные ситуации и корректировать движение вагонов в режиме реального времени [1]. Например, если система обнаружит перегрузку или неравномерное распределение веса, она скорректирует скорость движения, чтобы избежать аварийной ситуации при наливе или сливе.

Эта автоматизация значительно снижает вероятность человеческой ошибки, одной из главных причин аварий. Операторы будут задействованы лишь для контроля и надзора, а не для непосредственного управления процессом.

Преимущества системы:

1. **Повышение безопасности.** Полный контроль над передвижением цистерн позволяет предотвратить множество аварийных ситуаций, включая столкновения и сходы вагонов с рельсов.
2. **Эффективность работы.** Искусственный интеллект и замедлители позволят оптимизировать процесс загрузки и разгрузки, уменьшая время простоя вагонов и увеличивая производительность.
3. **Снижение затрат.** Благодаря снижению числа аварийных ситуаций и простоя оборудования, предприятие сможет сократить затраты на ремонт и страховки.
4. **Экологичность.** Снижение аварий также означает уменьшение рисков утечек опасных химических веществ, что улучшает экологическую безопасность.

Как и любая инновация, внедрение автоматизированной системы управления цистернами имеет свои потенциальные недостатки и ограничения. Один из основных аргументов против заключается в высоких первоначальных затратах на установку оборудования и разработку системы ИИ. Однако стоит учитывать, что долгосрочные выгоды от снижения числа аварий и простоя быстро окупят эти вложения. Другой аргумент касается возможности сбоев в работе системы. Автоматизация, безусловно, снижает роль человеческого фактора, но делает предприятие зависимым от технического оборудования [2]. Для устранения этого риска система должна быть многократно протестирована и иметь надежные механизмы резервирования. В случае выхода из строя одного из элементов системы, ИИ должен мгновенно переключаться на резервные устройства или алгоритмы.

Не все предприятия готовы к полной автоматизации. Для таких случаев возможны частичные решения, например, использование автономных замедлителей без ИИ или систем оповещения для операторов. Однако такой подход будет менее эффективен, чем полная интеграция, так как он всё ещё требует человеческого контроля на каждом этапе процесса. Ещё одной альтернативой является внедрение роботизированных комплексов, которые смогут выполнять некоторые из функций системы. Однако такие решения часто оказываются ещё более дорогими и менее гибкими в плане адаптации к изменениям условий.

Внедрение автоматизированной системы управления движением цистерн на нефтехимических предприятиях, включающей вагонные замедлители и ИИ, представляет собой значительный шаг вперед в обеспечении безопасности и эффективности работы эстакад [5]. Хотя изначальные затраты могут показаться высокими, долгосрочные преимущества, такие как снижение аварий, повышение производительности и улучшение экологической безопасности, делают эту систему разумным выбором для многих предприятий.

В условиях постоянно растущих требований к безопасности и экологичности автоматизация становится не роскошью, а необходимостью. И внедрение таких систем — это не только технологическое улучшение, но и стратегическое решение, позволяющее предприятиям оставаться конкурентоспособными в условиях современного рынка.

ЛИТЕРАТУРА

1. Астапов, Р. Л., Мухамадеева, Р. М. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОДБОРА ПАРАМЕТРОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ И ОБУЧЕНИЕ МОДЕЛИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ [Текст] / Р. Л. Астапов, Р. М. Мухамадеева // Актуальные научные исследования в современном мире. — 2021. — № 5-2(73). — С. 34-37.
2. Алекс Дж. Катман, Джордан Голдмейер Разберись в Data Science: как освоить науку о данных и научиться думать как эксперт [Перевод с Английского М.А. Райтман] [Текст] / Алекс Дж. Катман, Джордан Голдмейер — 1-е изд.. — Москва: Эксмо, 2023 — 304 с.
3. Волощук, Д. А. Повышение безопасности при формировании железнодорожного состава для транспортировки нефтепродуктов / Д. А. Волощук, И. Д. Ибатуллин // Ашировские чтения. – 2023. – Т. 1, № 1(15). – С. 387-389
4. Медведева В. Р. Инновационная логистика как инструмент управления предприятиями химии и нефтехимии с целью оптимизации их функционирования и развития // Вестник Казанского технологического университета. 2014. №16.
5. Селезнев, С. В. Обеспечение экологической безопасности при автоматизации технологических процессов в работе с нефтепродуктами / С. В. Селезнев [Текст] // СОВРЕМЕННЫЕ СТРАТЕГИИ И ЦИФРОВЫЕ ТРАНСФОРМАЦИИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ОБЩЕСТВА, ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ. — Ульяновск: Ульяновский институт гражданской авиации имени Главного маршала авиации Б.П. Бугаева, 2022. — С. 150-153.
6. Шлыков С.В. Применение методов машинного обучения для автоматизации процессов в нефтегазовой отрасли // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2023. № 2. С. 46-53.

УДК 681.52

РОЛЬ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В АВТОМАТИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ДВИЖЕНИЯ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ЦИСТЕРН НА НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Н.В. Дурьманов, К.В Парфенов

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

e-mail: durymanov.nik@mail.ru, kparfenov@mail.ru

В статье рассматривается внедрение автоматизированной системы с использованием вагонных замедлителей и искусственного интеллекта для контроля движения цистерн на нефтехимических предприятиях. Предлагаемая технология обеспечивает повышение безопасности, снижение аварий и улучшение эффективности операций на сливно-наливных эстакадах, минимизируя человеческий фактор и оптимизируя логистические процессы.

Ключевые слова: автоматизация, вагонный замедлитель, сливно-наливные эстакады, оптимизация логистики.

Автоматизация процессов на нефтехимических предприятиях давно стала необходимостью. На этапах погрузки, разгрузки и перемещения часто возникают проблемы, связанные с безопасностью и эффективностью. Здесь ключевую роль начинает играть машинное обучение (ML), способное радикально изменить подход к управлению такими процессами. Современные решения позволяют автоматизировать эти операции, минимизируя влияние человеческого фактора и значительно повышая общую производительность [2].

Машинное обучение и искусственный интеллект используются для создания моделей прогнозирования и оптимизации производственных процессов. Это позволяет компаниям быстро адаптироваться к изменениям в производственной среде, прогнозировать проблемы и находить новые возможности для улучшения эффективности и качества [4].

Для того чтобы цифровизировать производство компании внедряют «умное производство». Данному подходу характерно интенсивное применение продвинутых интеллектуальных систем, динамическое реагирование и оптимизация выпуска в режиме реального времени. Ключевым фактором применения «умного производства» является анализ больших данных. Data Mining (добыча данных, интеллектуальный анализ данных, глубинный анализ данных) – собирательное название, используемое для обозначения совокупности методов обнаружения в данных ранее неизвестных, нетривиальных, практически полезных и доступных интерпретации знаний, необходимых для принятия решений в различных сферах человеческой деятельности [5].

Для решения задач прогнозирования и классификации используется широкий спектр методов интеллектуального анализа данных.

В этой классификации различают две группы методов:

- статистические методы, основанные на использовании усредненного накопленного опыта, который отражен в ретроспективных данных;
- кибернетические методы, включающие множество разнородных математических подходов [3].

Тем не менее, несмотря на очевидные преимущества, некоторые аспекты внедрения машинного обучения в автоматизацию управления движением цистерн остаются предметом дискуссий. Во-первых, это высокий уровень начальных затрат на разработку и внедрение таких систем. Для большинства предприятий переход на полностью автоматизированные системы может потребовать значительных инвестиций как в технологии, так и в обучение персонала. Вдобавок, есть вопросы о том, насколько надежны и безопасны подобные решения в экстремальных условиях, например, при внезапных изменениях погоды или аварийных ситуациях на путях.

Критики также указывают на то, что машинное обучение не способно полностью заменить человеческий опыт и интуицию. Ситуации, требующие мгновенного вмешательства и принятия решений, часто лучше решаются людьми, а не машинами. Даже самые продвинутые алгоритмы могут сталкиваться с трудностями при обработке сложных сценариев, которые не предусмотрены в данных, на которых они обучались.

Однако стоит признать, что эти проблемы во многом связаны с текущим этапом развития технологий. По мере совершенствования алгоритмов и расширения базы данных, машинное обучение станет только точнее и эффективнее. Более того, сочетание человеческого интеллекта и искусственного интеллекта может дать синергетический эффект, где обе стороны дополняют друг друга: люди фокусируются на стратегических решениях и необычных ситуациях, а машины обеспечивают рутинную и высокоточную работу в стандартных условиях.

В заключение, роль машинного обучения в автоматизации управления движением железнодорожных цистерн на нефтехимических предприятиях уже сегодня очевидна, но эта технология находится на пути своего полного раскрытия. Возможно, в ближайшие годы мы увидим систему, где человеческий фактор минимизирован до предела, а машины обеспечивают безопасное и бесперебойное движение цистерн по сложным маршрутам. Тем не менее, важно не забывать о необходимости сочетания машинных алгоритмов с человеческим опытом и знанием, создавая гармонию между новейшими технологиями и проверенной временем интуицией.

ЛИТЕРАТУРА

1. Астапов, Р. Л., Мухамадеева, Р. М. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОДБОРА ПАРАМЕТРОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ И ОБУЧЕНИЕ МОДЕЛИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ [Текст] / Р. Л. Астапов, Р. М. Мухамадеева // Актуальные научные исследования в современном мире. — 2021. — № 5-2(73). — С. 34-37.
2. Алекс Дж. Катман, Джордан Голдмейер Разберись в Data Science: как освоить науку о данных и научиться думать как эксперт [Перевод с Английского М.А. Райтман] [Текст] / Алекс Дж. Катман, Джордан Голдмейер — 1-е изд.. — Москва: Эксмо, 2023 — 304 с.
3. Кардопольцева К.Б. К вопросу о роли методов интеллектуального анализа данных для решения проблемы прогнозирования состояния оборудования на промышленном предприятии // Актуальные проблемы бухгалтерского учета, анализа и аудита: Мат. конф. Курск: ЮЗГУ. 2021. С. 205-207.
4. Шлыков С.В. Применение методов машинного обучения для автоматизации процессов в нефтегазовой отрасли // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2023. № 2. С. 46-53.
5. Data Mining. — URL: <http://asu-analitika.ru/obzor-metodov-data-mining> (дата обращения: 11.10.2024).

УДК 681.52

ОПТИМИЗАЦИЯ ЛОГИСТИКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ЭСТАКАДАХ НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Н.В. Дурыманов, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: durymanov.nik@mail.ru, kparfenov@mail.ru

Оптимизация логистики на эстакадах нефтехимических предприятий с использованием современных технологий, таких как автоматизация, искусственный интеллект и анализ данных, позволяет значительно повысить эффективность операций, снизить затраты и улучшить экологические показатели. Однако успешное внедрение требует комплексного подхода, который включает не только технические нововведения, но и грамотное управление изменениями и кибербезопасностью.

Ключевые слова: цифровизация, автоматизация, искусственный интеллект, нефтехимическая промышленность, роботизация.

На современном этапе развития отечественным производителям для обеспечения устойчивого положения на рынке и выпуска конкурентоспособной продукции приходится использовать современные методы ведения бизнеса. Одним из таких методов является рациональное применение логистического инструментария, предполагающего логистизацию бизнес-процессов и повышение за счет этого конкурентоспособности деятельности предприятия. В соответствии с этим, в последние годы наблюдается тенденция логистизации бизнес процессов, на основании чего в настоящее время этот аспект является одним из наиболее прогрессивных научно-прикладных направлений [2].

На протяжении десятилетий погрузочно-разгрузочные работы оставались трудоемким и затратным процессом. Однако сегодня на первый план выходят цифровизация и автоматизация, которые позволяют значительно ускорить и оптимизировать данные операции. Современные системы управления погрузкой используют датчики, программное обеспечение для управления процессами и системы анализа больших данных для мониторинга и контроля каждой стадии работы. Это снижает риск ошибок и аварийных ситуаций, что особенно важно на предприятиях с высоким уровнем безопасности, таких как нефтехимические.

Проблема поиска рациональных и оптимальных управленческих решений в сложных хозяйственных ситуациях всегда имела место в практической деятельности предприятий, но в последнее время их роль значительно возросла: повысился динамизм окружающей среды и сократился период времени эффективного действия решений. Развитие науки и технологий обусловило появление большого числа их альтернативных вариантов, усилилась взаимозависимость и взаимообусловленность разных управленческих решений и их последствий, многократно увеличилась трудоемкость принятия и реализации сложных и многокритериальных решений. Принятие рациональных и оптимальных управленческих решений является основным направлением логистизации бизнес-процессов предприятий и

организаций на стратегическом и оперативном уровнях. Современное состояние и тенденции химической и нефтехимической промышленности характеризуются наличием многообразных проблем, проявляющихся в производственно-коммерческой деятельности предприятий, функционирующих в данном секторе экономики, среди которых главенствующее место занимает проблема достижения и поддержания конкурентоспособности производителей химии и нефтехимии. Поэтому, если промышленное предприятие данной отрасли экономики хочет иметь неоспоримые конкурентные преимущества перед аналогичными компаниями в мировом рыночном пространстве, то оно должно обладать тремя основными качествами: адаптивностью, гибкостью и инновационностью [2].

Установленные на эстакадах датчики контролируют вес, давление, температуру и другие ключевые параметры, что позволяет операторам в режиме реального времени отслеживать состояние процесса и своевременно принимать решения. Внедрение автоматических систем управления, таких как роботы-манипуляторы и автоматизированные транспортные системы, позволяет сократить человеческий фактор и повысить точность операций. Благодаря внедрению облачных технологий и систем анализа больших данных, компании могут не только собирать данные о процессе загрузки и выгрузки, но и прогнозировать возможные сбои и риски. Это позволяет заранее устранять проблемы и минимизировать простои. Например, анализ исторических данных помогает предсказать потребности в техническом обслуживании оборудования, что снижает вероятность внезапных поломок. Несмотря на очевидные преимущества внедрения технологий в логистические процессы на эстакадах, существуют и сложности. Во-первых, это высокие первоначальные затраты на установку нового оборудования и обучение персонала. Не каждая компания готова инвестировать значительные средства в технологии, окупаемость которых может занять несколько лет. Во-вторых, для успешной интеграции цифровых решений необходимо качественное управление изменениями, что требует от предприятия перестройки внутренних процессов и культуры работы.

Также можно рассмотреть альтернативный подход, основанный на оптимизации существующих процессов без радикального внедрения новых технологий. В некоторых случаях улучшение логистики может быть достигнуто за счет повышения квалификации работников, улучшения коммуникации между подразделениями и введения строгих регламентов по безопасности и качеству.

Оптимизация логистики с помощью современных технологий на эстакадах нефтехимических предприятий — это не просто шаг в сторону автоматизации, это стратегическая необходимость для компаний, стремящихся оставаться конкурентоспособными в условиях глобального рынка. Хотя внедрение новых технологий требует значительных ресурсов и подготовки, долгосрочные выгоды от их использования могут многократно перекрыть первоначальные инвестиции. В будущем мы увидим еще больше инноваций, таких как использование искусственного интеллекта и интернета вещей для управления логистическими процессами. Те компании, которые первыми начнут применять эти решения, смогут занять лидирующие позиции в отрасли. Однако важно помнить, что технологии — это лишь инструмент [3]. Для их успешного внедрения необходим грамотный менеджмент и адаптация внутренней культуры компании. Таким образом,

оптимизация логистики — это не только технический, но и управленческий вызов, требующий комплексного подхода.

С учетом этого, можно утверждать, что успешная оптимизация логистики на эстакадах требует не только внедрения новых технологий, но и полного пересмотра подхода к управлению процессами. Важную роль играют как технические решения, так и адаптация предприятия к новым условиям работы.

Комплексный подход подразумевает тесное взаимодействие с поставщиками и партнерами. Внедрение совместных цифровых платформ позволяет в реальном времени обмениваться данными о состоянии заказов, поставок и грузов. Это минимизирует риски задержек, улучшает планирование и повышает гибкость всей логистической системы.

С развитием искусственного интеллекта (ИИ) и роботизированных систем перед нефтехимическими предприятиями открываются еще более широкие возможности для оптимизации логистики. ИИ может анализировать огромные массивы данных, выявлять скрытые закономерности и предлагать решения для улучшения эффективности работы эстакад. Например, ИИ может помочь прогнозировать изменения спроса и корректировать логистические процессы в зависимости от текущей ситуации на рынке.

Роботизация логистики — это еще один важный тренд. Уже сейчас на многих предприятиях роботы выполняют погрузочно-разгрузочные работы с минимальным участием человека. В будущем можно ожидать, что полностью автономные системы будут управлять всеми аспектами работы на эстакадах, включая контроль качества, безопасность и скорость операций.

Для того чтобы цифровизировать производство компании внедряют «умное производство». Данному подходу характерно интенсивное применение продвинутых интеллектуальных систем, динамическое реагирование и оптимизация выпуска в режиме реального времени. Ключевым фактором применения «умного производства» является анализ больших данных. Data Mining (добыча данных, интеллектуальный анализ данных, глубинный анализ данных) – собирательное название, используемое для обозначения совокупности методов обнаружения в данных ранее неизвестных, нетривиальных, практически полезных и доступных интерпретации знаний, необходимых для принятия решений в различных сферах человеческой деятельности [5].

Несмотря на все преимущества, нельзя игнорировать потенциальные риски, связанные с внедрением новых технологий. Один из главных вызовов — это кибербезопасность. С увеличением количества подключенных устройств и систем возрастает угроза кибератак, которые могут парализовать всю логистическую цепочку. Поэтому необходимо уделять особое внимание защите данных и разработке надежных систем безопасности. Также важно учитывать, что технологии не всегда могут сразу адаптироваться под конкретные нужды предприятия. Нередко возникают проблемы с интеграцией новых систем в существующую инфраструктуру, что требует дополнительного времени и ресурсов. Это подчеркивает необходимость тщательной подготовки и планирования перед внедрением технологий.

Оптимизация логистики на нефтехимических предприятиях с использованием современных технологий открывает огромные перспективы для повышения

эффективности, снижения затрат и улучшения экологических показателей. Однако внедрение этих решений требует комплексного подхода, включающего не только технические новшества, но и адаптацию организационных процессов и корпоративной культуры.

Рассматривая эту тему, важно помнить, что не все предприятия готовы к быстрому переходу на новые технологии из-за ограниченных ресурсов или консервативного подхода к изменениям. Тем не менее, компании, которые осмелятся сделать шаг навстречу инновациям, могут рассчитывать на серьезные конкурентные преимущества в будущем. Сбалансированный подход к оптимизации логистики, основанный на современных технологиях, управленческих инновациях и учете рисков, поможет предприятиям не только адаптироваться к современным условиям, но и заложить фундамент для устойчивого развития в будущем.

ЛИТЕРАТУРА

1. Астапов, Р. Л., Мухамадеева, Р. М. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОДБОРА ПАРАМЕТРОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ И ОБУЧЕНИЕ МОДЕЛИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ [Текст] / Р. Л. Астапов, Р. М. Мухамадеева // Актуальные научные исследования в современном мире. — 2021. — № 5-2(73). — С. 34-37.
2. Медведева В. Р. Инновационная логистика как инструмент управления предприятиями химии и нефтехимии с целью оптимизации их функционирования и развития // Вестник Казанского технологического университета. 2014. №16.
3. Ширчков Н.П. Применение технологии машинного обучения в легкой промышленности / Ширчков Н.П. [Текст] // ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ И ПРИКЛАДНЫЕ НАУЧНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ. — Уфа:Общество с ограниченной ответственностью "Научно-издательский центр "Вестник науки" , 2023. — С. 123-126.
4. Шлыков С.В. Применение методов машинного обучения для автоматизации процессов в нефтегазовой отрасли // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2023. № 2. С. 46-53.
5. Data Mining. – URL: <http://asu-analitika.ru/obzor-metodov-data-mining> (дата обращения: 11.10.2024).

УДК 681.52

ВЛИЯНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ НА НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Н.В. Дурыманов, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: durymanov.nik@mail.ru, kparfenov@mail.ru

Цифровые технологии играют ключевую роль в повышении эффективности и безопасности производственных процессов на нефтехимических предприятиях. Автоматизация, искусственный интеллект и Интернет вещей (IoT) позволяют оптимизировать работу оборудования, снижая риски поломок и аварий. Цифровые двойники обеспечивают моделирование процессов для улучшения их контроля и анализа. Эти технологии также способствуют снижению затрат на эксплуатацию и повышению производственной эффективности. Внедрение цифровых решений становится важным фактором для устойчивого развития нефтехимической отрасли в условиях глобальной конкуренции.

Ключевые слова: цифровизация, автоматизация, искусственный интеллект, нефтехимическая промышленность.

Цифровизация и внедрение новых технологий продолжают оказывать значительное влияние на различные отрасли промышленности, в том числе и на нефтехимическую. Процессы добычи, переработки и транспортировки нефти и нефтепродуктов сложны, требуют высокой точности и безопасных условий эксплуатации. В последние годы цифровые технологии начали играть важнейшую роль в оптимизации этих процессов, снижении издержек и повышении эффективности предприятий. В данной статье рассмотрим ключевые направления влияния цифровых технологий на производственные процессы на нефтехимических предприятиях.

Один из важнейших аспектов цифровой трансформации в нефтехимической отрасли — это автоматизация. Современные системы автоматизации позволяют значительно улучшить контроль над производственными процессами, снижая риски человеческой ошибки и увеличивая точность операций. Например, системы управления технологическими процессами (SCADA) и распределённые системы управления (DCS) помогают автоматизировать управление насосами, компрессорами, печами и другим оборудованием. Это не только повышает эффективность работы, но и уменьшает эксплуатационные затраты. Кроме того, автоматизация особенно важна на сливно-наливных эстакадах, где высокие требования к безопасности и точности операций. Использование роботизированных систем и автоматических клапанов снижает вероятность аварий и утечек, что особенно актуально для работы с опасными жидкими веществами, такими как нефть и химические продукты [1].

Машинное обучение и искусственный интеллект используются для создания моделей прогнозирования и оптимизации производственных процессов. Это

позволяет компаниям быстро адаптироваться к изменениям в производственной среде, прогнозировать проблемы и находить новые возможности для улучшения эффективности и качества [5].

Для того чтобы цифровизировать производство компании внедряют «умное производство». Данному подходу характерно интенсивное применение продвинутых интеллектуальных систем, динамическое реагирование и оптимизация выпуска в режиме реального времени. Ключевым фактором применения «умного производства» является анализ больших данных. Data Mining (добыча данных, интеллектуальный анализ данных, глубинный анализ данных) – собирательное название, используемое для обозначения совокупности методов обнаружения в данных ранее неизвестных, нетривиальных, практически полезных и доступных интерпретации знаний, необходимых для принятия решений в различных сферах человеческой деятельности [6].

Для решения задач прогнозирования и классификации используется широкий спектр методов интеллектуального анализа данных.

В этой классификации различают две группы методов:

- статистические методы, основанные на использовании усредненного накопленного опыта, который отражен в ретроспективных данных;
- кибернетические методы, включающие множество разнородных математических подходов.

Удалённый мониторинг позволяет операторам в режиме реального времени отслеживать состояние оборудования и оперативно реагировать на любые отклонения от нормы. Это особенно важно на удалённых или труднодоступных объектах, таких как морские платформы или перерабатывающие заводы, где физический доступ к оборудованию может быть затруднён. Благодаря IoT и облачным технологиям информация передаётся в центр управления, где принимаются решения на основе аналитики данных. Цифровой двойник — это виртуальная модель физического объекта или процесса, созданная на основе данных, полученных с реальных датчиков и устройств. В нефтехимической промышленности цифровые двойники применяются для моделирования различных технологических процессов и анализа поведения оборудования в различных условиях эксплуатации. Использование цифровых двойников позволяет производить точное моделирование потенциальных аварийных ситуаций, анализировать эффективность работы оборудования и оптимизировать процессы ещё до их реализации в реальных условиях. Например, цифровой двойник сливно-наливной эстакады может помочь разработчикам протестировать различные режимы работы системы, выявить слабые места и предложить пути для их устранения без необходимости проведения дорогостоящих испытаний на реальных объектах.

Применение искусственного интеллекта в предиктивном обслуживании на нефтяных месторождениях сопряжено с рядом технических и технологических препятствий. Одним из основных является интеграция существующих систем с новыми технологиями ИИ. Многие нефтяные месторождения используют устаревшее оборудование, которое не всегда совместимо с современными системами мониторинга и анализа данных. Обновление этих систем требует значительных капиталовложений и времени, что может затруднить быструю интеграцию и реализацию преимуществ ИИ.

Для эффективного функционирования систем предиктивного обслуживания критически важна точность и надежность входных данных. Ошибки в данных, полученных от датчиков или в процессе их передачи, могут привести к неверным прогнозам, что, в свою очередь, может вызвать ненужные ремонты или, что еще хуже, пропуск серьезных технических проблем. На нефтяных месторождениях условия эксплуатации часто экстремальные, что увеличивает риск сбоев в работе датчиков и других измерительных устройств. Цифровизация процессов на нефтехимических предприятиях ведёт к снижению затрат на эксплуатацию и обслуживание оборудования. Автоматизация, предиктивное обслуживание и удалённый мониторинг позволяют оптимизировать использование ресурсов, минимизировать простои и сократить затраты на ремонт и замену оборудования [3].

В долгосрочной перспективе внедрение цифровых технологий способствует снижению затрат на производство, повышению качества продукции и более эффективному использованию энергоресурсов. Эти факторы особенно важны в условиях высокой конкуренции и необходимости соблюдать экологические стандарты.

Интернета вещей и цифровых двойников меняют подходы к управлению производственными процессами, делая их более точными, прогнозируемыми и экономически выгодными. В условиях постоянного развития и роста конкуренции внедрение цифровых решений становится необходимым условием для успеха и стабильного развития нефтехимических предприятий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Астапов, Р. Л., Мухамадеева, Р. М. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОДБОРА ПАРАМЕТРОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ И ОБУЧЕНИЕ МОДЕЛИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ [Текст] / Р. Л. Астапов, Р. М. Мухамадеева // Актуальные научные исследования в современном мире. — 2021. — № 5-2(73). — С. 34-37.
2. Алекс Дж. Катман, Джордан Голдмейер Разберись в Data Science: как освоить науку о данных и научиться думать как эксперт [Перевод с Английского М.А. Райтман] [Текст] / Алекс Дж. Катман, Джордан Голдмейер — 1-е изд.. — Москва: Эксмо, 2023 — 304 с.
3. Дурыманов Н.В., Ибатуллин И.Д., Парфенов К.В. Искусственный интеллект в предиктивном обслуживании на нефтяных месторождениях: вызовы и перспективы / Н.В. Дурыманов, И.Д. Ибатуллин, К.В. Парфенов [Текст] // Ашировские чтения. — Самара: Самарский Государственный Технический Университет, 2024. — С. 296-299.
4. Ширчков Н.П. Применение технологии машинного обучения в легкой промышленности / Ширчков Н.П. [Текст] // ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ И ПРИКЛАДНЫЕ НАУЧНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ. — Уфа: Общество с ограниченной ответственностью "Научно-издательский центр "Вестник науки" , 2023. — С. 123-126.
5. Шлыков С.В. Применение методов машинного обучения для автоматизации процессов в нефтегазовой отрасли // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2023. № 2. С. 46-53.
6. Data Mining. – URL: <http://asu-analitika.ru/obzor-metodov-data-mining> (дата обращения: 11.10.2024).

УДК 622.24

**СОЗДАНИЕ ПРОЕКТА ПО ВНЕДРЕНИЮ ИННОВАЦИОННОЙ
ТЕХНОЛОГИИ И ВОЗМОЖНОСТИ ЕГО РЕАЛИЗАЦИИ НА
НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕМ ПРЕДПРИЯТИИ**

А.А. Мальцева, А.С. Казакова, А.А. Свиридова

*Научный руководитель – О.А. Нечаева, к.т.н., доцент
Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

e-mail: aleksandra.maltseva201@yandex.ru

В данной статье рассмотрена актуальность проблемы разработки и внедрения инновационных технологий на нефтедобывающих предприятиях. В условиях меняющегося рынка и растущей конкуренции, нефтедобывающие предприятия сталкиваются с необходимостью внедрения инновационных технологий для повышения эффективности своей деятельности, а также получения экономической эффективности предприятия. В статье описаны основные практические шаги по разработке проектов и внедрению, проведён их анализ на примере инновационной технологии крупной нефтяной компании.

Ключевые слова: проект, инновационная технология, внедрение технологий, нефтедобыча.

Разработка проекта по внедрению инновационных технологий на нефтедобывающих предприятиях сегодня является критически важной проблемой, обусловленной рядом факторов. Так, одной из причин этого является исчерпаемость запасов. Добыча традиционной нефти становится все сложнее и дороже, а запасы легкодоступной нефти исчерпываются. Необходимо осваивать новые, более сложные месторождения, применяя нетрадиционные методы добычи с применением современных технологий Индустрии 4.0. Кроме того, в современных условиях исчерпаемости запасов необходимо повышать эффективность процессов для сохранения рентабельности нефтедобычи. Инновационные технологии позволяют увеличить добычу нефти, сократить затраты на производство, увеличить рентабельность и конкурентоспособность предприятий.

Проектирование – трудоемкий процесс создания системы или процесса с использованием научных и технических знаний. Проектирование включает в себя несколько продолжительных этапов. Основная цель проектирования — создать эффективное и функциональное решение, которое будет соответствовать установленным требованиям [2,5].

Первым этапом проектирования является описание проблемы и целей проекта (инициация проекта). Цель разрабатываемого проекта заключается в

необходимости повышения эффективности добычи нефти на предприятии посредством внедрения инновационных технологий.

Следующим шагом проектирования является анализ существующих технологий и методов. На данном этапе необходимо изучить опыт других компаний, а также научные исследования и разработки в этой области. Это позволит определить наиболее перспективные направления для разработки инновационной технологии.

Третьим шагом является разработка концепции инновационной технологии. На основе анализа существующих технологий необходимо разработать концепцию инновационной технологии. Данная технология включает описание основных принципов работы технологии; преимущества перед существующими методами; возможные области применения; необходимые ресурсы для разработки и внедрения.

Четвёртым этапом следует проектное моделирование и создание прототипа технологии. После разработки концепции необходимо провести моделирование инновационной технологии. Это позволит проверить работоспособность технологии и её эффективность. Также на этом этапе можно внести необходимые изменения в концепцию. Также на данном этапе происходит создание прототипа инновационной технологии. Прототип должен быть достаточно функциональным, чтобы продемонстрировать основные принципы работы технологии. Он также должен быть достаточно простым в изготовлении и эксплуатации.

Далее в стадии проектирования проводится тестирование и оптимизация технологии. Прототип инновационной технологии необходимо протестировать на реальных объектах нефтедобывающего предприятия. Это позволит оценить эффективность технологии и выявить возможные недостатки. На основе результатов тестирования можно провести оптимизацию технологии и улучшить её характеристики.

Следующий этап – внедрение и коммерциализация, а также оценка экономической эффективности. Если тестирование прошло успешно, то инновационная технология может быть внедрена на нефтедобывающем предприятии. Внедрение должно происходить постепенно, начиная с небольших участков или скважин. После успешного внедрения технология может быть коммерциализирована и использована на других предприятиях. А оценка экономической эффективности инновационной технологии позволит определить рентабельность проекта и его привлекательность для инвесторов.

Примером успешного проектирования и внедрения инновационной технологии на нефтедобывающем предприятии является проект по освоению нефтегазовых ресурсов в Карском море. Проект является одним из ключевых в обеспечении энергетической безопасности России [9].

Ключевыми особенностями рассматриваемого проекта в Карском море являются [9]:

1. Масштабность: Проект рассчитан на добычу более 300 миллионов тонн нефти. Он должен обеспечивать России доступ к значительным запасам углеводородов.
2. Сложность: Реализация проекта происходит в суровых арктических условиях – ледяной покров, штормы, низкие температуры, ограниченный доступ к инфраструктуре.
3. Инновационность: Проект использует передовые инновационные технологии в добыче нефти, позволяющие работать в экстремальных условиях и поддерживать высокую эффективность нефтедобычи.
4. Технологии бурения и добычи: Применённые инновационные технологии, обеспечивают безопасность и эффективность в тяжелых условиях.
5. Цифровизация: Проект интегрирует цифровые технологии во все этапы работ, от планирования до мониторинга добычи.
6. Экологичность: Проект уделяет особое внимание экологической безопасности. Используются современные системы защиты окружающей среды, минимизируются выбросы, применяются технологии утилизации отходов.
7. Укрепление лидерских позиций: Проект позволяет расширять географию нефтедобычи, стимулировать экономическое развитие, а также привлекать инвестиционных партнёров.

Таким образом, создание проекта по разработке инновационной технологии для нефтедобывающего предприятия является не только сложным и многоэтапным, но и стратегически важным процессом. Проектирование инновационных технологий и их внедрение на предприятиях нефтедобычи может способствовать не только повышению эффективности добычи нефти, но и послужить снижению затрат и увеличению прибыли предприятия.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамов, А.А., Кузнецов, В.И. Разработка нефтяных месторождений / А.А. Абрамов, В.И. Кузнецов. - М.: Недра, 2018.
2. Завлин, П.Н., Кузнецов, А.И. Стратегический менеджмент инноваций / П.Н. Завлин, А.И. Кузнецов. - М.: ИНФРА-М, 2015.
3. Иванов, В.В. Финансовый анализ нефтегазовых компаний / В.В. Иванов. - М.: Недра, 2018.
4. Калинин, Н.И. Инновационный менеджмент / Н.И. Калинин. - М.: Экономика, 2010.
5. Кузнецов, В.И. Инновационные технологии в нефтегазовой промышленности / В.И. Кузнецов. - М.: Недра, 2017.
6. Кузнецов, В.А. Экономика нефтяной промышленности / В.А. Кузнецов. - М.: Юрайт, 2020.

7. Романов, А.И. Менеджмент нефтегазовых предприятий / А.И. Романов. - М.: Недра, 2019.
8. Сидоров А.А. Современные методы повышения нефтеотдачи пластов / А.А. Сидоров. - М.: Недра, 2020.
9. Тарасов В.В. Цифровые технологии в нефтегазовой промышленности / В.В. Тарасов. - М.: Недра, 2021.
10. Шагин, В.М., Бабкин, Н.А. Технологии повышения нефтеотдачи пластов / В.М. Шагин, Н.А. Бабкин. - М.: Недра, 2019.
11. Шапиро, В.Д. Проектный менеджмент / В.Д. Шапиро. - М.: Юрайт, 2018.

ЭКОНОМИКА ТЭЖ

УДК 338.2

МЕТОДЫ И ИНСТРУМЕНТЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЕКТАМИ ИТ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ*В.И. Кравцов, И.В. Буцаев**Самарский государственный технический университет**г. Самара, Россия**e-mail: kravtsov_viktor@bk.ru, igor_210@inbox.ru*

Аннотация. Это исследование посвящено тщательному изучению тонкостей управления ИТ-проектами в нефтегазовой отрасли. Учитывая огромный технологический прогресс и динамичный характер энергетических рынков, понимание пересечения информационных технологий и этого ключевого сектора является наиболее важным, чем когда-либо. Исследование подчеркивает уникальные проблемы и особенности, присущие отрасли, такие как высокая капиталоемкость, геополитические факторы и жесткая нормативно-правовая база. Углубляясь в ситуацию, статья проливает свет на то, как управление ИТ-проектами адаптируется к решению этих специализированных задач. Благодаря сочетанию качественных и количественных методологий, включая тематические исследования и анализ данных, исследование дает глубокое представление о передовой практике и новых тенденциях. Акцент также делается на будущих траекториях, подчеркивая растущие инновации и их потенциальные последствия для сектора. Для заинтересованных сторон, начиная от профессионалов отрасли и заканчивая академиком, это исследование служит всеобъемлющим руководством, устраняющим пробелы в знаниях и задающим тон будущим академическим и практическим начинаниям в области управления ИТ-проектами в нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова: управление ИТ-проектами, нефтегазовая отрасль, технологические достижения, нормативно-правовая среда, качественные методологии, количественный анализ, лучшие практики, новые тенденции, отраслевые вызовы, будущие траектории.

Дисциплина управления проектами, которая сегодня выглядит как современная и хорошо структурированная, фактически восходит к далёким временам и монументальным строениям древних цивилизаций. Давайте рассмотрим эволюцию управления проектами и выделим ключевые этапы, сформировавшие его текущую структуру и методы.

Исторические мегапроекты, такие как строительство Великих пирамид в Египте и Великой Китайской стены, служат первыми примерами применения принципов управления проектами. Эти грандиозные начинания требовали сложного планирования, эффективного распределения ресурсов и координации огромных рабочих сил, что, безусловно, можно считать ранними формами проектного управления.

Во время Ренессанса, который ознаменовал собой бурное развитие искусства, архитектуры и науки, проектное управление начало принимать более организованные формы. Строительство соборов и дворцов потребовало детального проектирования и планирования ресурсов, заложив основы для более формализованных подходов в управлении проектами.

С приходом промышленной революции в 19 веке проектное управление переживает значительные изменения, вызванные необходимостью стандартизации для строительства железных дорог и массового производства. Введение диаграммы Ганта Генри Гантом в начале 20 века стало важным инструментом в планировании и мониторинге сложных проектов.

Послевоенное время и начало космической эры потребовали более систематизированного подхода к управлению проектами. Такие методики, как метод критического пути (CPM) и программная оценка и анализ методов (PERT), были разработаны для структурированного управления крупномасштабными проектами, содержащими множество взаимозависимых задач.

К концу 20 века начинается процесс формализации и сертификации в управлении проектами. Создание Института управления проектами (PMI) в 1960-х годах и последующая разработка методологий, таких как PRINCE2, а также введение профессиональных сертификаций, включая удостоверение специалиста по управлению проектами (PMР), значительно повысили уровень профессионализма в этой области.

В 21 веке, с развитием цифровых технологий, инструменты управления проектами становятся всё более продвинутыми, интегрируя искусственный интеллект и возможности аналитики в реальном времени. Рост числа IT-проектов и разработки программного обеспечения стимулировал появление гибких методологий, акцентирующих внимание на адаптивности и взаимодействии заинтересованных сторон.

В заключение стоит отметить, что эволюция управления проектами демонстрирует неустойчивое стремление человечества к улучшению организации и оптимизации выполнения сложных задач. Принципы планирования, координации и реализации проектов, хоть и остаются неизменными в своей сути с времен строительства пирамид, претерпели значительные изменения в своих инструментариях и методологиях. История управления проектами постоянно напоминает о важности этих проверенных временем принципов, подчеркивая необходимость адаптации к новым вызовам.

Особенности управления IT-проектами в нефтегазовой отрасли выделяются уникальными задачами, связанными с широким масштабом деятельности и глобальными аспектами операций. Конкретные принципы управления проектами, хотя и универсальны, в случае нефтегазовой отрасли требуют индивидуальных подходов для каждой задачи.

Нефтегазовая отрасль характеризуется сложной нормативно-правовой средой. IT-проекты в этом контексте должны гарантировать соблюдение данных стандартов, что требует от руководителей проектов глубокого понимания законодательных рамок на различных уровнях.

В данной отрасли решения, принимаемые на основе IT-систем, могут иметь далеко идущие последствия, включая экономические и экологические аспекты. Поэтому важно, чтобы IT-решения предоставляли актуальные и точные данные для принятия обоснованных решений.

Операционная интеграция IT-проектов в многонациональных нефтегазовых компаниях, работающих в разнообразных географических условиях, требует обеспечения непрерывности передачи данных и согласованности действий в разных регионах.

Подходы, ориентированные на безопасность, особенно важны в нефтегазовом секторе из-за потенциальных рисков. Руководители ИТ-проектов должны придавать приоритет системам, которые повышают уровень безопасности операций через мониторинг и предиктивную аналитику.

Масштаб нефтегазовых операций подразумевает, что ИТ-проекты часто требуют значительных ресурсов. Эффективное распределение этих ресурсов, управление бюджетами и обеспечение масштабируемости критически важны для успеха проектов.

Технологическое развитие отрасли и проблемы с устаревшими системами требуют от руководителей проектов обеспечения бесперебойной интеграции новых решений с существующей инфраструктурой, сохраняя при этом обратную совместимость и безошибочный перенос данных.

ИТ-проекты в нефтегазовой отрасли задействуют множество заинтересованных сторон — от технических специалистов, работающих непосредственно на месторождениях, до высшего руководства компаний и регуляторных органов. Для эффективного управления такими проектами критически важно создание четких каналов коммуникации и учет интересов всех участников. Это помогает не только облегчить процесс реализации проекта, но и обеспечить его соответствие как внутренним стандартам, так и внешним нормативным требованиям.

Неопределенность рынка и его нестабильность, обусловленная колебаниями цен на нефть и геополитическими факторами, требуют от ИТ-решений высокой степени адаптивности. Это подразумевает, что ИТ-инфраструктуры должны быть способны быстро адаптироваться к изменениям, чтобы поддерживать непрерывность и эффективность бизнес-процессов.

Управление ИТ-проектами в нефтегазовой отрасли — это сложное сочетание универсальных методологий и специфических требований отрасли. Это требует от руководителей проектов не только глубоких знаний в области проектного управления, но и понимания уникальных аспектов нефтегазового бизнеса. Правильное сочетание этих элементов способствует тому, что ИТ-инициативы не только соответствуют целям компании, но и способствуют повышению ее операционной эффективности и стратегической гибкости.

Развитие технологий программного обеспечения привело к повышенной потребности в сложных системах автоматизации и мониторинга. Применение методологий непрерывной интеграции (CI) и непрерывной доставки (CD), таких как Jenkins и GitLab CI/CD, играет ключевую роль в автоматизации и оптимизации процессов разработки. Jenkins, как сервер автоматизации с открытым исходным кодом, предоставляет возможности для создания многоступенчатых конвейеров и интеграции с множеством инструментов, тем самым улучшая процесс разработки и обеспечивая его надежность. GitLab CI/CD, в свою очередь, интегрируется с GitLab, обеспечивая управление всем процессом непрерывной интеграции и доставки, что позволяет организациям легко масштабировать свои проекты и оптимизировать рабочие процессы.

Другие заметные упоминания в этом секторе включают Travis CI, облачно-ориентированный сервис CI / CD, согласованный с GitHub, и CircleCI, известный своим акцентом на быструю и эффективную автоматизацию непрерывной интеграции и доставки.

Важность автоматизации и мониторинга в ИТкомпаниях многократно возрастает. Такие системы усиливают контроль качества кода, позволяют оперативно выявлять проблемы и гарантируют быстрое развертывание. Совместные усилия получают импульс, поскольку команды работают синхронно, не испытывая проблем с интеграцией. Кроме того, стремление к автоматизации сокращает ручное вмешательство, снижая риски, связанные с человеческими неточностями.

При выборе правильной системы в игру вступают несколько соображений. Они охватывают способность инструмента интегрироваться с существующими системами, его масштабируемость в соответствии с ростом команды и кодовой базы, а также основные соображения безопасности, учитывая непрерывный характер развертываний.

Таким образом, домен CI/CD, созданный такими гигантами, как Jenkins и GitLab CI/CD, открыл новую эру в разработке программного обеспечения.

Автоматизируя основные функции и предоставляя широкие возможности мониторинга, они гарантируют, что программные решения создаются с точностью, единообразием и непревзойденным качеством, идеально соответствуя динамичным требованиям современной ИТ-индустрии.

Специфика управления ИТ-проектами в нефтегазовой отрасли: особенности и вызовы отрасли

Нефтегазовая промышленность, которую часто рассматривают как основу глобального энергоснабжения, представляет собой сложный и многогранный сектор с множеством запутанных операций и процессов. Таким образом, внедрение и управление проектами в области информационных технологий (ИТ) в этой области сопряжено с уникальным набором спецификаций и задач. Понимание этих нюансов имеет решающее значение для ИТ-специалистов, стремящихся достичь эффективных результатов в такой специализированной среде.

С самого начала нефтегазовый сектор характеризуется своей географически рассредоточенной деятельностью. Объекты разведки, бурения, добычи и переработки нефти могут располагаться на разных континентах, часто в отдаленных и сложных местностях. Такая географическая разбросанность требует ИТ-решений, обеспечивающих бесперебойную связь, передачу данных в режиме реального времени и эффективное удаленное управление операциями. Инструменты и платформы должны быть достаточно надежными, чтобы надежно работать в таких децентрализованных установках, часто в экстремальных условиях окружающей среды.

Более того, сама природа операций в нефтегазовой отрасли сопряжена со значительными рисками – от экологических проблем до эксплуатационных опасностей. Следовательно, в ИТ-проектах, разработанных для этого сектора, безопасность и соответствие требованиям должны ставиться во главу угла превыше всего. Системы должны обеспечивать строгие проверки безопасности, автоматизировать отчетность о соблюдении требований и быть достаточно гибкими, чтобы адаптироваться к постоянно меняющимся условиям регулирования. Кроме того, эти системы должны быть оснащены возможностями прогнозной аналитики, позволяющей использовать данные для прогнозирования потенциальных эксплуатационных проблем или рисков для безопасности, что позволяет принимать упреждающие меры.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Битва титанов: Waterfall VS Agile — какую методологию управления проектами выбрать. Яндекс Практикум. 2023. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://practicum.yandex.ru/blog/vodopadnaya-model-waterfall/>
2. Горбунова К. Kanban/Agile/Scrum/Lean — гибкие методологии разработки. VC.ru. 2021. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://vc.ru/u/752307-karina-gorbunova/218436-kanban-agile-scrum-lean-gibkiemetodologii-razrabotki?ysclid=lkzqz5xufn837092720>
3. Эффективное гибкое + водопадное гибридное управление проектами. Medium. 2019. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://medium.com/2359media/effective-agile-waterfall-hybrid-project-management-25af260aaa6d>
4. Сравнение Jira Software и Trello. Jira Software. 2022. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://www.atlassian.com/ru/software/jira/comparison/jira-vs-trello>
5. Jira. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://www.atlassian.com>
6. Trello. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://trello.com/>
7. 7 лучших инструментов документирования для организации работы вашей компании. tldv. 2022. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://tldv.io/ru/blog/best-documentation-tools/>
8. Битва Jenkins и GitLab CI/CD. Habr. 2023. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://habr.com/ru/companies/ruvds/articles/522334/>
9. Цифровизация нефтегазового сектора в России и мире: краткий обзор. Habr. 2022. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://habr.com/ru/companies/onlinepatent/articles/742636/>

УДК 338.2

**РИСКИ И СЛОЖНОСТИ В УПРАВЛЕНИИ ПРОЕКТАМИ
НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА**

В.И. Кравцов, И.В. Буцаев

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: kravtsov_viktor@bk.ru, igor_210@inbox.ru

Аннотация. Данная статья рассматривает особенности управления проектами в нефтегазовом комплексе, одной из ключевых отраслей современной экономики. Она подчеркивает комплексность и масштаб проектов, связанных с разработкой месторождений, строительством и эксплуатацией заводов и трубопроводов. Особое внимание уделяется рискам и сложностям, которые сопровождают данную отрасль, таким как технические и экологические риски. В статье отмечается важность инноваций и технологического прогресса в нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова: нефтегазовый комплекс, управление проектами, комплексность, масштаб, риски, сложности, глобальный, сотрудничество, нормы и стандарты, инновации, технологический прогресс.

В современной индустрии добычи нефти и газа предприятия сталкиваются с жесткой конкуренцией. Эффективность и качество работы, умение управлять изменениями и инновациями являются ключевыми факторами, которые позволяют компаниям сохранять устойчивость на рынке, который нередко демонстрирует тенденции к ухудшению. [1] Освоение новых методов управления и подходов к организации труда руководством становится решающим фактором в борьбе за лидерство.

Управление проектами на международном уровне может быть проанализировано с трех позиций. Первая из них, техническая, подразумевает создание эффективной системы логистики и постоянное обновление технической базы предприятия, что способствует лучшему контролю и управлению проектами. Вторая, стратегическая, включает в себя разработку и следование целям, которые ставит перед собой руководство. Главная задача здесь — не просто достичь этих целей, но и умножить результаты деятельности. Третья позиция, институциональная, представляет собой управление проектами как дисциплинированное следование заданным правилам с учетом внешних факторов.

Разработка и реализация проектов в компании — это многоступенчатый процесс, который включает в себя четыре основных этапа: инициация, планирование, выполнение и завершение проекта [4]. При инициации происходит формулирование основных целей и задач проекта, что определяет его направление и предварительные результаты. Этап планирования включает систематизацию проектных задач, распределение ресурсов, утверждение бюджета и формирование команды, а также закупки необходимых материалов и услуг. Следующий этап, выполнение, характеризуется активной реализацией проекта под надзором квалифицированных специалистов. Завершающий этап предусматривает подготовку отчетной документации и анализ всей проделанной работы.

Для успешного завершения проекта важно, чтобы лидер команды имел четкое видение конечной цели, которая должна быть достигнута. Это достижение становится возможным благодаря грамотному стратегическому, тактическому и оперативному планированию на каждом из этапов [6].

Положительной динамики роста и показателей можно добиться с помощью достаточной базы знаний в области, разрабатываемого продукта и понимания основных аспектов этапов планирования и прогнозирования. Ключевым навыком является умение правильно распределить бюджет проекта в соответствии с графиком реализации.

В последние годы нефтегазовые компании Российской Федерации проявляют особый интерес к совершенствованию корпоративного управления [2]. Широкая разработка направлена на преодоление общепринятых в мире стереотипов и способов ведения бизнеса с использованием продвинутого программного обеспечения

Нефтегазовый комплекс связан с высокими техническими и экологическими рисками. Разработка месторождений в удаленных и труднодоступных районах, бурение скважин на больших глубинах, транспортировка и хранение нефти и газа — все это сопровождается определенными рисками. Управление проектами в нефтегазовом комплексе требует учета и минимизации таких рисков, разработки

стратегий предотвращения чрезвычайных ситуаций и планов действий в случае их возникновения.

Управление проектами в нефтегазовом комплексе является сложным и ответственным процессом, требующим глубокого понимания особенностей отрасли и эффективного использования ресурсов. В данной области проекты включают в себя различные этапы, такие как разработка месторождений, строительство и эксплуатация инфраструктуры, производство и переработка нефти и газа.

Управление проектами в нефтегазовом секторе имеет свои особенности, которые связаны со спецификой отрасли [3]. Некоторые из них:

1. Высокая стоимость проектов: Проекты в нефтегазовом секторе требуют значительных финансовых инвестиций. При управлении такими проектами особое внимание уделяется управлению бюджетом и контролю

Затрат. Сложность технических аспектов: Нефтегазовые проекты обычно связаны с использованием сложных и инновационных технологий. Управление такими проектами требует высокого технического уровня и специализированных знаний.

2. Риск: Работа в нефтегазовом секторе сопряжена с высокими рисками, связанными с экологическими, техническими и финансовыми аспектами. Управление рисками является важной частью проектного управления в этой отрасли.

3. Строгие требования к безопасности: Безопасность является основным приоритетом в нефтегазовом секторе из-за высокой опасности процессов работы и возможности аварийных ситуаций. Управление безопасностью является важной составляющей управления проектами в отрасли.

4. Работа в условиях изменчивой среды: Рынок нефтегазовой отрасли подвержен значительным изменениям, связанным с колебаниями цен на нефть, политическими и экономическими факторами. Управление проектами требует гибкости и адаптации к изменяющимся условиям [5].

5. Законодательные и регуляторные требования: В нефтегазовой отрасли существуют строгие законодательные и регуляторные требования, включая требования охраны окружающей среды, лицензирование и разрешения на проведение работ. Управление проектами включает соблюдение этих требований и взаимодействие с соответствующими органами [8].

Управление проектами в нефтегазовом секторе требует специальной экспертизы и знаний, чтобы эффективно управлять проектами, достигать поставленных целей и справляться с рисками и сложностями, связанными с этой отраслью.

На основании официальных источников, примерно 70% проектов в нефтегазовой отрасли приносят ожидаемые результаты и достигают поставленных целей. В то же время, данные показывают, что около 60% проектов сталкиваются с превышением запланированных бюджетов. Превышение может быть вызвано колебаниями цен на ресурсы, непредвиденными расходами или неэффективностью в управлении финансами проекта. К тому же, приблизительно 40% проектов реализуются в разнообразных географических условиях, включая труднодоступные и экологически чувствительные районы, что влечет за собой необходимость усиления мер безопасности, управления рисками и строгого соблюдения экологических стандартов [7].

Согласно международной статистике, около 80% проектов в этом секторе требуют внедрения современных технологий, включая автоматизацию процессов, сенсоры для мониторинга, анализ больших данных и использование дронов. Это способствует повышению эффективности, надежности и безопасности проектных работ.

Ключевые принципы успешного управления проектами в нефтегазовой сфере включают четкую коммуникацию, основательное планирование и контроль, а также координацию действий между различными подразделениями. Важны также применение передовых практик и технологий, стратегическое планирование и адаптация к изменяющимся рыночным и технологическим условиям. Управление проектами в данной отрасли требует от специалистов не только компетенций и опыта, но и глубокого понимания специфики сферы. Эксперты с знаниями в инженерии, финансах, законодательстве и управлении играют ключевую роль в успешной реализации проектов [10].

Нефтегазовая отрасль имеет международное измерение. Многие крупные проекты осуществляются в разных странах и на разных континентах, что требует эффективного международного взаимодействия, учета местных правил и стандартов, а также управления различными культурными и юридическими аспектами. В этом контексте, управление проектами на глобальном уровне сталкивается с дополнительными сложностями, включая координацию между многочисленными командами, взаимодействие с местными властями и соблюдение международных норм.

Нефтегазовая промышленность постоянно изменяется и развивается. Внедрение новых технологий, использование инноваций и учет экологических требований становятся все более важными в сфере нефтегазовых проектов. Управление проектами в нефтегазовом комплексе требует активного изучения и применения новых технологий, постоянного обновления знаний и навыков персонала, а также регулярного анализа и оценки потенциальных внедрений [9].

Управление проектами в нефтегазовом комплексе является сложной и ответственной задачей. Особенности данной отрасли, такие как комплексность и масштаб проектов, наличие рисков и сложностей, глобальная природа отрасли, а также необходимость инноваций и технологического прогресса, требуют специального подхода и компетентности от управляющих проектами. Успешное управление проектами в нефтегазовом комплексе требует глубокого понимания отрасли, анализа и оценки рисков, умения работать в международной среде и готовности к принятию технологических вызовов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бадмаев, Е. З. Проектное управление в развитии предприятия / Е. З. Бадмаев // Управление развитием социально-экономических систем регионов: Сборник научных трудов, Улан-Удэ, 01–02 октября 2020 года. – Улан-Удэ: Восточно-Сибирский государственный университет технологий и управления, 2020. – С. 17–23.
2. Бояркова, Т. Д. Управление проектами в условиях риска / Т. Д. Бояркова // Риск-ориентированное управление в государственном и корпоративном секторе экономики города Москвы: Сборник статей / Под ред. А. А. Шестемирова, М. В.

- Ефимовой. – Москва: Общество с ограниченной ответственностью «Издательство «КноРус», 2020. – С. 292–299.
3. Котляр, Е. В. Система управления проектами Канбан / Е. В. Котляр, Е. М. Пушкарева // Бизнес-образование в экономике знаний. – 2020. – № 1(15). – С. 57–59.
 4. Макарова, Н. В. Отличительные особенности стандартов по управлению проектами / Н. В. Макарова, В. В. Балясников // Актуальные проблемы экономики и управления. – 2020. – № 1(25). – С. 94–99.
 5. Попов, Ю. И. Управление проектами: учебное пособие / Ю. И. Попов, О. В. Яковенко. – Москва: ИНФРА-М, 2021. – 208 с.
 6. Султанов, И. А. Управление качеством проекта: концептуальные подходы и практические методы / И. А. Султанов // Методы менеджмента качества. – 2020. – № 10. – С. 14–21.
 7. Тихомирова, О. Г. Управление проектами: практикум: учебное пособие / О. Г. Тихомирова. — Москва: ИНФРА-М, 2021. — 273 с.
 8. Тихонов, А. И. Особенности трансформации систем управления проектами в среде цифрового бизнеса / А. И. Тихонов, А. А. Сазонов // Вестник Академии знаний. – 2020. – № 2(37). – С. 331–336.
 9. Холодкова, В. В. Управление инвестиционным проектом: практическое пособие / В. В. Холодкова. – Москва: Издательство Юрайт, 2020. – 302 с.
 10. Чекмарев, А. В. Управление ИТ-проектами и процессами: учебник для вузов / А. В. Чекмарев. – Москва: Издательство Юрайт, 2021. – 228 с. 11. Шкурко, В. Е. Управление рисками проекта: Учебное пособие / В. Е. Шкурко, А. В. Гребенкин. – 2-е изд. – Москва: Издательство Юрайт, 2020. – 182 с.
 11. Росстат (Федеральная служба государственной статистики). URL: <https://rosstat.gov.ru/> (дата обращения: 2023). Источник: <https://ktkhv.ru/2023/10/24/kak-oformit-rosstat-v-spiske-literatury>.

УДК 65.011.56

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА НА ПРЕДПРИЯТИИ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

Е.А. Ставропольцев, М.А. Бражников

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

e-mail: stavropolcev96@yandex.ru, max.brh@yandex.ru

Аннотация. Проведен анализ современные тенденции в сфере цифровых технологий для компаний нефтегазового сектора, с помощью которых вероятность повышения эффективности деятельности увеличивается. Более детальное внимание уделяется технологии «умные/интеллектуальные месторождения». Рассмотрены технологии отечественных компаний. Выявлены положительные стороны внедрения цифровых технологий в производство.

Ключевые слова: интеллектуальные месторождения, цифровые технологии, умные скважины.

Введение. На пороге цифровой эпохи информационные технологии становятся всеобъемлющими, влияя на каждую сферу человеческой деятельности. Такое быстрое развитие IT-сектора ставит перед компаниями новые требования, превращая вчерашние инновации в сегодняшнюю рутину и мотивируя поиск ещё более совершенных технологических решений [1].

Актуальность. Особенно актуально это в нефтегазовой отрасли, где новая реальность проявляется через увеличение объемов трудноизвлекаемых запасов. Это приводит к росту затрат и снижению экономической отдачи, повышая риски. Следовательно, модернизация ключевых направлений — от разведки до нефтепереработки и сопутствующих областей, таких как безопасность, логистика, обслуживание оборудования — является не просто данью моде, а необходимостью для поддержания конкурентоспособности [2, с. 437].

Постановка задачи. Цифровая трансформация в нефтегазовой промышленности предполагает полный пересмотр подходов к развитию отрасли на основе последних IT-разработок. Это означает постепенный переход к автоматизированной и, в перспективе, полностью автономной работе в особенно опасных условиях [3, с. 178].

Теоретическая часть. Среди ключевых направлений цифровизации отрасли можно выделить:

интернет вещей (Industrial Internet of Things - IIoT), который позволяет в режиме реального времени собирать данные с датчиков для автоматической корректировки процессов [4, с. 773];

роботизация, минимизирующая человеческий фактор;

применение технологий виртуальной и дополненной реальности, 3D-моделирование для обслуживания оборудования;

искусственный интеллект, нейросети и машинное обучение для ускорения принятия производственных решений;

видеоаналитика для повышения эффективности процессов [5, с. 213];

интеграция подразделений с использованием блокчейн-технологий.

Практическая значимость. Проектирование «интеллектуальных» месторождений и «умных» скважин на основе данных IT-продуктов становится фундаментом для создания цифровых двойников месторождений. Эти системы представляют собой сложные математические модели, которые позволяют в реальном времени анализировать геофизические данные, контролировать продуктивность пластов и проводить предиктивный анализ для разработки оптимальных методик эксплуатации [6, с. 92].

Концепция «интеллектуального месторождения» объединяет комплекс программных и аппаратных средств, который обеспечивает эффективную добычу углеводородов. При этом, ключевым аспектом является не только техническая реализация процессов (как управление режимом работы пласта или эксплуатация скважин), но и стремление к бережному и рациональному использованию ресурсов, поддержанию высоких объемов добычи и соблюдению экологических норм. В рамках этой концепции все компоненты системы функционируют в едином информационном пространстве, обеспечивая централизованное хранение технологических и диагностических данных на защищенных серверах для доступа специалистов и управленческого персонала [7, с. 1726].

«Умное» управление месторождением позволяет оперативно реагировать на изменения параметров производства, гибко адаптируясь к новым условиям и максимизируя добычу благодаря своевременным корректировкам. Одной из ключевых функций системы является способность к прогнозированию на краткосрочную перспективу и сценарному моделированию [8, с. 1717]. Построенные на основе реальных геологических и географических данных, цифровые модели месторождений позволяют с высокой точностью анализировать потенциальное поведение пластов под воздействием различных факторов, используя технологии больших данных [9, с. 351]. Это позволяет не только предотвращать ошибки и аварии, но и значительно сокращать затраты и повышать эффективность действий [10, с. 212]. В зависимости от специфических требований заказчика системы интеллектуального месторождения могут разрабатываться как на основе традиционных клиент-серверных технологий, так и с применением современных облачных решений.

Ведущие отечественные нефтегазовые компании, такие как «Роснефть», ЛУКОЙЛ, и «Газпром нефть» активно внедряют подобные технологии, реализуя проекты «Цифровое месторождение», «Цифровой завод», «Цифровая АЗС», и другие, развивая при этом программы для дальнейшего технологического развития.

Выводы. Таким образом, важность принятия современных технологических решений и их своевременное внедрение в производственные процессы очевидна. Это не только повышает эффективность бизнес-процессов и улучшает имидж компании, но и способствует переходу от количественных показателей к качественным изменениям в добыче и переработке углеводородов, снижая при этом затраты и экологический след [4, с. 779]. Применение готовых решений, доступных на рынке, позволяет компаниям оставаться на переднем крае технологического прогресса.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Кузьмина, Э. В. Особенности системного анализа и применения информационных технологий при исследовании явлений и процессов в различных сферах деятельности / Э. В. Кузьмина, Н. Ю. Нарыжная, П. Г. Пьянкова, Н. В. Третьякова, В. В. Салий, С. М. Силюнская, О. В. Ищенко / Коллективная монография. – Краснодар, 2019. – С. 121
2. Масловский, В. К. Моделирование и оптимизация бизнес-процессов / В. К. Масловский, Н. В. Третьякова // В сборнике: Научное обеспечение агропромышленного комплекса. Сборник статей по материалам 75-й научно-практической конференции студентов по итогам НИР за 2019 год. / Отв. за выпуск А.Г. Коцаев. – Краснодар, 2020. – С. 434–437.
3. Азиева, Р. Х. Необходимость и возможности использования цифровых технологий в нефтегазовой отрасли в условиях цифровой трансформации экономики / Р. Х. Азиева, Х. Э. Таймасханов // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета. – 2020. – №5. – С. 178–185.
4. Kuzmina, E. V. Using Big Data techniques to foster professional competencies in engineering students / E. V. Kuzmina, N. G. Pyankova, A. V. Botsoeva // Proceeding of the International Science and Technology Conference «FarEastSon 2020». – Singapore, 2021. – С. 773–781.
5. Кузьмина, Э. В. Автоматизация аналитических технологий / Э. В. Кузьмина, Н. Г. Пьянкова // В сборнике: Актуальные проблемы экономической теории и

- практики. Сборник научных трудов. / Под редакцией В. А. Сидорова. – Краснодар, 2018. – С. 213–221.
6. Григорян, С. Т. Математическое моделирование в окружающей действительности / С. Т. Григорян, Н. В. Третьякова // В сборнике: Математическое моделирование и информационные технологии при исследовании явлений и процессов в различных сферах деятельности. Сборник материалов международной научно-практической конференции студентов, магистрантов и аспирантов, посвященной 70-летию кафедры высшей математики. / Отв. за выпуск Н. В. Третьякова. – Краснодар, 2021. – С. 92–97.
 7. Третьякова, Н. В. Управление бизнес-процессами / Н. В. Третьякова, И. И. Овчаров, Н. В. Сафарова // В сборнике: Теория и практика современной аграрной науки. Сборник V национальной (всероссийской) научной конференции с международным участием. – Новосибирск, 2022. – С. 1726–1729.
 8. Третьякова, Н. В. Автоматизация бизнес-процессов / Н. В. Третьякова, Солодовников А. И. // В сборнике: Теория и практика современной аграрной науки. Сборник V национальной (всероссийской) научной конференции с международным участием. – Новосибирск, 2022. – С. 1717–1720.
 9. Шаронова, К. С. Механизмы формирования рекомендаций в работе с Big Data / К. С. Шаронова, Э. В. Кузьмина // Математическое моделирование и информационные технологии при исследовании явлений и процессов в различных сферах деятельности. Сборник материалов II Международной научно-практической конференции студентов, магистрантов и аспирантов / Отв. за выпуск Н. В. Третьякова. – Краснодар, 2022. – С. 351–356.
 10. Силинская, С. М. Исследование операций: системный анализ и моделирование / С. М. Силинская, Н. Ю. Нарыжная, Н. Г. Пьянкова, Э. В. Кузьмина / Учебное пособие. – Краснодар, 2020. – С. 228

УДК 65.011.56

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА В НЕФТЯНОМ СЕКТОРЕ

Е.А. Ставропольцев, М.А. Бражников

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

e-mail: stavropolcev96@yandex.ru, max.brh@yandex.ru

Аннотация. Исследуется отечественный и зарубежный опыт использования принципов корпоративной социальной ответственности (КСО) в стратегическом развитии предприятий нефтегазового сектора. По результатам концептуальных основ использования ESG-методологии отмечены особенности подходов КСО в мировой и российской практике и изучен опыт использования подобных принципов в отраслевом аспекте. При этом подчеркивается, что в мировой практике довольно активно поддерживается тренд на использование подобных ESG принципов, причем в каждой стране существуют свои особенности по осуществлению данной политики.

В странах ЕС и Северной Америки сформировались более оригинальные подходы, у других стран подходы либо заимствованные, либо еще не сформированные вовсе. В российской практике использование принципов КСО осуществляется на основе международных подходов в границах государственных программ развития различных территорий. Причем в регионах нефтегазовой специализации внедрение подходов КСО происходит за счет программ государственно-частного партнерства по устойчивому развитию регионов.

Ключевые слова: корпоративная социальная ответственность, социально-ориентированная политика, ESG, нефтегазовый сектор, программы развития регионов.

Введение. Развитие реального сектора экономики, нацеленного на получение коммерческого результата без учета социальных и экологических последствий, долгое время было приоритетом для многих компаний. Однако, начиная с середины XX века, возрос интерес к социально-ориентированным подходам в бизнесе, что привело к интеграции принципов ESG (Environmental, Social, and Governance) в стратегии корпоративного управления. В России процесс внедрения таких подходов затруднен из-за отсутствия соответствующих законодательных инициатив и слабо развитой практики корпоративной социальной ответственности (КСО). Ассоциация менеджеров России в начале 2000-х определила КСО как «добровольный вклад частного сектора в общественное развитие через социальные инвестиции» [1], что показывает одностороннее понимание этой концепции.

Актуальность. Использование принципов КСО в российском нефтегазовом бизнесе может предоставить значительные конкурентные преимущества, способствуя устойчивому развитию регионов страны.

Постановка задачи. Цель этого исследования — аргументировать значимость корпоративной социальной ответственности для стратегического развития компаний нефтегазовой отрасли. Методы исследования включают анализ исторического развития КСО и его современного применения.

Теоретическая часть. Первоначально концепции КСО применялись в начале XX века в США и Европе в рамках капиталистического производства и имели ограниченное распространение. Примером такой практики может служить социальная программа Генри Форда, которая включала социальные гарантии и повышение заработной платы для сотрудников [2, 387]. Теория корпоративного эгоизма Милтона Фридмана (1971), подчеркивающая невозможность бизнеса решать все социальные вопросы, наложила ограничения на раннее использование КСО, ограничив ее применение вопросами оплаты труда и налогообложения.

Тем не менее, в 1980-х годах Кеннет Дэвис и Роберт Фримен предложили переориентацию КСО от государства к частному бизнесу как возможному решателю социальных проблем, что отмечалось как знак зрелости ведения бизнеса. Ховард Р. Боуэн в своей работе «Социальная ответственность бизнесмена» аргументировал, что использование КСО должно быть закреплено в государственных программах и направлено на благо всего общества, принося реальные экономические выгоды за счет финансирования социальных и экологических проектов.

К концу XX века теория разумного эгоизма Вильяма Фридерика подчеркнула стремление к сбалансированному и устойчивому долгосрочному развитию через социальные инвестиции. Это подтверждает возможность эффективного использования КСО в рамках территориального развития, что подкрепляется

примерами успешной интеграции КСО крупными российскими компаниями, такими как «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», и «Газпром нефть».

Развитие КСО получила у представителей теории корпоративной устойчивости (Дж. Элкинтона и др. в 2011 г.), когда были более четко обозначены направления устойчивого развития реального бизнеса: от точечного сотрудничества реального бизнеса и социальной сферы к глобальному уровню.

В российской практике активное использование принципов КСО происходит в отраслевом аспекте, что отмечается в работах А. В. Бабкина [3,381], В. В. Глухова, Т.В. Пономаренко [4,1826], А.Е. Череповицына [5,892] и др. Представленное важно при формировании стратегических ориентиров нефтегазовых предприятий в границах устойчивого развития регионов.

Практическая значимость. Анализ мирового опыта в области корпоративной социальной ответственности (КСО) позволяет выделить несколько ключевых направлений, которые характеризуются различиями в подходах и механизмах реализации.

1. КСО в США характеризуется минимальным вмешательством государственных структур в деятельность реального сектора экономики. Американские программы поощряются государством через налоговые льготы на прибыль и отчисления в благотворительные фонды. Это дополняет прецедентное законодательство и позволяет компаниям строить деловую репутацию и развивать конкурентные преимущества через КСО, контроль за выполнением которых осуществляется общественностью.

2. Европейский стандарт КСО начал внедряться относительно недавно, около 30 лет назад. В странах Европы высокое налоговое бремя сдерживает рост благотворительных фондов и инвестиций в КСО. В европейской модели наблюдается высокая степень влияния государства на бизнес, которое устанавливает базовые рамки для деятельности работодателей.

3. Китайская модель КСО отличается значительным участием государственных структур в управлении и направлении КСО, акцентируя внимание на использовании социальных и экологических стандартов. В силу высоких экологических рисков в стране КСО становится важной частью бренда национальных компаний.

4. Принципы КСО в России развиваются с учетом мирового опыта и особенностей отечественной промышленности, активизируя роль бизнеса в государственных программах. Это осуществляется через механизм государственно-частного партнерства, особенно в проектах, направленных на территориальное развитие. Вклад в КСО российских нефтегазовых компаний, таких как ПАО «Газпром», ПАО «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», существенно и составляет значительную часть всех ESG-инвестиций в отрасли [6,223].

Выводы. Из анализа видно, что КСО формировалась многие десятилетия, начиная от первых упоминаний до развития устойчивых корпоративных практик. В разных странах существуют уникальные схемы реализации КСО, отличающиеся уровнем законодательной поддержки, масштабами и вовлечением государства. Российский опыт внедрения КСО демонстрирует использование глобальных практик с акцентом на отраслевые и региональные особенности, что способствует устойчивому развитию территорий и обеспечению социальной и экологической безопасности на основе международных и национальных стандартов.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Социальная хартия российского бизнеса / Российский союз промышленников и предпринимателей (РСПП) - 2017. URL: <http://rspp.ru/simplepage/474> (дата обращения: 07.03.2023).
2. Курносова Т. И. Отечественный и зарубежный опыт использования ESG-принципов в разработке стратегии развития нефтегазового бизнеса // Экономика, предпринимательство и право. – 2022. – Том 12. – № 1. – С. 387–410. – doi: 10.18334/epp.12.1.114058.
3. [Byankin, A.S.](#) Strategies for the development of complex organizational and economic systems in the conditions of digitalization / A. S. [Byankin](#), A. V. [Babkin](#), A. E. A. [Baykov](#), G. I. [Burdakova](#), G. I. [Usanov](#) // Lecture Notes in Networks and Systems. – 2021. – С. 381–388.
4. Пономаренко Т. В. Корпоративная ответственность горнодобывающих компаний: механизмы взаимодействия с заинтересованными сторонами при реализации проектов / Т. В. Пономаренко, О. А. Маринина // Журнал прикладных экономических наук №12. – 2017. – С. 1826–1838.
5. Череповицын А. Е. Исследование инновационного потенциала нефтегазовой компании на разных стадиях эксплуатации месторождений / А. Е. Череповицын, А. А. Краславский // Записки горного института №1 – 2016. – С. 892–902. <http://dx.doi.org/10.18454/pmi.2016.6.892>
6. Маринина О. А. Оценка активности нефтегазовых компаний в области корпоративной социальной ответственности. / О. А. Маринина, Е. О. Беломестнова // Пенза: Международная научно-практическая конференция, Т 1, 2018. pp. 223–226.

ПРОБЛЕМЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ЕГО КОМПЛЕКТУЮЩИХ

М.М. Зуев, В.И. Ильмендеев, Н.Е. Тарасов, Д.В. Хайманонов

*Научный руководитель – О.В. Томазова, к.э.н., доцент
СамГТУ, Самара, Россия
e-mail: ovtom@mail.ru*

Аннотация: Импортозамещение бурового оборудования в России является одним из ключевых вызовов для нефтегазовой отрасли. Текущие геополитические условия и санкции привели к трудностям с поставками высокотехнологичного оборудования и комплектующих и вынудили отечественные компании искать альтернативы иностранным поставкам. Развитие собственного производства и переход на отечественное буровое оборудование был признан наиболее перспективным вариантом, что позволит снизить зависимость от импортного оборудования и обеспечить стабильность поставок, тем самым укрепив независимость нефтегазовой отрасли. Однако этот процесс сопровождается рядом проблем, которые можно условно разделить на несколько категорий: технологические, экономические и организационные. В этой статье

рассматриваются проблемы, возникающие перед отечественными производителями бурового оборудования и соотнесенные по этим категориям, а также возможные пути их решения.

Ключевые слова: наклонно-направленное бурение, международные санкции, импортозамещение, буровое оборудование, производство, конкурентоспособность, инновационные решения, комплексные взаимодействия.

Актуальность. В условиях санкционного давления и ограниченного доступа к западным технологиям российские предприятия вынуждены искать альтернативные пути, включая развитие отечественного производства. Импортозамещение бурового оборудования и его комплектующих становится не только вопросом экономической целесообразности, но и стратегической необходимостью для обеспечения технологической независимости нефтегазовой отрасли и страны в целом. С своей стороны, мы хотим обратить внимание на существующую проблему, предложить эффективные решения, привлечь заинтересованных лиц и сделать что-то действительно значимое для нашей страны. Ведь сейчас это необходимо как никогда.

Введение в проблематику

Еще в 2014 году большинство экономических и производственных отраслей России столкнулись с неожиданным препятствием в виде ограничения и прекращения поставок зарубежной продукции вследствие международных санкций в отношении нашей страны. Особенно существенно санкционные запреты коснулись нефтегазовой отрасли в части поступления западного оборудования и комплектующих для бурения на нефтегазовых месторождениях. Около 80% оборудования и техники, используемых при бурении, добыче и переработке сырья закупались у нефтесервисных компаний из США и стран Европы. Стоит отметить, что при введении санкций был сделан акцент на ограничение поставок высокотехнологичной продукции, которая включает в себя РУСы, ВЗД, телеметрические системы и отдельные их модули, и на целые технологические узлы – системы верхнего силового привода, системы очистки бурового раствора, цифровые системы. Все это в конечном счете привело к возникновению препятствий для перехода к добыче углеводородов из трудноизвлекаемых запасов на небогатых месторождениях, шельфе Северного ледовитого океана и на сланцевых блоках[1].

Для сохранения темпов бурения и, следовательно, добычи и экспорта нефти и газа в России на прежнем уровне и даже увеличения этих показателей российские нефтесервисные компании пришли к нескольким решениям непредвиденно появившихся трудностей:

- Продолжить закупать буровое оборудование зарубежного производства, иногда даже через третьи страны. Однако у этого варианта есть ряд минусов. Во-первых, вследствие значительного увеличения стоимости доллара и евро по отношению к рублю и закупок оборудования и комплектующих не напрямую у производителя цена данной продукции стала в разы больше. Во-вторых, часто при поломке оборудования на буровой необходимо заменить его в кратчайшие сроки, однако доставка и оформление на таможне новой запчасти или нового бурового инструмента от зарубежного производителя может занять от 2-х до 4-х месяцев[5]. Таким образом, этот вариант решения негативно влияет на скорость и

себестоимость строительства скважин, а также на развитие нефтегазовой отрасли в целом.

- Найти альтернативных поставщиков бурового оборудования в странах Азии. Сотрудничество с китайскими партнерами продемонстрировало, что совместная работа вполне возможна: качество пробных партий обычно устраивает (хоть и ниже американских), а стоимость значительно ниже оригиналов, что особенно важно в текущих условиях. Однако выгода не может быть односторонней, и когда азиатские производители пытаются снизить себестоимость, качество продукции неизбежно ухудшается, доходя до брака[4]. К тому же остались буровые системы и комплектующие, аналоги которых азиатским специалистам еще самим не удалось произвести. По этим причинам стратегия закупок оборудования из КНР, Южной Кореи и других стран, не присоединившихся к санкциям, не может быть долгосрочной.
- Третьим и единственным, по нашему мнению, верным решением в сложившихся условиях, по нашему мнению, будет замещение импорта собственной продукцией, которая ввиду усложняющихся задач ТЭК должна не только не уступать иностранным образцам, но и технологически превосходить их[2]. Доводом к этому заключению является компания «Сургутнефтегаз», которая в меньшей степени пострадала от введения санкций, поскольку отдавала предпочтение оснащению от отечественных производителей. Также стоит отметить: оборудование и комплектующие, купленные у российских поставщиков, всегда можно восстановить или заменить в кратчайшие сроки и намного дешевле. Поэтому неудивительно, что к идее отдавать предпочтение отечественным предприятиям при закупке бурового оборудования и комплектующих приходят и другие нефтесервисные компании.

Таким образом, в условиях возникновения большого спроса на отечественную продукцию перед российскими производителями нефтегазового бурового оборудования открылись грандиозные возможности проявить себя. Существует множество примеров развивающихся отечественных производителей, часто являющиеся выходцами из международных и российских нефтесервисных компаний, которые работают над собственными технологиями и проводят пилотные проекты.

К сожалению, отечественные производители бурового оборудования в России сталкиваются с рядом серьезных проблем, которые препятствуют эффективному развитию и конкурентоспособности на рынке. Эти проблемы мы условно разделим на несколько ключевых категорий: технологические, экономические и организационные.

Технологические проблемы

Одной из главных проблем импортозамещения бурового оборудования является недостаток высокоточных технологий и производственных компетенций в России. До санкций российские нефтесервисные компании закупали высокотехнологичное оборудование у ведущих западных производителей, таких как Baker Hughes, Schlumberger и Halliburton. После введения санкций стало очевидно, что заменить их аналогами из России и других стран пока не удастся в полной мере.

Многие комплектующие и узлы, которые применяются в буровом оборудовании, производятся только на западных предприятиях с использованием новейших технологических разработок. В России на текущий момент существует дефицит предприятий, имеющих технологий и компетенций в создании сложных буровых установок, насосов, систем управления и других критически важных узлов, соответствующее мировым стандартам.

Отсюда вытекает следующая проблема – развитие и внедрение новых технологий для создания отечественных аналогов подобного высокотехнологичного зарубежного оборудования и их компонентов предполагает наличие соответствующей инструментальной базы, станков и высококвалифицированных специалистов, чем тоже не располагают многие производители. Требуется модернизация старых и создание современных производственных мощностей, обучение специалистов, долгосрочные инвестиции в научные разработки [2].

Те немногочисленные отечественные предприятия, что производят высокотехнологичное буровое оборудование, продолжают частично зависеть от иностранных компонентов. Например, многие электронные системы, датчики и программное обеспечение для управления буровыми установками закупаются за рубежом. Полное импортозамещение возможно лишь при создании собственных производств или альтернативных поставок этих компонентов, что также требует дополнительных вложений и ресурсов.

Обобщая вышесказанное, можно констатировать, что к технологическим проблемам, возникающим в процессе импортозамещения иностранного бурового оборудования, относятся недостаток технологий и компетенций, дефицит производственных мощностей и оборудования, а также зависимость от зарубежных компонентов.

Экономические проблемы

Одной из серьезных экономических проблем импортозамещения является высокая стоимость создания собственного бурового оборудования. В условиях необходимости разработки новых технологий, инвестиций в НИОКР и налаживания производственных линий издержки оказываются внушительными. Производство бурового оборудования также требует использования различных материалов и сырья, часть из которых до сих пор поставляется из-за рубежа. Все это в конечном счете влияет на цену конечной продукции и часто делает ее дороже китайских аналогов, что усложняет конкурентную борьбу на российском рынке.

Не стоит забывать, что отечественным предприятиям, особенно малым, не всегда доступны значительные финансовые ресурсы на технологические разработки, создание современных производственных линий, закупку современных станков, высококачественных материалов и компонентов, вследствие чего они нуждаются в инвестициях. Однако сфера производства бурового оборудования нечасто оказывается рентабельной в краткосрочной перспективе и всегда связана с высокими рисками, что снижает интерес инвесторов к этой сфере. И, несмотря на меры поддержки со стороны Минэнерго, Минпромторга и крупных нефтесервисных компаний, объемы финансирования все еще недостаточны для быстрого прогресса.

Таким образом, на основании вышеизложенного можно сделать вывод, что экономическими проблемами являются высокая себестоимость разработки и производства и нехватка финансирования и инвестиций.

Организационные проблемы

Как правило, импортозамещение требует координации усилий государственных структур и бизнеса. Минэнерго, Минпромторг и крупнейшие компании нефтегазовой отрасли России, координируя свою деятельность, разработали и реализовали немало программ поддержки и развития отечественных производств: государственные и корпоративные программы по кредитованию производителей, налоговые льготы, субсидии. Но нередко компании по производству бурового оборудования сталкиваются с бюрократическими препятствиями при попытке получить доступ к таким программам. Длительные процедуры оформления, необходимость предоставления множества документов и согласований и другие бюрократические барьеры тормозят реализацию проектов. Более того, отсутствие прозрачных и эффективных механизмов поддержки приводит к тому, что некоторые компании не могут получить помощь в нужный момент, что ограничивает их возможности для роста и развития. Также не хватает информируемости о различных видах поддержки для занимающихся импортозамещением производств и технологий региональных предприятий, которые попросту не получают информацию о тех или иных программах.

Для того чтобы российские производители бурового оборудования могли успешно конкурировать на отечественном и международных рынках, необходимо обеспечить высокое качество продукции и соответствие международным стандартам. В настоящее время отсутствуют унифицированные стандарты и системы сертификации для большинства бурового оборудования, и чаще всего производителям приходится адаптировать продукцию под разные требования, что снижает доверие к качеству отечественной продукции и ограничивает возможности экспорта. Проблема усугубляется недостаточной практической базой и опытом в тестировании сложных буровых систем, чаще всего ограничивающиеся лабораторными апробированиями, что приводит к необходимости доработки и модернизации после выпуска. Все это затрудняет массовое производство и приводит к увеличению расходов.

В связи с недостаточным контролем качества у производителей возникает еще одна, не менее серьезная проблема – разногласия и конфликты с заказчиками на почве поставляемого оборудования. Для производителей, которые несут ответственность за качество продукции, буквально, своим рублём, а не только деловой репутацией[3], потеря клиентов или возмещение ущерба вследствие несоответствия заявленного и реального качества или срока службы оборудования и комплектующих станут чересчур тяжелыми последствиями, от которых они скорее всего не смогут оправиться.

Из всего вышесказанного можно заключить, что решаются или требуется решить следующие организационные проблемы: бюрократические сложности в получении поддержки, недостаточная информируемость региональных предприятий, сложности с сертификацией и стандартами, недостаточный контроль качества и разногласия с заказчиками бурового оборудования.

Предлагаемые пути решения проблем

В качестве полного или частичного решения вышеназванных проблем мы предлагаем учесть и предпринять следующий ряд мер, необходимых для успешного импортозамещения бурового оборудования в России.

В первую очередь, необходимо всячески содействовать тесному и активному сотрудничеству между научными центрами, вузами и предприятиями для разработки

новых технологий, обсуждения новейших достижений, передачи свежих идей и обмена опытом. Для выполнения этого шага понадобится, во-первых, как можно чаще привлекать учащихся университетов и технических колледжей к решениям реальных кейсов, изобретательской и исследовательской деятельности в области нефтегазового оборудования. Во-вторых, развивать инновационные кластеры и технопарки, где студенты, работники научных центров, производители оборудования и сервисные компании могут быть в курсе последних тенденций и ноу-хау, обмениваться опытом, технологиями и совместно решать общие проблемы с учетом требований и пожеланий каждой из сторон. Наконец, заключать долгосрочные партнерские соглашения между вузами, научными центрами и промышленными компаниями для работы над пилотными проектами, что способствует объединению технических и интеллектуальных ресурсов, упрощает привлечение инвесторов и тем самым ускоряет внедрение новых технологий в производство. Считаем данный набор действий обязательным для налаживания устойчивого и продуктивного взаимодействия между научными центрами, вузами и предприятиями бурового оборудования, что также будет благоприятствовать планированию исследований с учетом потребностей рынка, ускорению инновационных процессов и появлению новых компетенций и высокотехнологичных решений.

В то же время для отечественных производителей бурового оборудования, его комплектующих необходимо наладить более надежное и слаженное взаимодействие с заказчиками и повысить доверие к своей продукции. Для реализации этого шага предполагается создание исследовательских центров и полигонов со специальными стендами и моделями для проведения испытаний в условиях, максимально приближенных к реальным, и создание независимых центров сертификации и тестирования, которые будут подтверждать надежность и соответствие продукции заявленному качеству и сроку службы. Таким образом производители и сервисные компании смогут проверить прочностные и функциональные характеристики произведенного бурового оборудования и, найдя возможные недостатки, оперативно их устранить, а конечные потребители – удостовериться в характеристиках продаваемого бурового оборудования и больше доверять отечественному производителю. Для укрепления взаимоотношений и разрешения каких-либо разногласий также желательно организовывать консорциумы и стратегические альянсы, объединяющие производителей оборудования, сервисные компании и конечных потребителей, для работы над крупными проектами и решениями проблем по импортозамещению. Мы уверены, что эти меры помогут российским производителям бурового оборудования снизить риски и издержки, позволят проводить исследования на высоком уровне и с большим шансом окупить вложенные средства, а заказчикам – гарантировать высокие стандарты качества и надежности, которые так нужны для обеспечения безопасности и эффективности процесса бурения.

Для решения проблем, касающихся финансовой стороны, мы предлагаем повысить информируемость о различных видах государственной поддержки для предприятий, в особенности региональных, занимающихся реальной локализацией и импортозамещением производств и исследований; стимулировать создание предприятий, способных выпускать конкурентоспособное буровое оборудование по современным стандартам, и привлечение частных инвесторов и иностранных

партнеров для финансирования в модернизацию существующих производственных мощностей.

Эти меры, на наш взгляд, помогут преодолеть текущие трудности и создать благоприятные условия для успешного импортозамещения бурового оборудования в России, что снизит зависимость от импортных технологий и повысит конкурентоспособность отечественной нефтегазовой отрасли на глобальном рынке.

Вывод

Процесс импортозамещения бурового оборудования в России, начавшийся в ответ на санкционные ограничения, оказался сложным и многогранным. Несмотря на значительные усилия со стороны государства и бизнеса, а также наличие ряда успешных примеров, полное замещение западных технологий и оборудования пока не достигнуто. Основные проблемы, препятствующие эффективному развитию отечественных производителей, включают технологическое отставание, нехватку квалифицированных кадров, высокую стоимость разработки, недостаточное инвестирование и организационные трудности.

Для преодоления этих барьеров необходимо развитие сотрудничества с вузами и исследовательскими центрами, создание экосистем между производителями и заказчиками путем реализации совместных проектов, создания инновационных кластеров и технопарков, привлечения студентов к решению реальных задач, связанных с буровым оборудованием, и заключения консорциумов и партнерских соглашений. Помимо этого, важную роль играет создание эффективной системы сертификации и контроля качества продукции, что позволит отечественным компаниям не только обеспечить качество продукции и наладить устойчивые связи с заказчиками, но также успешно конкурировать на внутреннем рынке и в дальнейшем выйти на международный уровень. Кроме того, важно уделить внимание информированности предприятий о мерах государственной помощи, стимулировать создание современных производственных мощностей и привлечению частных инвестиций.

Вот поэтому только комплексное взаимодействие государства, бизнеса и научно-образовательных учреждений к решению этих проблем позволит создать конкурентоспособное отечественное буровое оборудование и снизить зависимость от импорта, обеспечив устойчивое развитие нефтегазовой отрасли в условиях меняющихся внешнеэкономических условий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Адиев Р.Я., Белошицкий А.В., Белошицкий Т.А., Бирюкова В.В. Перспективы технологического развития нефтесервиса для освоения нефтегазовых месторождений арктического севера, Журнал «Север и рынок: формирование экономического порядка», 2023, Т.26, №4 (82). С. 60-70.
2. Блинков О.Г., Анисимова С.Е., Сериков Д.Ю. Особенности развития инновационной деятельности на предприятиях нефтегазового машиностроения, Журнал «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса», 2019, № 6 (114). С. 5-8.
3. Кершенбаум В.Я., Гусева Т.А., Пантелеев А.С. Проблематика импортозамещения с позиций конкурентоспособности оборудования нефтегазового комплекса, Журнал «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса», 2018, № 2. С. 8-16.

4. Лукьянов С.А., Живаева В.В., Импортзамещение и тенденции в современном ННБ, Журнал «Инженер-нефтяник», спецвыпуск сентябрь 2024, Санкт-Петербург, III Международная научно-практическая конференция 22-24 мая 2024 года. С.62-64.
5. Лукьянов С.А., Живаева В.В., Особенности развития индустрии забойной электроники, Журнал «Бурение и Нефть», 2021, №7 (Июль-Август), Москва.

**ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ
КОМПЛЕКСНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ
НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА
(НА ПРИМЕРЕ ООО «БЕЛОРУСНЕФТЬ-СИБИРЬ»)**

Р.Ю. Беляй, Д.А. Мельникова

СамГТУ, г. Самара, Россия, melnikovada1988@mail.ru

Аннотация: Данная статья посвящена освещению экологической проблемы техносферной безопасности на нефтяных месторождениях малого и среднего бизнеса, а также вовлечение большего числа сотрудников из соответствующих научных кругов для внесения своих комплексных предложений для решения указанной проблемы. В настоящий момент, на производственных объектах наблюдается повышенный риск профессиональных травм и инцидентов, связанных с нарушением установленных правил и стандартов в области промышленной безопасности. Исследование, представленное в диссертации, касается разработки и внедрения интегрированной системы безопасности в сфере нефтегазовой промышленности. Автором, при поддержке научного наставника и группы экспертов, включая работников компании, был создан набор процедур и механизмов, направленных на своевременное выявление и предотвращение потенциальных промышленных катастроф и непредвиденных обстоятельств.

Ключевые слова: экологическая безопасность, промышленная безопасность, техногенная безопасность, комплексная безопасность, нефтяные месторождения.

В наше время мир окутан нестабильностью и постоянными изменениями в глобальной политической арене. Избыток нефти в резервуарах некоторых государств ведет к проблемам в мировой экономике и наносит ущерб окружающей среде. Наблюдается рост налогов, приостановление государственных инициатив по поддержке предпринимательства, что заставляет многие компании поддаваться давлению текущей ситуации и объявлять о начале процедуры банкротства. Сокращение деятельности компании ООО «Белоруснефть-Сибирь» приводит к необходимости сокращения затрат на все аспекты производства, включая соблюдение стандартов и процедур. В этом контексте, разработка и внедрение новых методов и инструментов для гарантирования комплексной безопасности на объектах добычи нефти становится особенно значимой и своевременной задачей.

Анализ данных показывает, что в текущем году на производственных площадках российской нефтегазовой отрасли наиболее распространенными инцидентами стали пожары на оборудовании, которые составили 60% от общего числа происшествий. За ними следуют инциденты, связанные с выбросами вредных веществ, занимающие 33%, и взрывы, замыкающие тройку лидеров с 7%. Проведенные аналитические исследования установили, что значительная часть экстренных происшествий (27%) происходит из-за пожаров в емкостях для хранения нефтепродуктов. Также значимую часть аварий (по 20%) вызывают проблемы с герметичностью систем трубопроводов и ошибки, допущенные рабочими.

Катастрофы, о которых идет речь, приводят к серьезным последствиям, включая угрозы для здоровья и жизни людей, экологический ущерб и финансовые убытки. Изучение научной литературы показывает, что применение новейших

местных научных подходов часто маскирует устоявшиеся дилеммы в этом секторе [2].

В компании "Белоруснефть-Сибирь" существует насущная потребность в постоянном усовершенствовании методик и инструментов, которые способствовали бы всеобъемлющей охране окружающей среды и промышленной безопасности, а также защите жизни и здоровья работников и местного населения.

В процессе усовершенствования вышеуказанных подходов и инструментов применялись разнообразные научные подходы, в том числе:

- изучение и разбор правовых актов, стандартов и зарегистрированных в России патентов на новшества, которые устанавливают рамки для систем контроля за состоянием окружающей среды и промышленной безопасности;
- проведение аналитической работы по изучению существующих методов и выявление ключевых элементов для разграничения уровня риска объектов, занимающихся переработкой нефти;
- сбор и синтез начальных данных с использованием инструментария математической статистики;
- применение техник для подсчёта потенциального урона.

В ключевых аспектах безопасности на предприятиях, занимающихся извлечением нефти, стоят следующие приоритеты:

- активное предотвращение возможности появления аварийных и экстремальных ситуаций;
- гарантирование того, что все компании и подразделения, работающие с нефтепроводами, обладают необходимыми средствами и готовностью к эффективному реагированию на аварии, включая их нейтрализацию и устранение их последствий;
- уменьшение потенциального ущерба в экономической, социальной и экологической сферах, который могут вызвать аварии или экстремальные обстоятельства.

Для достижения этих целей компании должны выполнять определенные обязанности, предписанные законодательством.

Введение системы разрешений на проведение деятельности, которая включает в себя различные аспекты работы с объектами нефтедобычи, является обязательным. Это касается не только начальных стадий, таких как проектирование и строительство, но и последующего технического обслуживания, включая модернизацию и ремонт используемого оборудования.

В процессе утверждения технологического оборудования, включая изделия, созданные за рубежом, используемые на территориях, где добывают нефть и газ, проводится оценка соответствия стандартам безопасности, основываясь на актуальном списке таких аппаратов. Это включает в себя контроль за адекватностью мер безопасности на всех этапах - от проектирования и строительства до ввода в эксплуатацию и непосредственного использования объектов, связанных с нефтегазовой отраслью, а также надзор за исполнением этих стандартов в производственной среде. Кроме того, проводится тщательный анализ безопасности всех проектных решений, связанных со строительством, чтобы гарантировать их надежность и безопасную эксплуатацию[3].

Для создания эффективной системы, основанной на проверенных подходах, ключевым является детальный анализ каждой стратегии отдельно. Это позволяет выявить, что малые предприятия могут более эффективно предотвращать и

блокировать возможные технические сбои и катастрофы, в отличие от процесса ликвидации их последствий.

В ходе исследования действий компании, занимающейся добычей нефти, был определен набор действий, формирующих комплексную систему. Эта система направлена на улучшение существующих инструментов и методик для обеспечения промышленной и экологической безопасности на нефтяных месторождениях.

Для улучшения профессиональной подготовки работников, особенно в условиях кризисных ситуаций, необходимо внедрить комплексные обучающие программы. Эти программы должны включать обязательные тренинги по технике безопасности на рабочем месте, регулярные проверки уровня знаний и умений в сфере экологической безопасности, а также проведение симуляций неожиданных чрезвычайных ситуаций. Кроме того, следует обновить должностные инструкции, включив в них новые требования и процедуры.

Реализация активного сотрудничества с представителями государственной и муниципальной власти;

- Забота о своевременном обслуживании, диагностике, ремонте и при необходимости замене оборудования для предотвращения пожаров;

- Разработка и применение комплексной системы защиты для обеспечения безопасности на территории добычи, включая защиту от неавторизованного доступа к удаленным скважинам, мониторинг тревожных сигналов с дистанционных объектов, видеонаблюдение за областью добычи и отправку данных о тревожных событиях в защищенную базу данных отдела безопасности.

Внедрение уже зарегистрированных научных разработок в области патентования играет ключевую роль. К примеру, патент RU 2 488 627 C1, зарегистрированный 10 апреля 2012 года, описывает методику, которая предотвращает скопление электростатических зарядов в процессах добычи и перевозки нефти. Также стоит упомянуть патент RU 2 631 170 C1 от 19 июля 2017 года, который вводит инновационную универсальную систему для тушения пожаров на нефтеперерабатывающих заводах и в нефтегазовой сфере в целом.

Эффективное применение и строгое соблюдение разработанных мероприятий по обеспечению безопасности на технологических объектах, может значительно повысить уровень промышленной безопасности не только в рамках отдельно взятых предприятий малого бизнеса, но и повлиять на общенациональный уровень. Это, в свою очередь, позволит жителям прилегающих населенных пунктов и городов рассчитывать на значительное улучшение экологической обстановки в их регионе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Новости и обзоры нефтегазохимической отрасли: сайт RCC. [Электронный ресурс]. URL: <http://rcc.ru> (дата обращения: 10.06.2024);
2. Агентство экономической информации Прайм: сайт Россия Сегодня [Электронный ресурс]. URL: <https://1prime.ru> (дата обращения: 12.06.2024);
3. Митрофанов, А.В. Совершенствование комплекса диагностических и профилактических методов обеспечения безопасности оборудования объектов добычи и переработки сероводородсодержащего газа: дис. ... канд. техн. наук. - М.: НТЦ "Промышленная безопасность", 2001.196 с.;

4. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера [Электронный ресурс]: Федеральный закон от 21.12.1994 № 68 (ред. 1.04.2020) // Консорциум Кодекс: электронный фонд правовой и нормативно-технической документации – URL: <http://docs.cntd.ru/document/9009935> (дата обращения 18.06.2024).
5. О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов [Электронный ресурс]: Постановление Правительства РФ от 21.08.2000 № 613 (ред. 14.11.2014) // Консорциум Кодекс: электронный фонд правовой и нормативно-технической документации – URL: <http://docs.cntd.ru/document/901767072> (дата обращения 17.06.2024).

УДК 614.8.084

**ПРОВЕДЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ВЫБРОСОВ
ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»**

Н.С. Михайлов, Я.О. Петрова, О.А. Самарина

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: mikhaylov2694@mail.ru

Аннотация. В целях разработки эффективных мероприятий, направленных на снижение уровня выбросов парниковых газов, нефтегазовые компании непрерывно отслеживают количество выбросов в атмосферу, посредством экологического мониторинга. Объект исследования - Мухановское месторождение, в г. Отрадный, входящий в состав АО «Самаранефтегаз». При проведении исследования использовался комплексный анализ, а так же количественные и качественные методы получения, обработки и интерпретации информации. С целью дистанционного производственного экологического мониторинга уровня парниковых газов на месторождении используются беспилотные летательные аппараты (далее – БПЛА). В ходе исследования было выявлено, что использование БПЛА в рамках производственного экологического мониторинга позволяет, во-первых, за минимальное количество времени решить проблему отслеживания объемов выбросов парниковых газов на нефтяных месторождениях в отдельных, труднодоступных производственных площадках; во-вторых, обеспечить безопасный для человека способ оценки качества воздуха и контроль над ситуацией с безопасного расстояния; в-третьих, исследовать любую территорию, независимо от её удаленности и дорожной доступности; в-четвертых, БПЛА позволяют оперативно обнаруживать концентрацию метана и летучих органических соединений, а также определять уровень загрязнённости воздуха в пределах облёта. В результате исследования пришли к выводу, что использование БПЛА является одним из эффективных мер по оптимизации ведения экологического мониторинга на нефтяных месторождениях.

Ключевые слова: снижение уровня выбросов парниковых газов, нефтяные месторождения, Мухановское месторождение, факельные оголовки бездымного горения, беспилотные летательные аппараты, производственный экологический мониторинг, дистанционный производственный экологический мониторинг.

ENVIRONMENTAL MONITORING OF GREENHOUSE GAS EMISSIONS AT OILFIELDS SAMARANEFTEGAZ

Mikhaylov N.S., Petrova Y.O., Samarina O.A.

Samara State Technical University

г. Samara, Russia

e-mail: mikhaylov2694@mail.ru

Abstract. Oil and gas companies continuously monitor the amount of emissions into the atmosphere to develop effective measures to reduce greenhouse gas emissions. The object of the study is the Mukhanovskoye field, in Otradny. It is included in Samaraneftgaz. A comprehensive analysis, quantitative and qualitative methods of obtaining, processing and interpreting information was used. Unmanned aerial vehicles (UAVs) are implemented to remote industrial environmental monitoring of greenhouse gas levels at the field. The use of UAVs to industrial environmental monitoring allows to solve the problem of tracking greenhouse gas emissions from oil fields in separate, hard-to-reach areas in a minimum amount of time and to provide a safe way for humans to assess air quality and control the situation from a safe distance, as well as to explore any territory, regardless of its remoteness and road accessibility. In addition, UAVs can quickly detect methane concentration and volatile organic compounds and determine the air pollution level within the flyby. As a result, the UAVs use is one of the effective measures to optimize environmental monitoring in oil fields.

Keywords: reduction of greenhouse gas emissions, oil fields, Mukhanovskoye field, smokeless flare heads, unmanned aerial vehicles (UAVs), industrial environmental monitoring, remote industrial environmental monitoring.

В настоящее время одной из самых значимых проблем для всего мирового сообщества является проблема изменения климата, связанная с увеличением концентрации парниковых газов в атмосферном воздухе. При этом наибольшее количество выбросов парниковых газов фиксируются в нефтегазовой отрасли. В целях разработки эффективных мероприятий, направленных на снижение уровня выбросов парниковых, нефтегазовые компании вынуждены непрерывно отслеживать количество выбросов в атмосферу, посредством ведения экологического мониторинга.

Акционерное общество «Самаранефтегаз» является нефтедобывающим предприятием, осуществляющим свою деятельность на территории Самарской области, начиная с 1936 года. Производственные комплексы предприятия располагаются в городе Самара, 25 муниципальных образованиях Самарской области и 2 районах Оренбургской области. К основным видам деятельности компании относятся: добыча нефти, выработка электроэнергии и добыча газа. За время работы АО «Самаранефтегаз» добыто свыше 1,3 млрд. тонн нефти и около 86 млрд. м³ газа.

АО «Самаранефтегаз» активно ведет внутреннюю политику, направленную на снижение антропогенного воздействия на окружающую среду. Компанией принято

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

более 40 локальных актов, регулирующих проведение экологического мониторинга на производственных объектах.

По результатам проведения производственного экологического мониторинга АО «Самаранефтегаз» было выявлено, что общие объемы выбросов парниковых газов в 2023 году в результате деятельности компании составили 15,43 млн. тонн CO₂-экв., при этом 12,494 млн. тонн CO₂-экв. пришлось на прямые выбросы парниковых газов, 2,936 млн. тонн CO₂-экв. – на косвенные выбросы, связанные с закупками электрической и тепловой энергии.

В качестве объекта исследования нами было выбрано одно месторождение из наиболее перспективных в развитии, а именно Мухановское месторождение, расположенное в городе Отрадный. На рисунке 1 представлена технологическая схема Мухановского месторождения.

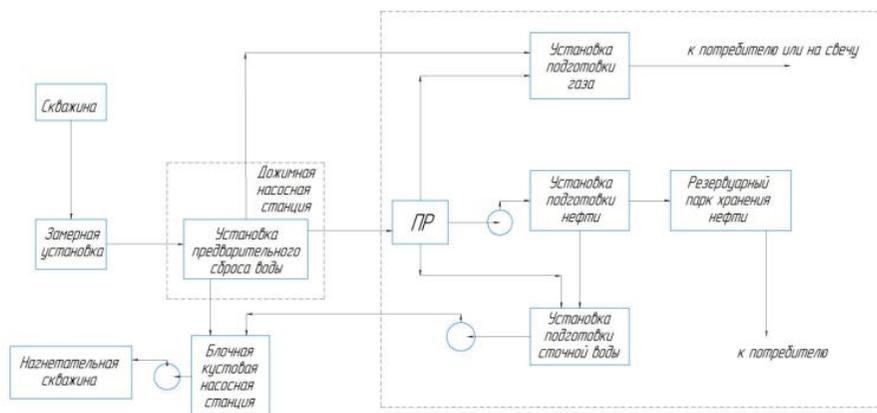


Рисунок 1 – Технологическая схема Мухановского месторождения АО «Самаранефтегаз»

В таблице 1 представлены основные сведения о Мухановском месторождении.

Таблица 1 – Основные сведения о Мухановском месторождении

Общая характеристика	
Сложность геологического строения	очень сложное строение
Степень освоения	разрабатываемое
Стадия разработки	4
Размер по величине извлекаемых запасов	крупное
Глубина залегания	2 780-2 822 м
Показатели разработки месторождения:	
Годовая добыча нефти	0,20 млн. тонн/год
Добыча нефти с начала разработки	11,50 млн. тонн
Коэффициент извлечения нефти	0,59
Среднегодовая обводненность W	0,90%
Характеристики нефти:	
Тип нефти по плотности	Легкая средняя
Плотность нефти при 15 град., г/см ³	0,807-0,832
Тип нефти по вязкости	маловязкая;
Вязкость нефти, мПа x с	0,49

В результате деятельности Мухановского месторождения в атмосферный воздух выбрасываются загрязняющие вещества 4-х наименований в количестве 10,20188 тонн в год (таблица 2).

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Таблица 2 – Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками загрязнения на Мухановском месторождении в Самарской области

Наименование загрязняющих веществ	Код вещества	ПДКм.р ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Величина выбросов загрязняющих веществ	
				г/с	т/год
Сероводород	0333	0,008	II	0,00045	0,01409
Метан	0410	50	IV	0,005885	0,1857
Углеводороды предельные C ₁ -C ₅	0410	200	IV	0,05463	1,722
Углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	0416	50	III	0,2623	8,274
Итого:				0,317377	10,01009

Из представленных данных в таблице в наибольшей степени преобладают углеводороды предельные C₆-C₁₀, (8,274 т/год). В меньшей степени на месторождение выбрасывается в атмосферу сероводород, относящийся ко второму классу опасности (0,0141 т/год).

Преимущественными источниками выбросов парниковых газов в атмосферу на Мухановском месторождении выступает также оборудование площадок. Так, например, на месторождении выбрасываются вредные вещества в атмосферу при осуществлении загрузки резервуаров с нефтепродуктами непосредственно с площадки нефтеподготовки по системе трубопроводов (таблица 3).

Таблица 3 – Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками загрязнения на ППОН

Наименование вещества	Код	Класс опасности	ПДК, мг/м ₃	Масса, т/год
Диоксид азота	301	III	0,20	2,33948
Оксид азота	304	III	0,40	0,38016
Углерод	328	III	0,15	0,02939
Диоксид серы	330	III	0,50	0,04598
Оксид углерода	337	IV	5,00	0,73581
Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	415	IV	200,00	445,40140
Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	416	III	50,00	164,73580
Бензол	602	II	0,30	2,15140
Ксилол	616	III	0,20	0,67619
Толуол	621	IV	50,00	1,35227
Керосин	2732	III	1,20	0,22732
Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉	2754	IV	1,00	5,82×10 ⁻⁹
Итого				618,0752

Преобладающими веществами на ППОН. Выбрасываемые в атмосферный воздух являются предельные углеводороды C₁-C₅ (445,4014 т/год), меньше всего выбрасывается предельные углеводороды C₁₂-C₁₉ (5,82×10⁻⁹ т/год). Преобладающим классом опасности является четвертый. Всего вещества четвертого класса выбрасываемого в атмосферу – 447,489 т/год.

АО «Самаранефтегаз» в целях снижения выбросов парниковых газов на Мухановском месторождении используются факельные оголовки бездымного

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

горения с меньшим размером. При большом содержании «тяжелых» компонентов в составе сбрасываемого газа, бездымность обеспечивается за счет подачи дополнительного наддува воздуха в область горения, с одновременным использованием специальной конструкции факельного оголовка, тем самым обеспечивая экологичность сжигания газа. Данная система является полностью автоматизированной и не требует участия оператора, что позволяет снизить дополнительные затраты предприятия. Срок службы такой системы составляет 20 лет.

Кроме того, компанией на Мухановском месторождении для мониторинга уровня парниковых газов используются беспилотные летательные аппараты (далее – БПЛА), что позволяет дополнительно проводить дистанционный производственный экологический мониторинг. Использование БПЛА позволяет за минимальное количество времени решить проблему отслеживания объемов выбросов парниковых газов на нефтяных месторождениях в отдельных, труднодоступных производственных площадках. Также использование компаний БПЛА обеспечивают безопасный для человека способ оценки качества воздуха и контроль ситуацией с безопасного расстояния. Они позволяют исследовать любую территорию, независимо от её удаленности и дорожной доступности. После посадки БПЛА и постобработки данных составляется фотоплан и тепловая карта в случае выявления отклонений. БПЛА позволяют оперативно обнаруживать концентрацию метана и летучих органических соединений, а также определять уровень загрязнённости воздуха в пределах облёта.

Проведем анализ эффективности использования АО «Самаранефтегаз» БПЛА в рамках экологического мониторинга.

Общий расчет сметной стоимости геологических работ на одном месторождении без использования БПЛА составляет 1 364 689,2 рублей на 1 год (таблица 4).

Таблица 4 – Сметная стоимость геологических работ на месторождении

№		Ед. изм.	Кол-во	Стоимость, руб.
Основные расходы				
	Проектно-сметные работы	% ПР	100	236 845,16
Полевые работы:				235 811,63
1.	Организация полевых работ	%	1,2	3 689,24
2.	Ликвидация полевых работ	%	0,8	2 893,49
3.	Камеральные работы	%	100	223 659,84
4.	Транспортировка грузов и персонала	%	1,5	5 569,06
Итого основных расходов:				722 687,27
	Накладные расходы	%	10	73 256,92
	Плановые накопления	%	15	123 146,78
	Лабораторные работы	руб.		263 569,78
	Резерв	%	3	25 029,35
Итого сметная стоимость:				485 002,8
	НДС	%	18	156 999,71
Всего по нефтяному месторождению с учетом НДС:				1 364 689,2

В настоящий момент на балансе предприятия числится 134 месторождения. Для проведения производственного экологического мониторинга без использования БПЛА компания в год тратит 182 868 352,8 руб.

Стоимость БПЛА (DJI Matrice 300 RTK с газоанализатором Sniffer4D V2.0) с подвесным оборудованием для экологического мониторинга составляет 1 560 000 рублей. В случае покупки БПЛА на каждое месторождение компанией будет потрачено 209 040 000 рублей в год, что является необязательным ввиду того, что осуществление экологического мониторинга выбросов парниковых газов в атмосферу на расположенных не далеко друг от друга месторождениях возможно одним БПЛА.

При этом необходимо отметить, что у выбранной модели срок службы в соответствии с техническими характеристиками, указанными производителем, составляет 3 года. В этой связи компания, использующая БПЛА, понесет затраты на экологический мониторинг атмосферного воздуха в размере 209 млн. рублей, а компания, использующая человеческий метод – 546 млн. рублей, что на 337 млн. рублей больше.

Оценив выгоду от использования БПЛА, можно сделать вывод, что их использование является одним из эффективных мер по оптимизации ведения экологического мониторинга на нефтяных месторождениях.

В соответствии с проведенным анализом, необходимо отметить, что АО «Самаранефтегаз» использует технологические методы ведения экологического мониторинга выбросов парниковых газов на месторождениях с минимальными затратами. Минимизировав затраты на наблюдательские мероприятия, у компании возникает возможность неистраченные денежные средства реализовать в рамках внедрения наиболее эффективного комплекса мероприятий, направленного на снижение выбросов парниковых газов в атмосферу.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Глуховская, М. Ю. Оценка влияния деятельности нефтяного месторождения на качество атмосферного воздуха / М. Ю. Глуховская, А. С. Романова, Н. А. Струков // Региональные проблемы геологии, географии, техносферной и экологической безопасности. – Оренбург, 2020. – С. 94-100.
2. Любарская, М. А. Инструменты снижения выбросов парниковых газов нефтегазовыми компаниями для достижения целей устойчивого развития / М. А. Любарская, В. С. Меркушева, О. С. Зиновьева // Безопасность жизнедеятельности. – 2019. – № 9(225). – С. 32-37.
3. Носков, Д. А. Экологическая безопасность региона и биологическое состояние (на примере г. Оренбург, Оренбургская область) / Д. А. Носков, Д. С. Солдатов, В. Е. Дудоров, А. И. Байтелова // Региональные проблемы геологии, географии, техносферной и экологической безопасности. – Оренбург, 2021. – С. 109-111.
4. Рощин, П. В. Применение факельных оголовков беспламенного горения для сокращения объемов выбросов метана на объектах нефтегазодобычи / П. В. Рощин, А. А. Зулпикаров, И. В. Кошечев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 6. – С. 102-105.
5. Харьковская, О. В. Система учета выбросов парниковых газов на территории Российской Федерации / О. В. Харьковская // Мясные технологии. – 2021. – № 12(228). – С. 42-47.

УДК 504.062

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕКУЛЬТИВАЦИИ ЗЕМЕЛЬ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ЛИНЕЙНЫХ ОБЪЕКТОВ

И.С. Галочкина^{1,2,3}, Д.И. Васильева¹

¹ФГБОУ ВО «СамГТУ», ²ООО «СВГК», ³АНО ВО Университет «МИР»

Самара, Россия

e-mail: irina_bax95@mail.ru, vasilievadi@mail.ru

Аннотация. Представлены результаты исследования повышения эффективности мероприятий по рекультивации при использовании земельных участков, на которых осуществляется строительство линейных объектов, в т.ч. газопроводов. Предложены меры как для проведения технического, так и биологического этапа рекультивации.

Ключевые слова: рекультивация, нарушенные земли, земельный участок, линейный объект, газопровод.

При строительстве трубопроводов, включая газопроводы, происходит образование нарушенных земель, что создает потенциальную опасность нанесения вреда окружающей среде. Организация и проведение рекультивации земель при строительстве линейных объектов является залогом как экологически, так и экономически эффективного использования правообладателями земельных участков, затронутых таким строительством.

С 2020 по 2023 годы площадь рекультивированных земель при строительных работах в РФ за 2020 год превысила площадь нарушенных земель за 2020 год только на 14%, а за 2023 год – вовсе лишь 0,2%. В 2021 – 2022 годах площадь рекультивированных земель при строительных работах за отчетный год несколько меньше площади нарушенных земель за отчетный год (рис. 1). При этом рис. 1 отражает общую тенденцию: площадь нарушенных земель при строительных работах за каждый отчетный год возрастает ежегодно. В Самарской области также ежегодно наблюдается ситуация, при которой площадь рекультивированных земель за отчетный год не превышает площадь нарушенных земель за отчетный год [8, 9].

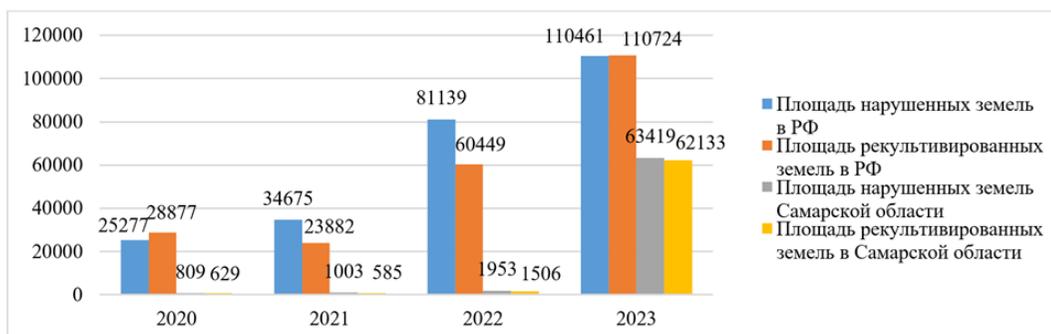


Рисунок 1 – Площади нарушенных земель и рекультивированных земель при строительных работах на территории РФ за каждый отчетный год в период с 2020 по 2023 годы, га (составлено авторами по материалам отчетов по форме федерального статистического наблюдения № 2-ТП (рекультивация))

Согласно материалам доклада об экологической ситуации в Самарской области за 2023 год, наибольший вклад в нарушение почвенного покрова на территории указанного субъекта РФ внесли работы по добыче полезных ископаемых и строительству новых и реконструкции существующих производственных объектов. В частности, большие площади земель затрагиваются при строительстве и реконструкции объектов трубопроводного транспорта нефти и газа, а также при строительстве и реконструкции автодорог [7].

Одной из причин значительного увеличения площади нарушенных земель при строительных работах является реализация программы социальной газификации. Так, например, региональной программой газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Самарской области на 2022–2031 годы предусмотрено в указанный период газифицировать сетевым природным газом 117 населенных пунктов, построить две газораспределительные станции, построить более 1665 км газопроводов высокого, среднего и низкого давления, ввести в эксплуатацию десять объектов газозаправочной инфраструктуры для заправки природным газом (метаном).

К сожалению, в рамках исполнения мероприятий вышеуказанной программы не всегда представляется возможным исключить прохождение трасс газопроводов по земельным участкам категории земель сельскохозяйственного назначения и сельскохозяйственным угодьям, в частности.

Кроме того, общая протяженность газопроводов, входящих в газораспределительную систему Самарской области, по состоянию на 01.01.2022 превышала 27 тыс. км [2]. Следовательно, развитая сеть газопроводного транспорта требует проведения регулярных работ по техническому обслуживанию, реконструкции и обновлению объектов инфраструктуры, что сопровождается образованием нарушенных земель, требующих рекультивации [4].

В Самарской области более 70 % территории занято землями сельскохозяйственного назначения, поэтому логично считать, что определяющее значение на экологическое состояние всей территории региона оказывает состояние сельскохозяйственных земель. Вместе с тем в последние годы в Самарской области наблюдается сокращение площади земель сельскохозяйственного назначения (рис. 2).



Рисунок 2 – Динамика сокращения площади земель сельскохозяйственного назначения в Самарской области с 2011 по 2023 годы, тыс. га (составлено по материалам докладов о состоянии и использовании земель в Самарской области в 2011, 2014, 2017, 2020, 2023 гг.)

В указанных обстоятельствах законодательство РФ должно в полной мере содержать положения, устанавливающие обязанность проведения рекультивации при различных механизмах оформления прав землепользования на период

строительства линейных объектов, а также критерии необходимости проведения рекультивации земель.

Здесь можно отметить, что в соответствии с п. 2 ст. 78 Земельного кодекса РФ земли, земельные участки, которые предоставляются на период строительства линейных объектов, а также которые планируется использовать для строительства линейных объектов на основании публичного сервитута, должны использоваться только при наличии утвержденного проекта рекультивации. Из представленной формулировки неясно, требуется ли разработка проекта рекультивации земель сельскохозяйственного назначения, если размещение линейного объекта будет осуществляться на основании установления сервитута или выданного разрешения на использование земель, поскольку указанные механизмы оформления землепользования не предполагают собой предоставления земельного участка, о которых идет речь в п. 2 ст. 78 Земельного кодекса РФ [1].

Рекультивация земель проводится в соответствии с проектом, в рамках которого предусматриваются технические и (при необходимости) биологические мероприятия [3].

В рамках технического этапа рекультивации остается открытым вопрос с оформлением полосы земли при планируемом строительстве линейного объекта на землях и земельных участках категории земель сельскохозяйственного назначения посредством оформления публичного сервитута. При этом основополагающую роль в указанном вопросе должна играть технология проведения рекультивации земель.

Так, в соответствии с п. 6 ст. 39.41 Земельного кодекса РФ, если для размещения линейных объектов не требуется разработка документации по планировке территории, то границы публичного сервитута определяются в пределах, не превышающих размеров охранных зон. Получается, что границы публичного сервитута для строительства распределительного газопровода с проектным рабочим давлением не более 1,2 мегапаскаля должны располагаться на расстоянии двух метров от оси трассы такого газопровода в каждую сторону, то есть ширина публичного сервитута должна составлять четыре метра.

Однако при строительстве распределительных газопроводов по землям сельскохозяйственного назначения соблюдается специальная технология проведения работ, при которой ширины публичного сервитута в размере четырех метров не будет являться достаточным. При технической рекультивации при прокладке газопровода на землях сельскохозяйственного назначения предусматривается снятие плодородного слоя с зоны, подлежащей рекультивации, и перемещение его во временный отвал. Такой отвал располагают за пределами зоны, отводимой для отвала минерального грунта, на расстоянии, достаточном для обеспечения работы машин по засыпке траншей. Расстояние между указанным отвалом и будущим отвалом минерального грунта должно быть достаточным для размещения бульдозера, то есть не менее пяти метров. Между отвалом плодородного слоя почвы и краем полосы отвода должна оставаться зона для размещения бульдозера при обратной отсыпке грунта. Таким образом, потребуется полоса земли вдоль оси трассы распределительного газопровода шириной около двадцати метров. Соответственно, ширины публичного сервитута в размере четырех метров в данном случае недостаточно [8].

В рамках биологических мероприятий рекультивации при строительстве линейных объектов, в том числе и газопроводов, проблемой является отсутствие актуальной информации о показателях почвенного плодородия. Ранее, в советский

период, регулярно проводились почвенные обследования. По их результатам на каждое хозяйство области ВолгоНИИгипрозем составлялись научно обоснованные планы ведения системного земледелия и рациональной организации территории землепользования.

Последнее почвенное обследование в Самарской области было проведено в 2002 – 2003 гг. За более чем двадцать лет произошли значительные изменения в землепользовании, менялись правообладатели земельных участков, технологии обработки почвы, видовой состав сельскохозяйственных культур, применялись новые как минеральные, так и органические удобрения, средства защиты растений. Перечисленные обстоятельства требуют обновления информации о качественном состоянии земель сельскохозяйственного назначения и, в первую очередь, о показателях почвенного плодородия [5, 6].

Таким образом, можно сделать вывод, что для обеспечения охраны земель сельскохозяйственного назначения при строительстве газопроводов необходимо повысить эффективность мероприятий по рекультивации указанных земель. В указанных целях предлагается определить границы публичного сервитута в целях строительства линейных объектов на землях и земельных участках категории земель сельскохозяйственного назначения, чтобы обеспечить проведение технического этапа рекультивации. При проектировании мероприятий в рамках биологического этапа рекультивации необходимо провести сплошные почвенные обследования на территории субъектов РФ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 № 136-ФЗ // СПС «Консультант плюс» – Режим доступа: свободный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_33773/.
2. Распоряжение Правительства Самарской области от 16.08.2022 № 470-р «Об утверждении региональной программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Самарской области на 2022 - 2031 годы и признании утратившим силу распоряжения Правительства Самарской области от 27.11.2020 N 589-р «Об утверждении региональной программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Самарской области на 2020 - 2024 годы и признании утратившим силу распоряжения Правительства Самарской области от 29.11.2019 N 1072-р «Об утверждении региональной программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Самарской области на 2019 - 2023 годы и признании утратившими силу отдельных распоряжений Правительства Самарской области» // Официальный интернет-портал правовой информации – Режим доступа: свободный. — URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/6300202208190003>.
3. Анфилофьев Б.А. Эколого-экономические проблемы эффективного использования городских земель с накопленным экологическим ущербом / Б.А. Анфилофьев [др.] // Экология и промышленность России. 2018. Т. 22. No 7. С. 59-65.
4. Васильева Д.И., Власов А.Г., Холопов Ю.А., Тарбаев В.А. Нарушенные земли: современное состояние и проблемы рационального использования (на примере Самарской области) // Экология и промышленность России, 2020. – Т. 24. No4. – С. 60-65.

5. Васильева Д.И., Обущенко С.В. Агрехимическое обследование земель как метод повышения эффективности деятельности сельскохозяйственных предприятий // Проблемы развития предприятий: теория и практика : материалы 19-й Международной научно-практической конференции, 19-20 ноября 2020 года : в 2 частях / редколлегия: С.И. Ашмарина, А.В. Павлова (ответственные редакторы) [и др.]. - Ч. 1. - Самара : Изд-во СГЭУ, 2020. – 29-34 с.
6. Воронин В.В. Структура и оценка качества земель Самарской области / В.В. Воронин [и др.] // Проблемы региональной экологии, №4. 2013. С. 109-116.
7. Доклад об экологической ситуации в Самарской области за 2023 год // Министерство лесного хозяйства, охраны окружающей среды и природопользования Самарской области. – Режим доступа: свободный. – URL: https://priroda.samregion.ru/category/ohrana_okr_sredbi/doklad_ob_eko_situatsii/?ysclid=m2dkvfnv2y511302585.
8. Мямина И.С., Буслаева В.С. Проблемы правового регулирования обязанности проведения рекультивации при строительстве линейных объектов // Научное обеспечение устойчивого развития агропромышленного комплекса горных и предгорных территорий : Материалы Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 105-летию Горского ГАУ, Владикавказ, 26–27 октября 2023 года. – Владикавказ: Горский государственный аграрный университет, 2023. – С. 309-313.
9. Отчет по форме федерального статистического наблюдения № 2-ТП (рекультивация) // Официальный сайт Федеральной службы по надзору в сфере природопользования – Режим доступа: свободный. – URL: <https://rpn.gov.ru/open-service/analytic-data/statistic-reports/land-recultivation/>.

ОХРАНА ТРУДА

**АНАЛИЗ ПРИЧИН ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ТРАВМАТИЗМА И
АВАРИЙНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ**

А.А. Александров¹, Л.В. Сорокина²

*1 – магистрант; 2 - к.п.н., доцент
Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия
e-mail: alexey.a.alexandrov@lukoil.com*

Аннотация. Данная работа посвящена вопросу проведения анализа причин производственного травматизма и аварийности на объектах нефтегазодобычи. Анализ причин производственного травматизма и аварийности является эффективным инструментом достижения цели: «Нулевой травматизм». В работе рассмотрены основные понятия безопасности производственной деятельности и раскрыты современные тенденции перехода от реагирования на последствия к предупреждению травматизма и аварийности.

Ключевые слова: производственная безопасность, культура безопасности, производственный травматизм, опасный производственный фактор, риск.

Опасные производственные объекты в широком смысле этого выражения – это промышленные предприятия, которые требуют высокого внимания к технологическим процессам, а также к стандартам безопасности и в наибольшей степени подвержены риску инцидента (аварийной ситуации) или аварии.

Одним из важнейших аспектов в производственном процессе – это обеспечение безопасности. Каждое предприятие несет ответственность за жизнь и здоровье своих сотрудников. В соответствии с требованиями трудового законодательства, работодатель должен обеспечить безопасную эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений.

Производственная безопасность – это такое состояние, при котором обеспечена надежная защищенность основных фондов предприятия, его работников, окружающей среды, населения от факторов риска, связанных с деятельностью организации. Рисками в рассматриваемом случае считаются вредные и опасные факторы, различные аварии, травматизм на рабочих местах, прочие негативные стороны производственной деятельности [1].

Постоянная работа по снижению рисков это единственный способ обеспечить приемлемый уровень защиты предприятия. Работодатель должен не только регулярно проводить оценку профессиональных рисков и своевременно идентифицировать опасности, но и управлять ими, а также регулярно обучать, обеспечивать средствами индивидуальной и коллективной защиты, контролировать соблюдения работниками правил и нормативов, а также личным примером должен показать, что культура безопасности – это не просто формальное исполнение требований, инструкций, а четкое понимание последствий неверных действий.

Возрастание интереса к человеческому фактору на производстве и возрастании субъективного фактора в промышленности – это общемировая тенденция. В развитых странах серьезное внимание уделяется вопросам человеческого фактора,

особенно важными являются проблемы охраны труда и промышленной безопасности.

Безопасность труда становится крайне важным как на Западе, так и в России. В западных странах охрана труда при любых обстоятельствах признается как высшая социальная ценность. В России же проблема безопасности труда стала особенно актуальна в 90-е годы XX века, когда страна столкнулась с кризисным развитием, которое затронуло все сферы её экономики и социальной жизни.

Действующая ранее система управления промышленной безопасностью, охраной труда и экологической безопасностью на многих промышленных предприятиях строилась на принципах реагирования на происшествия и несчастные случаи. Основное внимание уделялось не профилактике, а компенсационным мероприятиям, борьбе с негативными последствиями. Профилактические и защитные мероприятия осуществлялись по остаточному принципу. Данная ситуация начала меняться в начале нулевых. Крупные российские компании начали постепенно перенимать передовой опыт развитых зарубежных стран, в которых безопасность производства стоит на первом месте.

Производственный травматизм - совокупность травм, полученных работающими на производстве и вызванных несоблюдением требований безопасности труда. Производственная травма всегда является результатом несчастного случая.

Несчастный случай на производстве - случай воздействия на работающих опасного производственного фактора при выполнении работающим трудовых обязанностей или заданий руководителя работ.

Опасный производственный фактор - производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или другому внезапному риску ухудшения здоровья [2].

Производственный травматизм – это серьезная проблема, которая должна решаться на каждом предприятии. Однако даже самые опытные работники не всегда понимают, какие опасности могут возникнуть при нарушении правил безопасности. Чтобы предотвратить возможность возникновения заболеваний и травм, необходимо осознавать, что это не случайность, а в большинстве случаев это неорганизованность рабочего процесса или невнимательность работников.

Развитие методов и средств снижения количества случаев травмирования на производстве требует глубокого понимания сущности таких явлений, как производственная травма и производственный травматизм, связи между этими явлениями, доли случайного и однозначно определенного в этих явлениях.

Проводя изучения результатов проверок государственными органами, внутренних аудитов и анализа травматизма и аварийности за период с 2019 года по 2023 год можно все выявленные нарушения разделить на три основные группы. Это нарушения технологического процесса, отступления от требований проектной, исполнительной, технической документации и нарушения требований безопасности. Причинами травматизма и аварийности в результате нарушений требований безопасности в основном являются: невнимательность или излишняя самонадеянность (я делал так много раз и все было нормально, мой опыт позволяет мне пренебрегать правилами безопасности и т.д.). Примерами таких ситуаций могут быть следующие случаи.

17 декабря 2019 года в 06:15 час. Машинист установки АВТ-5 приехав на смену на вахтовом автобусе вышел вне установленного для остановки автобуса

месте на пересечении дорог №№ 6 и 14. В целях сокращения времени следования на рабочее место (установка АВТ-5) машинист пошел через территорию установки АВТ-4. В 06:25 час. Следуя по территории установки АВТ-4, работник поскользнулся и упал в результате чего получил травму правой ноги.

По результатам проведенного расследования выявлено, что основной причиной несчастного случая явилось нарушение пострадавшим требований охраны труда, а именно следование на рабочее место по территории завода не по установленным тротуарам, пешеходным дорожкам и обочинам, а по территории технологической установки.

По результатам проведенного расследования выявлено, что причиной несчастного случая послужило нарушение пострадавшим требований охраны труда, выразившееся в том, что он при следовании с улицы в здание воспользовался неустановленным для этого проходом. А также при передвижении по ступеням не обеспечил необходимую осторожность.

23 апреля 2023 г. в 08:50 час. При совершении обхода и осмотра оборудования в машинном зале дизельной электростанции «Wartsila» электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования 5 разряда запнулся перед лестничным маршем, упал на ступеньки лестницы, травмировав при этом левую руку.

В результате расследования выявлено, что причиной произошедшего явилась личная неосторожность пострадавшего.

23 апреля 2023 года в 19:50 час. (мск. Вр.) оператор товарный готовился произвести налив автоцистерны на островке № 11. Не проверив, пока водитель подложит башмаки под колеса и подключит заземление, оператор товарный откинул мостик, взял наливной наконечник и стал погружать его в горловину секции автоцистерны. В результате оператор товарный получил ожоги лица и рук I степени.

В результате проведенного расследования комиссией было выявлено, что основной причиной произошедшего явилось нарушение требований ОТ пострадавшим, который, не дожидаясь заземления автоцистерны водителем бензовоза и не убедившись в наличии заземления (загорания контрольной лампы), начал опускать наливной наконечник наливного устройства в горловину автоцистерны.

25 апреля 2023 года в 12:07 час. На территории АЗС № 78091 (г. С-Петербурга) при проведении работ по замене светильника на фасаде здания АЗС в результате движения приставной лестницы упал электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования. Который получил в результате произошедшего перелом правой бедренной кости.

В результате расследования выявлено. Что причиной произошедшего явились нарушение пострадавшим требований охраны труда при проведении работ с использованием приставной лестницы (в процессе работ он осуществил подъем на последнюю ступень лестницы).

В случае, если сотрудник не соблюдает рекомендации службы безопасности или не воспринимает инструктаж серьезно, это может привести к получению травм. Поэтому профилактические меры играют ключевую роль. Хорошо всем известно выражение «Предупрежден — значит вооружен». И действительно, очень часто информация о возможном воздействии опасного или вредного производственного фактора спасала человеку жизнь или сохраняла его здоровье. И сегодня, несмотря на внедрение новой, более безопасной техники и совершенных технологий, предупреждение о возможной опасности так же актуально, как и раньше. Тем более,

что для этого появляются новые возможности. Чем больше работников подвергается профилактике, тем больше они будут подготовлены к чрезвычайным ситуациям, а значит, смогут избежать производственного травматизма.

Своевременная идентификация и выявление вредных и опасных факторов, принятие мер по минимизации рисков на основе регулярного проведения мониторинга и оценки рисков позволит своевременно предупреждать и предотвращать возникновение аварий, инцидентов и травматизма.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. <https://www.trudohrana.ru/article/104356-23-m5-proizvodstvennaya-bezopasnost-v-2023-godu>
2. Пособие по охране труда дорожному мастеру (утв. Распоряжением Минтранса РФ от 29.01.2003 N ОС-37-р)

УДК 665.6

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЖАРОБЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБНЫХ ЗМЕЕВИКОВ ПЕЧЕЙ НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКИ

Е.Д. Дехтярев

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: egor_dekhtyarev@mail.ru

В данной работе представлены конструктивные недостатки и факторы пожарной опасности, возникающие при использовании маломощных горелочных устройств «Хепос» в трубчатой печи пиролиза ЭП-300. Представлена инновационная система сжигания топлива и с помощью программных комплексов обоснована пожаробезопасная работа трубных змеевиков.

Ключевые слова: трубчатая печь, горелка агт, пожаробезопасность, компас-3d, solidworks, трубный змеевик, радиационный теплообмен.

Для проведения процесса пиролиза углеводородного сырья для получения полиэтилена и пропилена используются высокотемпературные трубчатые печи ЭП-300. Печной блок состоит из девяти технологических печей и восемнадцати реакционных камер, которые оснащаются маломощными горелочными устройствами «Хепос», имеющими ряд недостатков:

-Для обеспечения равномерного обогрева применяется 112 горелочных устройств, что осложняет их эксплуатацию, настройку, монтаж и ремонт;

-Применение природного газа нестабильного состава приводит к забивке газовых сопел и выходу горелки из работы;

-Концентрация излучения от раскаленной до 1250 градусов керамической чащи горелки приводит к интенсивному образованию отложений кокса и локальным перегревам трубных змеевиков.[1]

При работе в таком режиме появляется ряд опасных взаимодополняющих факторов, среди которых можно выделить:

-Постоянное присутствие в трубном змеевике в большом количестве горючих и взрывоопасных смесей

-Высокая температура в топке печи, которая может способствовать самовоспламенению горючих и взрывоопасных смесей;

-Оборот опасных и вредных химических веществ, высвобождение которых, в случае возникновения аварийных ситуаций, может оказывать значительный ущерб здоровью и жизни людей, а также компонентам окружающей среды.

Для поддержания стабильного технологического режима, надежной работы системы сжигания топлива, эффективного сжигания газа с малым избытком воздуха и высоким КПД печного агрегата сотрудниками кафедры МОНХП была предложена инновационная система сжигания топлива на основе плоскопламенных вихревых газовых горелок типа АГГ.

Согласно исследованиям и расчетам распространения тепла от раскрытого на 180 градусов и распространившегося в пристенном слое толщиной 150-200 мм факела, наглядно представленном на рисунке 1, позволяет равномерно обогреть кладку печи из огнеупорного материала, что значительно снижает вероятность образование локальных перегревов трубных змеевиков. [2]

Для обоснования пожаробезопасной работы трубчатой печи пиролиза ЭП-300 с помощью программного комплекса КОМПАС-3D, предназначенного для двухмерного и трехмерного проектирования деталей, механизмов и конструкций любой сложности, была смоделирована, согласно технологической документации печи, камера радиации с модернизированной системой сжигания топлива.



Рисунок 1. Работа вихревых плоскопламенных горелок при испытании в печи и распространение факела по кладке печи

Для проведения расчета радиационного теплообмена использовался программный комплекс SolidWorks, в который была загружена подготовленная модель камеры радиации. Задавая граничные условия, материалы, поверхности

радиационного теплообмена, диффузионные источники и т.п. удаётся проводить расчеты топочной камеры и выводить графическое представление расчетов в виде картинок. На картинке 2 представлен температурный профиль трубного змеевика радиации трубчатой печи ЭП-300 с использованием 54 горелочных устройств типа АГГ-3. На данной картинке можно наблюдать мягкий температурный режим нагрева без локальных перегревов трубного змеевика.

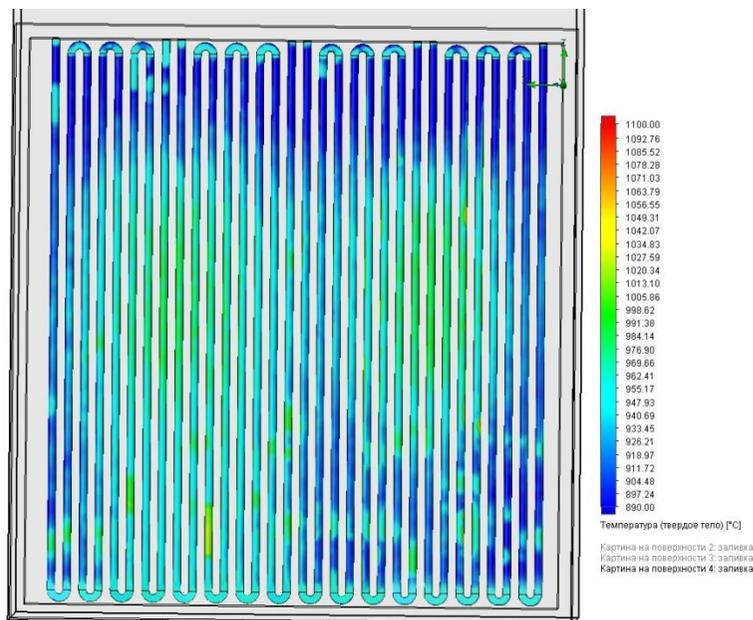


Рисунок 2. Температурный профиль радиационного змеевика печи ЭП-300

Таким образом, по опыту эксплуатации данных горелочных устройств, проведенных теплотехнических расчетов и компьютерному моделированию, при использовании горелочных устройств типа АГГ получается мягкий температурный профиль нагрева змеевиков, увеличиваются их пробеги, предотвращается преждевременный ремонт труб из-за прогара и все это снижает пожарную опасность печей пиролиза

ЛИТЕРАТУРА

1. Дехтярев, Е. Д., Печников, А. С. Обеспечение пожарной безопасности трубчатой печи за счет новой системы сжигания топлива — Уфа: «Таймс», 2023. — С. 245-246.
2. Печников А.С., Григорян Л.Г. Формирование излучающей поверхности в трубчатых печах пиролиза вихревыми горелками диффузионно-кинетического типа / А.С. Печников, Л.Г. Григорян// Вестник СамГТУ. –Самара: СамГТУ, 2010. – С. 204-209.

**СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ КАДРОВ В
НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ**

**ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ КАДРОВОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ НЕФТЯНОЙ
ОТРАСЛИ В САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ***Е.П. Тупоносова, П.А. Голованов**СамГТУ, Самара, Россия, tuponosova.ep@mail.ru***BUILDING A MODEL FOR STAFFING THE OIL INDUSTRY IN THE SAMARA
REGION***E.P. Tuponosova, P.A. Golovanov**SamGTU, Samara, Russia, tuponosova.ep@mail.ru*

Аннотация. В работе решена задача построения степенной математической модели эффективности работы ПАО НК «Роснефть» от кадрового обеспечения по данным за 2006-2020 год и за 2006-2021 годы. В качестве выходного параметра эффективности работы ПАО «НК «Роснефть» рассматривается объем добычи нефти и газового конденсата, а в качестве входных показателей для математических моделей выбирается количество работников ПАО «НК «Роснефть» и количество выпускников Самарского государственного технического университета в институте нефтегазовых технологий. Идентификация параметров модели осуществляется методом наименьших квадратов, а качество моделирования оценивается: коэффициентом детерминации, критерием Фишера и критерием Дарбина-Уотсона.

Ключевые слова: ПАО НК «Роснефть», степенная математическая модель, кадровое обеспечение, количество работников, институт нефтегазовых технологий, Самарский государственный технический университет.

Российская Федерация, обладая большими запасами нефти, экспортирует её, как в сыром, так и переработанном виде. Нефтегазовые доходы в бюджете страны составляют приблизительно 46%.

Крупнейшим предприятием нефтяной отрасли, осуществляющим около 40% добычи нефти в России и 14% - добычи газа является публичное акционерное общество (ПАО) «НК «Роснефть»[1], Объем реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке в 2022 году составил 42,1 млн тонн. ПАО «НК «Роснефть» является одним из крупнейших работодателей в Российской Федерации, в 2022 году среднесписочная численность персонала составила 320 000 человек, из которых руководящие должности занимает около 13% или 41 000 человек. В связи с развитием компании, старением и текучестью кадров, предприятие ежегодно набирает на работу новых сотрудников, если в 2006 году среднесписочная численность работников составляла 74 тыс. чел, то в 2020 году она уже составила 356 тыс. чел.

Кадры высшей категории для работы в нефтяной отрасли готовят вузы. Самарский государственный технический университет(СамГТУ) ежегодно в институте нефтегазовых технологий выпускает около 1300 студентов в год, которые идут работать на нефтяные предприятия области и соседних регионов[2].

Качество подготовки специалистов для всех секторов экономики, в том числе для нефтяной отрасли – одна из актуальных тем. Выстраивания отношений крупных предприятий с высшими учебными заведениями – долгий, инерционный процесс с запаздыванием.

Описание взаимодействия вуза и ПАО «НК «Роснефть» будем решать путем построения математической модели на примере Самарского государственного технического университета. Эффективность нефтяной отрасли Самарской области предлагается оценивать объемом добычи нефти и газового конденсата в ПАО «НК «Роснефть» (Y , млн.тонн), а в качестве входных показателей используется индикаторы кадрового обеспечения в ПАО НК «Роснефть»: x_1 - количество работников в ПАО «НК «Роснефть» (тыс.чел.) и x_2 – количество выпускников СамГТУ в институте нефтегазовых технологий.

Построим степенную математическую модель эффективности работы ПАО НК «Роснефть» от кадрового обеспечения за 2006-2020 годы в форме (1):

$$Y = A \cdot x_1^\alpha \cdot x_2^\beta, \quad (1)$$

где A - масштабный коэффициент, а α , β - функции эластичности (чувствительность) [3-6].

Идентификация параметров осуществляется методом наименьших квадратов (МНК), на основе минимизации отклонения от точек исходного временного ряда, а оценка качества моделирования производится по критериям Дарбина-Уотсона ($DW = 1,087$), Фишера ($F = 60,986$) и коэффициенту детерминации ($R^2 = 0,938$).

После расчета по МНК, математическая модель (1) примет вид (2):

$$Y = 0,0656 \cdot x_1^{0,7554} \cdot x_2^{0,5154} \quad (2)$$

На рис. 1 представлено сравнение результатов моделирования эффективности работы ПАО НК «Роснефть» за счет кадрового обеспечения с исходными данными за 2006 до 2020 год.

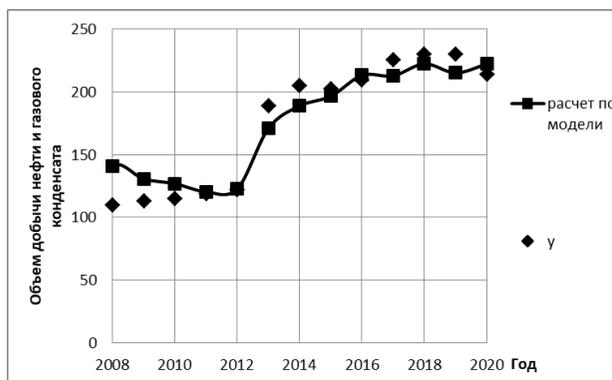


Рисунок 1 – Математическая модель эффективности работы ПАО НК «Роснефть» за счет кадрового обеспечения с 2006 по 2020 год

По полученной математической модели эффективности работы ПАО НК «Роснефть» за счет кадрового обеспечения на основании данных с 2006 по 2020 год построим прогноз на 2021 год и сравним с существующими исходными данными (рис. 2).

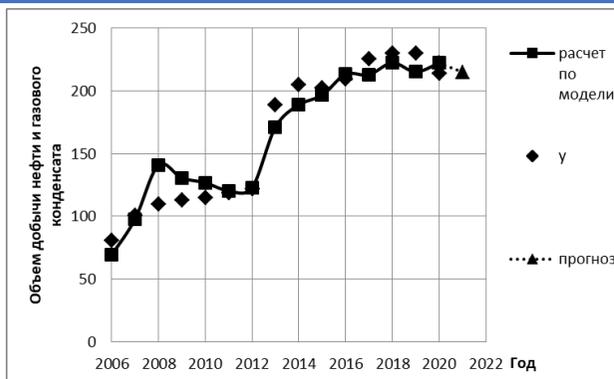


Рисунок 2 – Прогноз по математической модели эффективности работы ПАО НК «Роснефть» за счет кадрового обеспечения на 2021 год

По математической модели (2) объема добычи нефти и газового конденсата в ПАО «НК «Роснефть» в 2021 году равен 214,864 млн.тонн, а по исходным статистическим данным – 211 млн.тонн. , т.е. разница между модельным и исходным значением составляет 1,8%.

Следующим этапом построим степенную математическую модель эффективности работы ПАО НК «Роснефть» за счет кадрового обеспечения в форме (1) за 2006-2021 годы. Параметры модели (1) идентифицируются МНК, Для модели (1) с 2006 по 2021 год по МНК получаем следующие значения: $\ln(A) = -2,7786$, $\alpha = 0,7526$, $\beta = 0,5249$.

После расчетов, математическая модель (1) за 2006 – 2021 год примет вид (3):

$$Y = 0,0621 \cdot x_1^{0,7526} \cdot x_2^{0,5249} \quad (3)$$

Оценка качества моделирования производится по критериям Дарбина-Уотсона ($DW = 1,0778$), Фишера ($F = 63,0329$) и коэффициенту детерминации ($R^2 = 0,9403$). Полученная модель отличаются хорошей сходимостью с исходными статистическими данными.

На рисунке 3 представлена математическая модель эффективности работы ПАО НК «Роснефть» за счет кадрового обеспечения с 2006 по 2021 год.

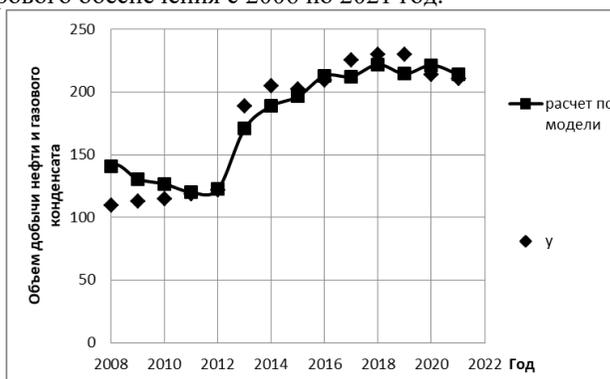


Рисунок 3 – Математическая модель эффективности работы ПАО НК «Роснефть» за счет кадрового обеспечения с 2006 по 2021 год

По построенным математическим моделям (2) и (3) видно количественное соответствие коэффициентов моделей, это говорит о стабильности работы при функционировании ПАО НК «Роснефть» за счет кадрового обеспечения.

Сравнение расчётных и исходных данных показано на рисунке 3. Из расчетов по математическим моделям (1) за 2006-2020 год и за 2006-2021 год видно, что большее влияние на объем добычи нефти и газового конденсата в ПАО «НК «Роснефть» оказывает количество работников в ПАО «НК «Роснефть». На основании полученных результатов, можно констатировать, что степенная математическая модель адекватна и может быть использована для анализа и прогнозирования, а зависимость объема добычи нефти и газового конденсата в ПАО «НК «Роснефть» от количества работников и количеством выпускников СамГТУ в институте нефтегазовых технологий с достоверностью около 94 % объясняется с помощью полученной модели.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ПАО «НК «Роснефть» <https://www.rosneft.ru/about/Glance>.
2. Самарский государственный технический университет <https://samgtu.ru>.
3. Дилигенский Н.В., Гаврилова А.А., Цапенко М.В. Построение и идентификация математических моделей производственных систем // 2005. Самара: Самар. гос. техн. ун-т. 126 с.
4. Клейнер, Г.Б. Производственные функции: Теория, методы, применение. – М.: Финансы и статистика, 1986. – 239 с.
5. Тупоносова Е.П., Байкина Н.В., Голованов П.А., Лившиц М.Ю. Прогноз влияния кадрового потенциала на эффективность нефтехимического кластера Самарской области // Статья в журнале - материалы конференции «Математические методы в технике и технологиях - ММТТ». Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А. (Саратов), Том: 3, 2020. С. 20-26.
6. Тупоносова Е. П. Управление кадровым обеспечением регионального производственного комплекса "вуз – нефтяной кластер": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Тупоносова Елена Павловна, 2023. – 208 с.

УДК 338.24

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬСТВО И ПОДГОТОВКА КАДРОВ КАК ОСНОВА ИННОВАЦИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

К.В. Парфенов, Н.В. Дурыманов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: kparfenov@mail.ru, durymanov.nik@mail.ru

В статье рассматривается роль технологического предпринимательства в нефтегазовой отрасли, подчеркивается его значение для внедрения инноваций и повышения конкурентоспособности компаний. Особое внимание уделяется важности подготовки квалифицированных кадров, способных работать с передовыми технологиями и участвовать в развитии предпринимательства. Описываются вызовы, стоящие перед образовательными учреждениями, и необходимость их адаптации к современным требованиям рынка. Также

обсуждается значимость сотрудничества между университетами, бизнесом и исследовательскими центрами для формирования нового поколения специалистов.

Ключевые слова: технологическое предпринимательство, нефтегазовая отрасль, инновации, подготовка кадров, конкурентоспособность.

Еще недавно в России подготовка кадров исходила из потребностей рынка труда и выражалась в отраслевой направленности деятельности высших учебных заведений (строительный, нефтегазовый, авиационный, финансовый, педагогический институты и т. д.), прогнозировании потребности в кадрах по соответствующей номенклатуре специальностей, наличии института государственного распределения и трудоустройства выпускников вузов. Жестко регламентированная институциональная взаимосвязь между системой образования и отраслями народного хозяйства не предполагала межотраслевую трудовую мобильность, разнообразия гибридных профессий, смену рода деятельности на протяжении трудовой жизни [1].

В современных условиях, когда приращение знаний происходит в междисциплинарных областях, и развитие инновационного бизнеса требует специалистов с междисциплинарными компетенциями, а, главное, междисциплинарным мышлением, государственная политика регулирования образовательного процесса по нормативам ограничивает необходимое многообразие эффективных образовательных инструментов [1-2].

Ускорение технологического развития отраслей экономики, вызванное внедрением инструментов Индустрии 4.0, существенно меняет и наши представления о человеческом капитале, и условия его формирования и критерии оценки эффективности использования человеческих ресурсов [1].

Нефтегазовая индустрия сталкивается с острым дефицитом высококвалифицированных специалистов. Работодатели ежедневно публикуют всё новые и новые объявления о вакансиях, используя как специализированные сайты, так и социальные сети. В условиях санкционных ограничений и процессов импортозамещения спрос на продукцию сырьевых отраслей только увеличивается. Таким образом, в России, а также в странах Евразийского экономического союза, растет необходимость в совершенствовании практических навыков обучающихся в сферах, связанных с нефтегазовой промышленностью, и в повышении их технической и технологической квалификации.

Вопросы разработки и усовершенствования методик, технологий и инструментов обучения в области нефтегазовой отрасли неизменно занимают ключевое место, как для представителей производственных предприятий, так и для профессиональных образовательных учреждений различных направлений и уровней подготовки [1, 3].

На сегодняшний день ключевым фактором конкурентоспособности компаний, занимающихся добычей нефти, становится создание и внедрение передовых технологий. Технологическое предпринимательство сегодня является двигателем экономического роста и научно-технического прогресса. Особенно ярко это видно в нефтегазовой отрасли, где инновации определяют успех компаний и играют решающую роль в повышении эффективности производственных процессов, безопасности и экологии. В то же время подготовка квалифицированных кадров становится важнейшим фактором в поддержке этих инновационных процессов.

Связь между технологическим предпринимательством и образованием специалистов для нефтегазовой отрасли — это залог устойчивого развития, как отдельных компаний, так и экономики в целом.

Технологическое предпринимательство представляет собой процесс, в рамках которого предприниматели находят ресурсы для формирования организации, стратегии и технических систем, способных помочь компании воспользоваться перспективными возможностями [4]. Канадская академия технических наук трактует этот термин иначе: технологическое предпринимательство – это инновационное использование научных и технических знаний одним или несколькими лицами, которые создают и управляют бизнесом, принимая на себя финансовые риски для реализации своего видения и достижения поставленных целей [5]. В условиях быстрого развития технологий, компаний и стартапов, способных предлагать новые решения для нефтегазовой отрасли, требуется всё больше.

Современные технологические предприниматели в нефтегазовой отрасли не ограничиваются лишь развитием аппаратных решений. Инновации затрагивают такие области, как искусственный интеллект, автоматизация, большие данные и аналитика. Они применяются для решения задач разведки месторождений, оптимизации процессов бурения, контроля и анализа качества нефти и газа.

Однако внедрение новых технологий требует наличия квалифицированных специалистов, которые способны разрабатывать, управлять и внедрять такие инновации. Нефтегазовая отрасль отличается высокой технологической сложностью, и специалисты должны обладать не только глубокими знаниями о традиционных процессах, но и понимать современные тренды в технологическом предпринимательстве. Это требует изменений в системе подготовки кадров.

Традиционные образовательные программы часто не успевают за быстрыми изменениями в отрасли. В современных условиях важно, чтобы университеты и исследовательские институты не только обучали фундаментальным знаниям, но и развивали у студентов предпринимательские навыки. Именно такие компетенции позволяют специалистам находить и реализовывать новые идеи, создавать стартапы и внедрять технологические решения на предприятиях нефтегазовой отрасли.

Для эффективной подготовки кадров нужно тесное сотрудничество между университетами, исследовательскими центрами и бизнесом. Это может проявляться в создании совместных образовательных программ, научно-исследовательских проектов и лабораторий. Такие коллаборации позволяют студентам и молодым специалистам на практике осваивать навыки технологического предпринимательства и участвовать в реальных проектах. Это формирует у будущих специалистов не только техническую компетентность, но и способность мыслить инновационно.

Также важным аспектом является участие студентов в стартапах и инкубаторах, где они могут реализовать свои проекты. Это помогает молодым инженерам осваивать навыки коммерциализации своих идей, развивать лидерские качества и управлять проектами. Например, программа, реализуемая в рамках федерального проекта «Платформа университетского технологического предпринимательства» [6] "Студенческий стартап" [7], где обучающиеся могут представить свои инновационные проекты, дают им возможность не только развиваться профессионально, но и внести реальный вклад в нефтегазовую отрасль.

Для нефтегазовой отрасли крайне важна подготовка специалистов, способных не только работать с традиционными технологиями, но и активно участвовать в

развитии технологического предпринимательства. Такие специалисты могут внедрять инновации, предлагать новые подходы к решению производственных задач, оптимизировать процессы добычи и переработки ресурсов.

Образование в этой области должно включать в себя элементы междисциплинарного подхода, где технологии, экономика и предпринимательство тесно переплетаются. Это даст будущим специалистам возможность стать не просто исполнителями, но лидерами изменений в отрасли.

Таким образом, технологическое предпринимательство в нефтегазовой сфере открывает новые горизонты для инноваций и развития. А качественная подготовка кадров становится основой для успешной трансформации всей отрасли. Внедрение новаторских подходов в образовательный процесс, активное участие молодых специалистов в разработке и реализации инновационных проектов помогут нефтегазовым компаниям адаптироваться к современным вызовам и стать лидерами рынка.

ЛИТЕРАТУРА

1. Будзинская, О. Кадровое обеспечение нефтегазовой отрасли в новых условиях / О. Будзинская // Энергетическая политика. – 2021. – №10(164). – С. 90-99. – DOI 10.46920/2409-5516_2021_10164_90.
2. Будзинская О. В., Мартынов В. Г. Смена технологического уклада рождает вызов системе образования // Научное обозрение. Серия 1: Экономика и право. 2017. № 4–5. С. 82–94.
3. Ефимов, И. П. Кадровая потребность экономики Российской Арктики: взгляд в будущее / И. П. Ефимов, В. А. Гуртов, И. С. Степутьев // Вопросы экономики. – 2022. – №8. – С. 118-132. – DOI 10.32609/0042-8736-2022-8-118-132.
4. Shane S., Venkataraman S. The promise of entrepreneurship as a field of research//Academy of Management Review. Т. 25. № 1. 2000.
5. Bjerke B. Bjerke Understanding Entrepreneurship. Edward Elgar Publishing, 2007.
6. <https://univertechpred.ru/> (дата обращения: 11.10.2024).
7. <https://fasie.ru/programs/programma-studstartup/> (дата обращения: 11.10.2024).

УДК 338.24

ЗНАЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬСТВА В РАЗВИТИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ И СТАНОВЛЕНИИ КАДРОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ОТРАСЛИ

К.В. Парфенов, Н.В. Дурыманов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: kparfenov@mail.ru, durymanov.nik@mail.ru

В статье рассматривается значение технологического предпринимательства для устойчивого развития нефтегазовых компаний и формирования кадрового потенциала отрасли. Описывается, как внедрение инновационных решений влияет

на эффективность деятельности предприятий и определяет их конкурентоспособность. Подчеркивается важность подготовки специалистов, способных интегрировать технологические новшества и адаптироваться к изменяющимся условиям рынка. Особое внимание уделено необходимости взаимодействия образовательных учреждений и бизнеса, что способствует формированию высококвалифицированных кадров, готовых к реализации стратегических задач и внедрению новых технологий.

Ключевые слова: технологическое предпринимательство, нефтегазовая отрасль, инновации, подготовка специалистов, кадровый потенциал.

Раскрывая роль технологического предпринимательства в деятельности российских нефтяных компаний целесообразно остановиться на сущности данного понятия. В отечественной и зарубежной литературе не прослеживается единого взгляда на трактовку технологического предпринимательства. Обобщая взгляды некоторых авторов можно говорить, что стиль бизнес-лидерства, предполагающий активное использование перспективных возможностей, ориентирующихся на инновационные технические средства производства продукции, выполнение работ или оказание услуг с целью дальнейшей коммерциализации, накопление ресурсов (как капитал, так и талант), а также гибкое и оперативное управление ростом и существующими рисками посредством использования уникальных навыков принятия управленческих решений представляет собой не что иное, как технологическое предпринимательство [1].

Технологическое предпринимательство сегодня играет ключевую роль в развитии нефтегазовых компаний, обеспечивая их устойчивость и конкурентоспособность на рынке. В условиях стремительного роста потребностей и жесткой конкуренции успеха добиваются те предприятия, которые внедряют передовые разработки и активно участвуют в инновационной деятельности. Особое значение в этом процессе приобретают не только сами технологические решения, но и подготовка кадров, способных создавать и реализовывать эти новшества.

Технологическое предпринимательство представляет собой процесс разработки и внедрения инноваций, ориентированных на решение актуальных задач бизнеса с помощью передовых технических и научных достижений. Для нефтегазовой отрасли это неотъемлемый инструмент, позволяющий адаптироваться к новым экономическим условиям, санкционным ограничениям и вызовам, связанным с импортозамещением. Применение новых технологий в разведке, добыче, транспортировке и переработке углеводородов позволяет существенно повысить экономическую эффективность деятельности компаний, снизить затраты и оптимизировать использование ресурсов.

Нефтегазовая отрасль в значительной степени зависит от технологических инноваций, таких как автоматизация процессов бурения, использование методов искусственного интеллекта и больших данных для анализа месторождений, внедрение цифровых двойников и мониторинга состояния оборудования в реальном времени. Компании, которые интегрируют в свою деятельность подобные решения, не только повышают свою производительность, но и улучшают экологические показатели, что особенно актуально в условиях усиления глобальных стандартов по охране окружающей среды.

Несмотря на стремительное развитие технологий, успех их внедрения во многом зависит от уровня подготовки специалистов, работающих в нефтегазовой отрасли. Компетенции сотрудников должны соответствовать современным требованиям и охватывать не только знания в области геологии, бурения или разработки месторождений, но и понимание основ технологического предпринимательства. Таким образом, нефтегазовые компании нуждаются в специалистах, способных оценивать экономический потенциал новых разработок, управлять инновационными проектами и эффективно интегрировать их в производственный процесс.

Сегодня кадровый потенциал отрасли формируется через тесное взаимодействие между образовательными учреждениями и компаниями. Совместные программы подготовки, создание научных и лабораторных центров, стажировки и практики на предприятиях позволяют будущим специалистам осваивать передовые методы и технологии, а также получать навыки предпринимательства и управления инновациями. Такие подходы закладывают основу для формирования нового поколения специалистов, которые могут не только работать с традиционными методами, но и предлагать нестандартные решения и разрабатывать собственные проекты.

Становление кадрового потенциала нефтегазовой отрасли невозможно без активного участия образовательных учреждений, ориентированных на интеграцию современных технологий и предпринимательских практик в учебный процесс. Подготовка специалистов, способных не только адаптироваться к изменениям, но и становиться лидерами в разработке и внедрении инноваций, требует междисциплинарного подхода. Здесь важно сочетание знаний в области инженерных наук, экономики, менеджмента и маркетинга. Существует несколько вариантов, которые могут помочь решить возникшую проблему. Во-первых, это повышение уровня подготовки специалистов по данному направлению в процессе обучения студентов на программах магистратуры и бакалавриата. Следует подчеркнуть большую роль, которую могут играть потенциальные работодатели - нефтяные компании в разрешении этого вопроса. В результате сотрудничества между университетами и бизнес-сообществом, можно добиться высоких результатов в подготовке молодых специалистов, так как обучение будет построено таким образом, чтобы учитывать нужды работодателей, а также развивать те навыки и компетенции, которые будут наиболее востребованы в будущем.

Анализ деятельности нефтегазодобывающих структур показал, что топ-менеджеры принимают решения по активному освоению инновационных технологий в различных направлениях деятельности, что предопределяет целесообразность развития технологического предпринимательства в их сфере деятельности [1]. Это подчеркивает важность подготовки специалистов, которые не просто обладают узкопрофильными знаниями, а способны стратегически мыслить, предлагать новые решения и управлять изменениями в компании.

При этом важно выделить факторы, которые способствуют увеличению спроса на научно-исследовательскую деятельность в области добычи нефти и газа. К таким факторам можно отнести стремительное развитие мировой экономики, истощение легкодоступных ресурсов, рост цен на нефть, активное внедрение инвестиционных проектов, направленных на разведку и освоение новых месторождений, а также снижение запасов наиболее рентабельных залежей и уменьшение объемов добычи. Однако существуют и факторы, которые могут тормозить научно-

исследовательскую активность: замедление темпов мирового экономического роста, развитие альтернативных энергетических источников, падение стоимости нефти и ужесточение налоговой политики государства [1]. О влиянии данных факторов было сказано еще в 2009 году в исследовательском отчете Делойт «Ключевые тенденции на рынке научно-исследовательских и проектных работ в нефтегазовой отрасли России» [2]

Инкубаторы и акселераторы стартапов, созданные на базе университетов и научных центров, становятся важными площадками для реализации образовательных инициатив. Программы, такие как «Студенческий стартап» и федеральная программа «Платформа университетского технологического предпринимательства», позволяют студентам и молодым ученым не только получить опыт разработки новых технологий, но и овладеть навыками коммерциализации своих идей, выстраивания бизнес-стратегий и управления проектами. Это дает возможность выпускникам становиться не просто специалистами, а полноценными технологическими предпринимателями.

Развитие технологического предпринимательства в нефтегазовой отрасли открывает новые горизонты для устойчивого роста компаний и создания инновационных решений, способных трансформировать традиционные методы производства и повысить их эффективность. Вместе с этим повышается и значимость кадрового потенциала, поскольку будущее отрасли зависит от людей, которые смогут управлять этими изменениями, генерировать идеи и превращать их в успешные проекты.

Образование в этой области должно развиваться параллельно с техническими достижениями, активно включать элементы практической деятельности, чтобы готовить специалистов, которые будут уверенно чувствовать себя в условиях постоянных технологических изменений. Формирование прочной связи между университетами, исследовательскими центрами и бизнесом обеспечивает создание экосистемы, способной поддерживать и развивать технологическое предпринимательство в нефтегазовом секторе.

Активное внедрение технологического предпринимательства в практику деятельности нефтяных компаний позволит удерживать лидирующие позиции как в краткосрочной, так и долгосрочной перспективах. Акцент целесообразно делать не только на внедрении технологических инноваций в решение производственных задач во всех операционных сегментах, но и системно развивать в этом направлении навыки менеджеров различных управленческих уровней, а также молодых специалистов, которые только начинают свою профессиональную деятельность в компании. При этом формирование данных управленческих компетенции целесообразно осуществлять при активном сотрудничестве нефтяных компаний с высшими учебными заведениями. Все это обеспечит значительный синергический эффект как в сфере решения производственных задач, так и в управлении различными подсистемами нефтяной компании, являющейся сложной предпринимательской структурой [1].

Значение технологического предпринимательства в развитии нефтегазовых компаний и становлении кадрового потенциала отрасли невозможно переоценить. В условиях быстрого технологического прогресса и изменения рыночных условий успеха достигают те компании, которые способны не только следовать трендам, но и формировать их. Подготовка специалистов нового уровня, обладающих знаниями и навыками, как в области технологий, так и предпринимательства, становится

важнейшим условием для реализации потенциала инноваций и устойчивого роста всего сектора.

ЛИТЕРАТУРА

1. Пленкина, В. В. Роль технологического предпринимательства в развитии нефтяных компаний / В. В. Пленкина // Вестник Академии знаний. – 2018. – № 27(4). – С. 209-213.
2. Ключевые тенденции на рынке научно-исследовательских и проектных работ в нефтегазовой отрасли России. – Исследование Deloitte. – 2009. - URL: <https://publications.hse.ru/mirror/pubs/share/folder/0bcxg29c90/direct/81007437> (дата обращения: 11.10.2024).

Научное издание

Ашировские чтения

Сборник трудов всероссийской научно-практической конференции

Используемое программное обеспечение:

MicrosoftOffice 2010

В авторской редакции

Подписано к использованию

Объём издания 38 Мб

Федеральное государственное бюджетное
Образовательное учреждение высшего образования
«Самарский государственный технический университет»
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244, Главный корпус