



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

2025

Издаётся по решению учёного совета ИНГТ СамГТУ (протокол № 9 от 23.04.2025г.)

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

A98

Ашировские чтения[Электронный ресурс]: сб. трудов Всероссийск. Науч.-практ. Конференции. Том1 / Отв. Редактор *М.Е. Коваль*. – Самара: Самар. Гос. Техн. Ун-т, 2025. – 1 электрон. Опт. Диск.

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

©Авторы, 2025

©Самарский государственный технический
университет, 2025

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

ЛОКАЛИЗАЦИЯ ЗОН ЕСТЕСТВЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ И КАВЕРНОЗНОСТИ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ОРЕНБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.И. Степанов 15

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ДИСПЕРСИОННОГО АНАЛИЗА ПРИ ОЦЕНКЕ ВЛИЯНИЯ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ОБРАЗЦОВ КЕРНА

С.Н. Парфенова, В.С. Бардин, Д.В. Праведно, С.Ю. Милькова 21

ПАРАМЕТРЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ДВИЖЕНИЯ ПОТОКОВ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ ЧАСТИЧНОМ ПОГЛОЩЕНИИ

С.Н. Парфенова, Р.А. Ишимов 25

АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ СПОСОБОВ ВЫБОРА РЕЖИМА БУРЕНИЯ

В.М. Нагорнов, С.Ю. Милькова 29

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСШИРЕНИЯ ПРОФИЛЬНЫХ ПЕРЕКРЫВАТЕЛЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЛОКАЛЬНОГО КРЕПЛЕНИЯ СТЕНОК СКВАЖИНЫ

А.В. Липатов, Г.Н. Курлеев 34

АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ И ДОБАВОК В УСЛОВИЯХ ЗАЛЕГАНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

Д.В. Вожегов, М.Е. Коваль 37

МОДЕРНИЗАЦИЯ ЗАБОЙНОЙ ТЕЛЕСИСТЕМЫ ДЛЯ ВЫСОКОСКОРОСТНОЙ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ

А.В. Липатов, А.Ю. Андросов 40

АНАЛИЗ ПРОВОДКИ СКВАЖИНЫ С РЕГУЛИРУЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ НА ВЕРХНЕТИРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Е.С. Семькин, О.А. Нечаева 46

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ С УПРАВЛЯЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ (MPD)

А.Г. Бочкарев 51

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРО-ГИДРОУДАРНОГО БУРЕНИЯ В ГОРНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

А.М. Алиев, Р.А. Хасаев, Д.Р. Камаев 55

СУПЕРВАЙЗИНГ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН ПРИ РАЗДЕЛЬНОМ СЕРВИСЕ

Д.Д. Садыков, О.А. Нечаева 59

ПАКЕРЫ-РЕТЕЙНЕРЫ КАК КЛЮЧЕВОЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН В БУРЕНИИ СКВАЖИН	
<i>М.А. Лысенко, Р.А. Хасаев, Д.Р. Камаев.....</i>	<i>64</i>
АНАЛИЗ, ОЦЕНКА И ВЫБОР МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РАСЧЕТА ГРАДИЕНТОВ ГИДРОРАЗРЫВА ГОРНОЙ ПОРОДЫ	
<i>И.В. Каиштанов, К.А. Шиповский</i>	<i>68</i>
ОБОРУДОВАНИЕ ПОДВОДНОГО УСТЬЯ МОРСКОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ БУРЕНИИ	
<i>Б.О. Щербин, Н.Г. Еремеев, А.В. Пивков, К.А. Шиповский.</i>	<i>72</i>
ЦИФРОВЫЕ ДВОЙНИКИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ И ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ	
<i>И.А. Пуртов.....</i>	<i>80</i>
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НАКЛОННО- НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН: ПРЕИМУЩЕСТВА И ОГРАНИЧЕНИЯ	
<i>А.Д. Чернов, М.Е. Коваль, Е.О. Игнатьева.....</i>	<i>86</i>
РОЛЬ ИТ-РЕШЕНИЙ В ПОДБОРЕ ОПТИМАЛЬНОГО ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА	
<i>М.Е. Расцов, А.Д. Фадеев</i>	<i>96</i>
ИССЛЕДОВАНИЕ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО КАНАЛА СВЯЗИ	
<i>К.Д. Дёмин</i>	<i>104</i>
ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРСОЛЕВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА	
<i>С.А. Оглезнев, В.А. Капитонов.</i>	<i>108</i>
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОТЕНЦИАЛА ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАНАЛА СВЯЗИ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ	
<i>С.А. Лукьянов, О.В. Томазова, В.А. Леонов</i>	<i>110</i>
О ПЕРСПЕКТИВАХ ПРИМЕНЕНИЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ ИЗ ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ	
<i>М.В. Леонтьев, М.Е. Коваль</i>	<i>113</i>
ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СЕРВИСНЫХ ПОДРЯДЧИКОВ ПО ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	
<i>А.Е. Эмирасанов, М.Е. Коваль, Е.М. Харламова</i>	<i>117</i>

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВРАЩАТЕЛЬНОЙ ОСЦИЛЛЯЦИИ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН	
<i>Н.Д. Овчар, П.А. Гаранин</i>	<i>122</i>
МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАСКРЫТИЯ ТРЕЩИН ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ СТЕНОК СТВОЛА СКВАЖИНЫ	
<i>А.В. Липатов, П.И. Демидова, М.Е. Коваль</i>	<i>125</i>
АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ ПО РАНЕЕ ПРОБУРЕННЫМ СКВАЖИНАМ И СОПОСТАВЛЕНИЕ С РЕЗУЛЬТАТАМИ МОДЕЛИРОВАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО РЕГИОНА	
<i>А.А. Парменова, Д.В. Евдокимов, М.Е. Коваль</i>	<i>129</i>
ОСЦИЛЛЯЦИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И СКВАЖИН С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ ОТ ВЕРТИКАЛИ	
<i>М.Е. Пронькин, М.Е. Коваль, М.В. Петров</i>	<i>137</i>
ВЛИЯНИЕ МИКРОКОЛЬМАТАНТОВ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ И СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ГЛИНИСТОЙ СУСПЕНЗИИ	
<i>П.Ю. Спиридонов, М.Е. Коваль</i>	<i>144</i>
РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ РОССИЙСКОЙ РОТОРНОЙ УПРАВЛЯЕМОЙ СИСТЕМЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
<i>К.А. Шиповский, М.В. Петров, М.Е. Коваль</i>	<i>152</i>
АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ ОБСАДНЫХ ТРУБ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН ДЛЯ ЗАКАЧКИ CO₂ В ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОБЪЕКТЫ	
<i>Н.С. Бодоговский, Д.А. Федосеев, М.Е. Коваль</i>	<i>157</i>
ПРОБЛЕМЫ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ РАЗВЕДОЧНОМ БУРЕНИИ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД НА СУХОДУДИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	
<i>О.Е. Топольский, Л.В. Ермолаева</i>	<i>162</i>
ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ АКУСТИЧЕСКОЙ ЭМИССИИ ПРИ БУРЕНИИ ПОРОД	
<i>Ф.Ф. Ибрагимов, К.В. Авдеева, Р.А. Хасаев</i>	<i>164</i>
БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ КАК КОРРОЗИОННАЯ СРЕДА ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ	
<i>В.С. Ванюшкин, А.А. Парменова, А.В. Селихметьев</i>	<i>170</i>

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ РЕШЕНИЙ НА ОСНОВЕ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В ЗАДАЧАХ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

*Д.В. Круглов, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов,
С.Ю. Милькова, М.Г. Казазян* 172

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СВОЙСТВ БУРОВОГО РАСТВОРА С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

*Д.В. Круглов, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов,
С.Ю. Милькова, М.Г. Казазян* 176

ДОБАВКИ НА ОСНОВЕ ПОЛИАКРИЛАМИДА В СОСТАВЕ БУРОВОГО РАСТВОРА

И.Ч. Гилязов, С.Н. Парфенова 180

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ САЛЬНИКООБРАЗОВАНИЯ ПРИ БУРЕНИИ ПЛАСТИЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

Д.А. Еременков, К.А. Шиповский 183

ВЛИЯНИЕ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА БУРОВОГО РАСТВОРА НА ЕГО РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

Д.С. Кибалюк, Д.В. Цаплин 188

ТЕХНОЛОГИЯ ДИАГНОСТИКИ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ ШТАНГ НА ОСНОВЕ СОВМЕСТНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЯ И ИК-ТЕРМОГРАФИИ

А.В. Селихметьев 195

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЯЕМОГО БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБВАЛООБРАЗОВАНИЙ НА СОВЕТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.А. Блинов 201

СОЛЕСТОЙКИЕ БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

С.Н. Парфенова, Н.Д. Иванов 206

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ФОРМИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА АЗ ВЕРЕЙСКОГО ГОРИЗОНТА РОДИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ОБОБЩЕНИЕ ПЕРВИЧНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ГС С МГРП, ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

А.В. Фалькович, С.А. Булгаков, А.М. Зиновьев 212

АНАЛИЗ ПРОМЫШЛЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЧИСТКИ НЕФТИ ОТ СЕРОВОДОРОДОВ И ЛЕГКИХ МЕРКАПТАНОВ ХИМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова 215

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ВОДОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ СВЕРХ ВЯЗКОЙ НЕФТИ НА САРАБИКУЛОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ <i>Р.Р. Хузин, Г.З. Краснова</i>	<i>219</i>
ОСОБЕННОСТИ СИСТЕМЫ СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН НА КУЛЕШОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ <i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова</i>	<i>224</i>
ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА КОЛЫВАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ <i>Е.Г. Драницына</i>	<i>230</i>
АНАЛИЗ ПУТЕЙ РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ППД НА КУЛЕШОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ <i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова</i>	<i>235</i>
ФОРМИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА В13 ВЕРХНЕЧОНСКОГО ГОРИЗОНТА ВОСТОЧНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>Д.Н. Мурашова, А.М. Зиновьев</i>	<i>240</i>
АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ РАСЧЕТНОГО ОПИСАНИЯ ПРОЦЕССА ГОРЕНИЯ НЕФТИ СО СВОБОДНОЙ ПОВЕРХНОСТЬЮ В РВС <i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Е.В. Алекина.....</i>	<i>242</i>
ФОРМИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА Б5 ЮРЯХСКОГО ГОРИЗОНТА ДАЛЬНЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>Б.А. Муратов, А.М. Зиновьев.....</i>	<i>247</i>
ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА УЗЛА ЗАХОЛАЖИВАНИЯ ТОВАРНОЙ НЕФТИ НА УПН ПОКРОВСКАЯ И АНАЛИЗ ЕГО ВОЗМОЖНОСТЕЙ <i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова</i>	<i>249</i>
ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОПОЛИМЕРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СЕВЕРО-КАМЕНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ <i>Б.А. Кротов, А.М. Зиновьев.....</i>	<i>254</i>
АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ РВС НА НЕФТЕБАЗАХ И НЕФТЕХРАНИЛИЩАХ РФ <i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Е.В. Алекина.....</i>	<i>256</i>
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОСТОИНСТВ И НЕДОСТАТКОВ МЕТОДОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ НА СКВАЖИНАХ, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ <i>С.А. Шерер, С.И. Губанов</i>	<i>259</i>

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ И КОНСТРУКЦИИ УСТАНОВКИ ДЛЯ ЛАБОРАТОРНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ОКИСЛИТЕЛЬНОЙ ОЧИСТКИ НЕФТЕЙ ОТ СЕРОВОДОРОДА И ЛЕГКИХ МЕРКАПТАНОВ НА ПРИМЕРЕ ПРОДУКЦИИ РАДАЕВСКОЙ УПН	
<i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Е.В. Алекина.....</i>	<i>265</i>
МОДЕРНИЗАЦИЯ МЕТОДОВ УДАЛЕНИЯ АСПО В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ЮЖНО-ЯГУНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	
<i>Н.С. Сиротин, Е.Г. Драницына</i>	<i>270</i>
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОГРАНИЧЕНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ОСНОВНЫХ АППАРАТОВ ПРИ КОМПЛЕКСНОМ ДИНАМИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ ОБЪЕКТОВ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМЕНИ Ю. КОРЧАГИНА	
<i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Е.В. Алекина.....</i>	<i>274</i>
ОБЗОР ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ИХ ПОТЕНЦИАЛА ДЛЯ КЛЮЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
<i>А.А. Самойлов, Н.Ю. Хохлова</i>	<i>278</i>
ПРИМЕНЕНИЕ ОБРАТНЫХ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ В ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЯХ	
<i>Н.С. Ефремов, К.И. Бабицкая.....</i>	<i>282</i>
МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВЫВОДА НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ, ОСНАЩЕННОЙ ЦЕНТРОБЕЖНЫМ С ВЕНТИЛЬНЫМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕМ, НА СТАЦИОНАРНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ	
<i>Ф.А. Сабадаш, Ю.А. Агеева</i>	<i>287</i>
ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ASP ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ	
<i>Е.А. Ледяев, А.М. Зиновьев.....</i>	<i>291</i>
ПРИЧИНЫ ПРОИСХОЖДЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ МЕХАНИЧЕСКИХ ВКЛЮЧЕНИЙ В СОСТАВЕ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ	
<i>А.М. Зиновьев, А.С. Паутова</i>	<i>293</i>
ОПРЕДЕЛЕНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОГО СИГНАЛА ПРИ ПРОХОЖДЕНИИ ЧЕРЕЗ ИССЛЕДУЕМУЮ ЖИДКОСТЬ С КВАРЦЕВЫМ ПЕСКОМ	
<i>А.М. Зиновьев, А.С. Паутова</i>	<i>296</i>
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИСТОЧНИКА ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН	
<i>И.В. Вейнбергер, А.М. Зиновьев.....</i>	<i>300</i>
ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ РАЗОГРЕВАЮЩЕГО СОСТАВА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ	
<i>П.В. Склюев, Ш.М. Гулиев.....</i>	<i>303</i>

**ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ КАК МЕТОД РАЗРАБОТКИ
ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ**

П.В. Склюев, Ш.М. Гулиев.....306

**ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА
ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ Д-II'+Д-II НОВО-ЗАПРУДНЕНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

О.М. Сеидов, А.М. Зиновьев 312

**ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ НА ОБЪЕКТЕ В1 СУРГУТСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А.А. Чернышев, А.М. Зиновьев.....314

**МЕТОД РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ НАЛОЖЕНИЯ ГЛУБОКИХ МОДЕЛЕЙ
МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ С
ПОМОЩЬЮ ПОДРАЖАЮЩЕГО СПОСОБА СИНТЕЗА ДАННЫХ**

А.С. Инжувтов.....316

**ПРИМЕНЕНИЕ КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ДЛЯ
ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НА ОБЪЕКТЕ Т1
ДОКУЧАЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Д.Е. Осоргин, А.М. Зиновьев 320

**ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ НА ПЛАСТЕ АЗ КРАСНОЯРСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

П.С. Лиников, А.М. Зиновьев.....322

**ОБЗОР МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В
ТРУБОПРОВОДАХ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

Н.Н. Черепанов, М.А. Шейкина 324

**АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПАРОТЕПЛОВОЙ ОБРАБОТКИ
СКВАЖИН НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВОЙ
ЭНЕРГИИ**

А.А. Степанова 329

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

**КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

П.Е. Евстифеева 335

**ПРИНЦИП ВОЗНИКНОВЕНИЯ ВРЕДНОГО ВЛИЯНИЯ СИСТЕМ ЭХЗ НА
СТОРОННИЕ ОБЪЕКТЫ**

В.С. Машкин, Д.И. Репкин.....340

ПРОВЕРКА ПРОБЛЕМНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА СОВРЕМЕННЫМИ МЕТОДАМИ <i>П.Е. Евстифеева</i>	344
КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ В ОБВОДНЕННЫХ ГРУНТАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ШПУНТОВЫХ ПЕРЕКРЫТИЙ <i>А.Д. Фельдблит</i>	346
ПРОВЕДЕНИЕ РЕМОНТНЫХ РАБОТ В ОБВОДНЕННЫХ ГРУНТАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ШПУНТОВЫХ ПЕРЕКРЫТИЙ <i>А.Д. Фельдблит</i>	350
АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ ДЛЯ РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДА <i>Н.Е. Вершинин</i>	356
РЕМОНТНЫЕ КОНСТРУКЦИИ ДЛЯ ВРЕМЕННОГО РЕМОНТА ПОВРЕЖДЕНИЙ ТРУБОПРОВОДА <i>Н.Е. Вершинин</i>	359
ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ БЕЗОТКАЗНОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ <i>В.Н. Формазюк, А.А. Гашенко</i>	361
ФАКТОРЫ, ФОРМИРУЮЩИЕ БЕЗОТКАЗНОСТЬ НАСОСА НА ЭТАПЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ <i>В.Н. Формазюк, А.А. Гашенко</i>	363
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ РАЗМЫВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ <i>В.А. Сафронов, Ю.В. Великанова</i>	365
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО УЧЕТУ И СНИЖЕНИЮ КОЛИЧЕСТВА ОСАДКА В ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЕ <i>В.А. Сафронов, Ю.В. Великанова</i>	372
МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ	
АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ФАКТОРОВ НА КОРРОЗИОННУЮ СТОЙКОСТЬ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И МЕХАНИЗМЫ РАЗРУШЕНИЯ <i>К.В. Парфенов, Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин</i>	378
АНАЛИЗ МЕХАНИЗМОВ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОЙ КОРРОЗИИ СТАЛИ В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ И МЕРЫ ЕЁ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ <i>К.В. Парфенов, Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин</i>	382

АНАЛИЗ СВОЙСТВ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ ДЛЯ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБ	
<i>К.В. Парфенов, Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин</i>	385
АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИХ И МЕХАНИЧЕСКИХ АСПЕКТОВ СУЛЬФИДНОГО КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ СТАЛЕЙ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ В НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ	
<i>К.В. Парфенов, Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин</i>	388
КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ВОЗДЕЙСТВИЯ H₂S НА УГЛЕКИСЛОТНУЮ КОРРОЗИЮ СТАЛЕЙ В УСЛОВИЯХ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	
<i>К.В. Парфенов, Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин</i>	394
КОМПЛЕКСНЫЙ ОБЗОР ПОВРЕЖДЕНИЙ НАСОСНО- КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И ФАКТОРОВ ИХ ВОЗНИКНОВЕНИЯ В АГРЕССИВНЫХ СРЕДАХ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	
<i>К.В. Парфенов, Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин</i>	398
ОБЗОР ЛЕГИРОВАНИЯ КАК МЕТОДА ПОВЫШЕНИЯ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ СТАЛЕЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В НЕФТЕПРОМЫСЛОВОМ ОБОРУДОВАНИИ	
<i>К.В. Парфенов, Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин</i>	405
ОБЗОР МЕХАНИЗМОВ И КИНЕТИКИ УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ	
<i>К.В. Парфенов, Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин</i>	409
ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ КВАЗИКРИСТАЛЛОВ КАК ПОРОШКОВЫХ ЗАЩИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ	
<i>К.В. Парфенов, Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин</i>	415
ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ	
ТЕХНОЛОГИИ ИНФОРМАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ, КАК НОВЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА	
<i>М.И. Субботин</i>	422
АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ИНФОРМАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ	
<i>М.И. Субботин</i>	425

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ С ПЕРЕМЕННЫМ РАСХОДОМ В ПРИЛОЖЕНИИ КОМПАСFLOW СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОМПАС-3D <i>С.В. Иваняков</i>	429
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕДОБЫЧЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИСТЕМ ПАЗ <i>Е.И. Булгакова, А.А. Еремин</i>	432
РАЗРАБОТКА ПОЛЬЗОВАТЕЛЬСКОГО ИНТЕРФЕЙСА ДЛЯ СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ И УЧЁТА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ <i>А.А. Ерёмин, А.В. Акимцев, Д.А. Мельникова</i>	437
РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССА ОЧИСТКИ И РЕКУПЕРАЦИИ НЕФТИ ОТ СЕРОВОДОРОДА <i>А.Д. Снатенков, А.А. Жалилова, Д.А. Мельникова.....</i>	444
АДАПТИРОВАННЫЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ SCADA-СИСТЕМ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ <i>А.В. Акимцев, Е.И. Булгакова.....</i>	450
АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ <i>Д.М. Кашин, К.А. Савин, Д.А. Мельникова</i>	455
МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ В ЦЕЛЯХ ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ <i>С.Р. Тухфатуллина, Д.А. Мельникова, К.С. Ерохина.....</i>	458
ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНЫХ ПРОИЗВОДСТВ ЗА СЧЕТ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ <i>К.С. Ерохина.....</i>	460
ПРИМЕНЕНИЕ РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОГО ПОДХОДА ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ АСУ ТП ДЛЯ НЕФТЯНЫХ ОБЪЕКТОВ <i>С.Р. Тухфатуллина.....</i>	462
КОНЦЕПЦИЯ ГОЛОСОВОГО УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ <i>А.А. Жалилова.....</i>	464
МОДЕЛЬ АДАПТИВНОГО ИИ-ОПЕРАТОРА ДЛЯ АСУ ТП <i>А.А. Жалилова.....</i>	466

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ ВОДЫ В СИСТЕМЕ ОХЛАЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СРЕДЫ ПРОГРАММИРОВАНИЯ CODESYS	
<i>А.А. Жалилова</i>	469
ОПТИМИЗАЦИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ЦЕХА ЧЕРЕЗ ДИСКРЕТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ	
<i>А.А. Жалилова</i>	471
ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ В СОСТАВЕ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ	
<i>Д.А. Левин</i>	476
ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ И ИНСТРУМЕНТЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В ПРОИЗВОДСТВЕ И НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	
<i>И.Р. Кадямов</i>	482
ОЦЕНКА РИСКОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ АВАРИЙ: КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ И КРИТЕРИИ	
<i>И.Р. Кадямов</i>	484
ОХРАНА ТРУДА	
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ОХРАНОЙ ТРУДА НА ОСНОВЕ КОМПЕТЕНТНОСТНОГО ПОДХОДА К УПРАВЛЕНИЮ ЧЕЛОВЕЧЕСКИМИ РЕСУРСАМИ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАБОТ ПО ОСВОЕНИЮ СКВАЖИН НА УРЕНГОЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	
<i>В.Ю. Параничев, С.Р. Тухфатуллина, К.С. Ерохина, Д.А. Репин</i>	490
ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ	
СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ ПО НЕФТЯНЫМ НАПРАВЛЕНИЯМ	
<i>П.А. Голованов, Е.П. Тупоносова</i>	494

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

ЛОКАЛИЗАЦИЯ ЗОН ЕСТЕСТВЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ И КАВЕРНОЗНОСТИ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ОРЕНБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.И. Степанов

*Сибирский Федеральный Университет. Институт нефти и газа.
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.*

г. Красноярск, Россия

e – mail: rusya.stepanov.2017@bk.ru

Аннотация. Оренбургское газоконденсатное месторождение одно из наиболее крупнейших месторождений, расположенное в пределах Волго – Уральской нефтегазоносной провинции. Главной особенностью этого месторождения является то, что оно осложнено наличием зон развития трещиноватости и кавернозности, которые локализуются в сложнопостроенном карбонатном коллекторе. Основным преобладаемый тип природного резервуара – трещинный, к которому отнесен весь газонасыщенный продуктивный горизонт, от кровли продуктивной толщи и до ГНК. В работе приводится краткий анализ выявляемых зон повышенной трещиноватости и кавернозности, в пределах исследуемого Оренбургского газоконденсатного месторождения, а также проанализированы методы, которые позволяют выявлять данные особенности резервуара.

Ключевые слова: трещиноватость, кавернозность, карбонатный коллектор, вертикальная трещиноватость, горизонтальная трещиноватость.

Введение

Актуальность исследования обусловлена возможностью выявления зон повышенной трещиноватости и кавернозности карбонатного коллектора, на примере Оренбургского газоконденсатного месторождения, приуроченного к продуктивным кавернозно – трещиноватым коллекторам.

Цель: Изучить особенности выявления зон повышенной трещиноватости и их характеристики, при анализе продуктивных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам.

Объекты: Оренбургское ГКМ, карбонатный коллектор, трещиновато – кавернового строения.

Как известно в мировой нефтяной и газовой промышленности все больше вовлекаются месторождения, которые приурочены к карбонатным коллекторам. Наибольшее распространение такие месторождения получили на территории Канады, США, стран Персидского залива, а также Российской Федерации. На территории Российской Федерации такие месторождения расположены в Лено – Тунгусской, Волго – Уральской и Тимано – Печорской провинции. Рассматриваемое в данной статье Оренбургское месторождение открыто в 1966 году. Опытно – промышленная разработка данного месторождения начата с 1973 года, когда была начата добыча углеводородов[3]. Оно приурочено к одноименному поднятию,

которое приурочено к Соль – Илецкому выступу, являющиеся крупным тектоническим элементом в зоне сочленения Волго – Уральской антеклизы, с Прикаспийской синеклизой и предуральским прогибом.

Выявление зон трещиноватости при помощи геологических методов

Сложнопостроенный коллектор является основным составляющим, в пределах исследуемого месторождения. Если анализировать продуктивные отложения то мы можем сделать вывод, о наличии трех систем трещиноватости, а именно: субгоризонтального и субвертикального направления, а именно направленные и пересекающиеся. Формирование трещиноватости идет за счет процессов химического состава и структурно – текстурных особенностей продуктивных пород[2]. Характеристики ФЕС трещиноватых коллекторов автор приводит в таблице 1.

Таблица – 1 Характеристика субвертикальной трещиноватости продуктивных отложений Оренбургского месторождения

Возраст	Западный участок			Центральный участок			Восточный участок		
	w, 1/м	m ₀ , %	K,	w, 1/м	m ₀ , %	K,	w, 1/м	m ₀ , %	K,
артин	0,61	4,5	0,65	0	4,1	0,12	0,88	2,9	0,18
Ассель	0,96	5,4	3,42	0,14	5,8	0,83	0,03	8,8	-
Средне - каменный	0,31	4,8	5,16	0,09	8,0	6,09	-	-	-

В исследуемом центральном участке наблюдаются следы процессов вертикальной трещиноватости, которая в основном установлена в пределах прикровельной части геологического разреза, в нижней его половине. Толща в основном выражена низкопоровой частью продуктивной толщи. Имеется более характерная система субпараллельных, преимущественно вертикальных трещин. Очень редко встречаются следы ортогональных трещин[5]. Трещины прямолинейные, в основном слабоизвилистые, неветвящиеся, с примерной шириной, равной около 2 мм и единично до 4 – 6 мм. Заполнены трещинки чаще всего сульфатами, иногда кальцитом, трещинки редко открытые. В западной части месторождения вертикальные трещины развиты в основном в нижней половине геологического разреза. Расстояние между ними 7 – 25 мм. Интенсивность определяется вертикальной трещиноватостью, которая охарактеризована по материалам керна, с встречаемостью на 1 м геологического разреза. По всем отложениям геологического разреза встречаются процессы вертикальной трещиноватости. Они очень интенсивно развиваются в прикровельной плотной части разреза, которая представлена толщей низкопоровых пород и отсутствуют в нижней части, сложенной породами коллекторами.

Изучение кавернозных отложений показывается во многих работах, посвященных месторождению, которые распределены очень неравномерно как по геологическому разрезу, так и по площади. Кавернозность породы коллектора обусловлена распределением коллекторских свойств по исследуемым в породе отложениям. Так немаловажным элементом при оценке месторождения, является определение каверновой пористости. Зоны кавернозности уверенно выделяются при

помощи исследования кернового материала. В основном исследования проводились в разведочных скважинах. Так в карбонатных коллекторах оценивалась каверновая составляющая, величина составляющей пористости. По геологическому разрезу скважин выделяются карбонатные кавернозные коллектора с 85 – 90 % выносом керна, что наиболее полно отражает полученные результаты исследования пористости[2]. Анализируя материалы исследований каверновой пористости по образцам керна, были определены величины $K_{п. кав}$ и в среднем по продуктивным карбонатным отложениям этот показатель достигает величины 0,4 – 18,4 %. Результаты исследований кавернозности приводятся в таблице 2.

Таблица – 2 – Кавернозные породы коллекторы выделенные по керну в разрезе оценочных скважин Оренбургского месторождения

Скв	Интервал отбора керна, м	Интервал отбора керна, с отмеченной зоной кавернозности м	Эксплуатационный объект	Вынос кавернозных пород м	Эффективная толщина порового коллектора подтвержденно го керном, м	Доля кавернозных пород от эффективной толщины %
X	1376 – 1480	1385,5 – 1453,0	I	2,0	18,2	10,9
	1480 – 1615	1501,9 – 1528,3	II	6,2	31,7	19,5
L	1368,8 – 1480	1457,8 – 1459	I	1,3	20,5	6,3
	1480 – 1613	1514,5 – 1610	II	8,6	41,6	20,7
S	1547 – 1658	1551,9 – 1612	I	10,6	32,8	30,9
	1658 – 1756	1684,7 – 1750,15	II	5,4	17,5	30,8
Y	1610 – 1667	1628 – 1651,8	P_{v-1}	4,6	14,0	32,8
	1667 – 1697	1671,4 – 1676,4	P_{v-2}	1,0	10,4	9,6
C	1818,9 – 1872	1867,2 – 1872,3	P_{v-1}	3,9	20,4	19,1
	1872 – 1920	1879,2 – 1915,8	P_{v-2}	1,0	15,6	6,4

В пределах ассельского яруса вертикальная трещиноватость развита очень слабо, сами же трещины во вскрытом разрезе отмечаются лишь в отдельных прослоях сводового разреза. На своде отмечаются следы системы параллельных и пересекающихся под углом 45 – 90° трещин, которые заполнены минералом кальцитом, с примерной шириной трещин около 1 мм. На западном участке трещины почти прямолинейные, тонкие и выполнены кальцитом.

В верхне и среднекаменноугольных отложениях на западной части месторождения вертикальные трещины встречаются очень редко и в основном они слабоизвилистого характера, тонкие, выполнены минералом кальцитом редко гипсом. Породы плотные и низкопоровые, присутствуют две системы трещин примерной шириной до 3 мм, которые переслаиваются под углом 75 – 90°. Имеются примазки нефти и битума по стенкам трещин. Субвертикальная трещиноватость имеет следующие параметры: Субвертикальные трещины формируются преимущественно в низкопоровых породах и уплотненных разностях. В целом

породы характеризуются низкими значениями пористости и проницаемости; Субвертикальные трещины выполнены вторичным минералом и не являются фильтрующими, открытые вертикальные трещины которые встречаются крайне редко; Наиболее полно вертикальная трещиноватость характерная для верхнекаменноугольных отложений западного участка.

Горизонтальная трещиноватость характерна для артинских отложений. Встречаются пласты плитчатого известняка толщиной 4,9 м, в котором трещины расположены на расстоянии 15 м со средней толщиной пород, примерно равной около 2 – 30 мм. Плитчатые разности встречаются в основном в нижней части разреза. Литологически они представлены микрозернистыми, неясноструктурными известняками, местами загипсованными. При увеличении горизонтальной трещиноватости увеличивается величина раскрытости трещин, а расстояние между трещинами в среднем составляет около 2 – 7 мм. Субгоризонтальная трещиноватость в среднекаменноугольном разрезе, приурочена к органогенно – обломочным, комковатым и биоморфным разностям, с контактовым и контактово – поровым кальцитовым цементом[3]. В целом при исследовании горизонтальной трещиноватости, мы можем сделать следующие параметры:

Субгоризонтальные трещины интенсивно развиваются в пористых породах. Так при исследованиях отмечается величина, примерно равная 70 – 87 % всех исследуемых образцов, с горизонтальными трещинами имеют пористость, примерно равную около 6 %, а в среднем величина колеблется от 8,6 до 16,2 %. Анализ примерного распределения трещин в породах с разной величиной проницаемости осложняется тем, что в породах с наличием зон повышенной трещиноватости из – за их склонности к разрушению, оценить величину абсолютной проницаемости невозможно; Субгоризонтальные открытые трещины обладают величиной сверхвысокой проницаемостью и являющиеся основными фильтрационными каналами, обеспечивающими латеральную сообщаемость залежи. Трещинная проницаемость, равна примерно около $1 - 3 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; Субгоризонтальные трещины развиты неравномерно по площади и по разрезу месторождения, они наиболее характерны для ассельской и среднекаменноугольной части разреза сводового участка.

В целом анализируя продуктивные отложения мы можем сделать заключение о том, что основной преобладаемый тип продуктивного резервуара трещинный и местами кавернозный. Согласно анализу кернового материала преобладаемое направление это вертикальное и горизонтальное. Именно трещины являются основными вместилищем углеводородов и объект прогноза коллекторских свойств.

Заключение

В ходе написания работы были проанализированы карбонатные коллектора Оренбургского ГКМ, расположенного в пределах Волго – Уральской НПП. Установлено, что основную роль в формировании продуктивности и зон повышенных ФЕС, являются процессы трещиноватости и местами зоны кавернозности. Для их уверенного выделения и прогноза автор рекомендует применение современных методов отбора и анализа кернового материала, а также специальных методов ГИС UBI, FMI, Sonic Scanner. Такой комплекс работ

предполагается как для Оренбургского так и подобных месторождений, со сложным карбонатным коллектором.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. К.И. Багринцева. – М. Недра. 1982, с. 256
2. Дорофеева Т.В. Тектоническая трещиноватость горных пород и условия формирования трещинных коллекторов нефти и газа. – Л. Недра. 1986. – с. 224
3. Лебединец Н.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. – М. Наука 1997, – с. 397
4. Майдебор В.Н. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами/ В.Н. Майдебор. – М. «Недра» 1980, – с. 288
5. Райсс Л. Основы разработки трещиноватых коллекторов/ Л. Райсс; под ред. Д.А. Антоненко. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – с. 118
6. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов, в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л. Недра 1989, – с. 260

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

**ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ДИСПЕРСИОННОГО АНАЛИЗА ПРИ ОЦЕНКЕ
ВЛИЯНИЯ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ БУРОВОГО РАСТВОРА НА
ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ОБРАЗЦОВ КЕРНА**

С.Н. Парфенова, В.С. Бардин, Д.В. Праведно, С.Ю. Милькова

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

e-mail: parfy-svetlana@yandex.ru

Аннотация. При проектировании буровых промывочных жидкостей необходимо учитывать как геологические, так и технологические факторы. Основной целью при вскрытии продуктивных пластов является сохранение фильтрационно-емкостных свойств. При вскрытии продуктивного пласта в направлении «скважина-пласт» фильтруются компоненты бурового раствора включающие в себя твердую и жидкую фазу, а также частицы выбуренной породы. Показателем эффективности вскрытия является проницаемость пласта для углеводородного флюида при фильтрации в направлении «пласт-скважина». Изучение влияния бурового раствора на проницаемость горной породы осложняется репрезентативностью образцов кернового материала, погрешностями экспериментальных методов, сложностью изучения механизмов взаимодействия бурового раствора с пластовым флюидом в пласте. В статье обоснована необходимость применения статистических методов дисперсионного анализа на примере оценки влияния твердой фазы бурового раствора на восстановление проницаемости образцов горной породы.

Ключевые слова: математическое моделирование, статистический анализ, восстановление проницаемости, вскрытие пластов.

Большое количество данных о процессе строительства скважин имеет экспериментальный характер. Зависимости физических параметров процессов бурения скважин являются многофакторными и нелинейными. Воздействие случайных факторов при проведении экспериментов и при скважинных замерах неизбежны. Применение статистических методов анализа эффективно себя зарекомендовало на этапе проектирования буровых растворов и тампонажных материалов. Обработка промысловых данных статистическими методами приводит к выявлению новых закономерностей. Одним из наиболее эффективных методов по выявлению статистической значимости фактора на измеряемые параметры является метод дисперсионного анализа, также именуемый ANOVA анализом в современных программных пакетах [1]. На данный момент методы статистического анализа наиболее широко развиты в методах машинного обучения [2,3]. Дисперсионный анализ используется для изучения влияния различных факторов на результаты работы нейронной сети при прогнозировании технологических параметров.

Одной из актуальных задач при строительстве горизонтальных скважин является разработка рецептур промывочных жидкостей, обеспечивающих сохранение фильтрационно-емкостных свойств коллектора [4,5]. Наиболее эффективное проектирование параметров буровых растворов может быть достигнуто с применением методов математического моделирования гидродинамических процессов в призабойной зоне пласта [6,7]. Подбор

фракционного состава утяжелителя для определённых горных условий является достаточно актуальной сопутствующей задачей [8]. Наиболее известными методиками выбора кольматантов являются теории Абрамса, Викакса и Кауффера [9]. Наличие твердой фазы в рецептуре бурового раствора влияет не только на показатель фильтрации, но и реологические параметры бурового раствора [10,11]. В обзоре Мосина В.А. и Войтенко Д. Н. [12] приведены данные экспериментов Касперского Б.В. о проникновении твердой фазы бурового раствора в керн. На основании экспериментальных данных, возможно, оценить глубину проникновения утяжелителя в поры и значимость изменения проницаемости от данного фактора. В таблицу 1. выписана проницаемость керна до проведения эксперимента, а также обратная проницаемость после закачки утяжелителя и после спиливания торца засорённого твердой фазой. Автором считается, что данный вид эксперимента даёт возможность оценить какое изменение проницаемости приходится на наличие твердой фазы в поровом пространстве. Спиливание торца кернового материала производилось в несколько этапов с последовательным измерением проницаемости. При формировании таблицы 1 выбраны эксперименты на образцах керна с проницаемостью 1-2 Д.

Так как данная задача касается влияния твердой фазы на восстановление проницаемости, то для проведения дисперсионного анализа следует данные таблицы 1 перевести в коэффициент восстановления проницаемости по формуле:

$$K_{ВП} = \frac{\tilde{K}}{K} \quad (1)$$

где K – естественная проницаемость, $\tilde{K}$ - изменённая проницаемость.

В таблице 2 представлены значения $K_{ВП}$. За $K_{ВП1}$ обозначен коэффициент восстановления проницаемости после спиливания 1 мм, $K_{ВП2}$ - после спиливания 2 мм.

Таблица 1

Таблица проницаемость керна

	Исходная проницае мость, Д	Проницае мость конечная, Д	Проницае мость после спиливания 1 мм, Д	Проницае мость после спиливания 2 мм, Д
	1,57	0,77	1,42	1,56
	1,81	0,317	1,44	1,58
	1,35	0,295	0,673	1,17
	1,52	0,44	0,93	0,915
	1,71	0,84	1,17	1,29
	1,26	0,29	0,467	0,578
	1,45	1,15	1,45	1,45
	1,05	0,84	1,05	1,05

Значения восстановления проницаемости

	$K_{ВП}$	$K_{ВП1}$	$K_{ВП2}$
	0,49	0,904	0,994
	0,175	0,796	0,873
	0,219	0,499	0,867
	0,289	0,612	0,602
	0,491	0,684	0,754
	0,23	0,37	0,459
	0,793	1	1
	0,8	1	1

При обработке данных таблицы 2 вычислены дисперсии необходимые для однофакторного ANOVA анализа. С точки зрения статистического анализа сравнению на однородность подлежат межуровневая и внутриуровневая дисперсия. Межуровневая факторная дисперсия $S_{\phi}^2=0,323$ в данной задаче характеризует влияние наличия частиц твердой фазы бурового раствора на обратную проницаемость для нефти. Внутриуровневая дисперсия ошибки $S_{\text{ош}}^2=0,053$ характеризует совокупное влияние неоднородности образцов кернового материала, дисперсности частиц твердой фазы, погрешности эксперимента и наличия других случайных факторов на каждом уровне. Критерий Фишера для доверительной вероятности 95% с числом степеней свободы 2 для межуровневой и 21 для внутриуровневой дисперсии равен 3,47. Опытный критерий Фишера вычисляется по формуле:

$$F = \frac{S_{\phi}^2}{S_{\text{ош}}^2} = 6,09 \quad (2)$$

В данном случае опытное значение критерия Фишера ниже табличного, следовательно, наличие твердых частиц в зоне проникновения в образец кернового материала статистически значимо влияет на обратную проницаемость по нефти с вероятностью 95%. Причем, согласно экспериментальной выборке данных, относительно не высокая глубина проникновения в 1-2 мм значимо влияет на проницаемость.

На основании приведённого примера рекомендуется производить учёт влияния твердой фазы бурового раствора и свойств фильтрата на восстановление проницаемости. Рекомендуется проводить эксперименты на кернах различной пористости и проницаемости. В рассмотренном примере использованы результаты экспериментов на кернах проницаемости в 1-2 Д. Значимость влияния твердой фазы подтверждена методами дисперсионного анализа. Данные результаты не распространяются на другие диапазоны проницаемости. Для каждой серии экспериментов должна использоваться репрезентативная выборка кернов и промывочных жидкостей, соответствующих условиям месторождения. Обработка

данных методами дисперсионного анализа является эффективным инструментом для выявления значимых факторов и отсева ошибок эксперимента.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Обоснование применения методов ANOVA анализа при моделировании процессов строительства скважин / С. Н. Парфенова, Д. В. Праведно, А. В. Каймаков, К. В. Парфенов // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 1, № 1(16). – С. 71-74. – EDN IIDMSU.
2. 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. – EDN VYWDXC.
3. Буслаев Г.В. Опыт применения искусственных нейронных сетей для прогнозирования оптимальных параметров режима бурения скважин / Буслаев Г.В., Павлов М.М., Куншин А.А., Стариков В.В., Сергеев Г.М. // Научный журнал Российского газового общества. 2019. № 2 (21). С. 51-55.
4. Живаева, В. В. Методы моделирования фильтрации при бурении горизонтальных и наклонно-направленных скважин / В. В. Живаева, В. И. Никитин // Бурение и нефть. – 2022. – № 5. – С. 52-54. – EDN VTMSKU.
5. Цыганова, П. С. Совершенствование качества вскрытия продуктивного пласта путем подбора рецептуры промывочной жидкости / П. С. Цыганова, О. А. Нечаева // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 1, № 1(16). – С. 123-129. – EDN SSIEIU.
6. Никитин, В. И. Влияние подвижности фильтрата буровой промывочной жидкости на глубину его проникновения в нефтенасыщенный пласт / В. И. Никитин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 11(347). – С. 29-31. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-29-31. – EDN ENUWHY.
7. 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. – EDN NTWTBQ.
8. 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. – EDN YMDKVE.
9. Практическое применение методов подбора кольматантов для предупреждения осложнений при бурении скважин на месторождениях Самарской области / М. Е. Коваль, В. А. Капитонов, К. А. Шиповский, А. Ю. Комареус // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 7. – С. 9-15. – EDN YTXLBL.
10. Леушева, Е. Л. Изучение влияния размера фракций утяжелителя на реологические параметры буровых растворов / Е. Л. Леушева, В. А. Моренов // Нефтяная столица : Третий Международный молодежный научно-практический форум. Сборник материалов, Нижневартовск, 18–19 февраля

- 2020 года. – Нижневартовск: Автономная некоммерческая организация содействия развитию инновационной деятельности "Центр научно-технических решений", 2020. – С. 139-143. – EDN UTUOWD.
11. Leusheva, E.; Morenov, V. Effect of Temperature Conditions in Arctic Offshore Oil Fields on the Rheological Properties of Various Based Drilling Muds. *Energies* 2022, 15, 5750. <https://doi.org/10.3390/en15155750>
 12. Мосин, В.А. Механизмы нарушения проницаемости продуктивных пластов / В.А. Мосин, Д.Н. Войтенко. – Технологическая компания Шлюмберже. – 2021. – 116 с.

ПАРАМЕТРЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ДВИЖЕНИЯ ПОТОКОВ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ ЧАСТИЧНОМ ПОГЛОЩЕНИИ

С.Н. Парфенова, Р.А. Ишимов

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

Аннотация. При бурении скважин потери бурового раствора на естественную фильтрацию является нормой и не вызывают осложнений. Увеличение интенсивности фильтрации приводит к значительным потерям бурового раствора. При определенных расходах данное явление классифицируется как поглощение. Наличие поглощений имеет негативные последствия с изменениями проектного скважинного давления и режима циркуляции бурового раствора, что сказывается на устойчивости стенок скважины и ухудшении качества выноса шлама. Изучение механизмов проникновения жидкости в поглощающие горизонты, трещины и каверны позволяет определить значимые факторы процесса. Результаты исследования могут способствовать оптимизации технологии ликвидации и предупреждения поглощений.

Ключевые слова: поглощение бурового раствора, потеря циркуляции, математическое моделирование, алгоритм.

Незначительные потери бурового раствора при циркуляции является обоснованным явлением в практике бурения скважин. Естественная фильтрация не приводит к аварийным ситуациям. Периодическое пополнение бурового раствора позволяет поддерживать параметры промывки скважины в пределах проектных значений, обеспечивая выполнение всех функций бурового раствора. Повышенная интенсивность потерь бурового раствора классифицируется как поглощение. В зависимости от интенсивности вводится классификация поглощений. Согласно источнику [1] известна приведённая ниже классификация поглощений. Единицы измерений приведены в систему СИ с точностью до округления.

1. Фильтрационные потери ($1-2 \text{ м}^3/\text{час}$).
2. Частичное поглощение ($2-80 \text{ м}^3/\text{час}$).
3. Полное поглощение (уровень раствора в стволе от 60 до 150 м).

4. Катастрофическое поглощение (уровень раствора в стволе от 150 до 300 м и выше).

В зависимости от интенсивности поглощения выбираются методы их предупреждения и ликвидации. Особый интерес представляют современные методы прогнозирования поглощений. В работе [2] с использованием языка Python обработана выборка из 755 скважин. Авторами установлено, что наиболее точной моделью является «линейный дискриминантный анализ». В работе [3] представлена классификация признаков осложнений. При обсуждении признаков поглощений бурового раствора для построения предиктивных моделей авторам достаточно сведений о расходе бурового раствора на выходе из скважины. При фиксации данных о расходе бурового раствора на выходе из скважины меньшего, чем на входе, с одновременным снижением уровня жидкости в приемных емкостях, свидетельствует о наличии признака поглощения.

Моделирование процессов поглощения необходимо осуществлять с учетом геологических, технологических и физико-механических свойств породы. При естественной фильтрации наиболее значимыми параметрами для моделирования является проницаемость пород, водоотдача бурового раствора и его реологические характеристики [4]. Технологическим параметром является давление бурового раствора при циркуляции. Расход, подаваемый насосом, в зависимости от геометрии кольцевого пространства, реологии, обеспечивает ламинарный или турбулентный режим. В соответствии с актуальным режимом движения возможно произвести расчет давлений. Оптимизация реологических параметров, расхода жидкости, показателя водоотдачи является инструментом снижения естественной фильтрации [5]. Контроль естественной фильтрации особо важен при прохождении глинистых отложений ввиду их набухания и пластов-коллекторов в связи с изменением их проницаемости.

При возникновении частичного поглощения к учету параметров моделирования естественной фильтрации добавляется требование к учету давления раскрытия трещины. Известны случаи, когда при попытках ликвидации поглощений их интенсивность увеличивалась. Косвенно это свидетельствует о нарушении целостности поглощающего интервала, что может быть вызвано раскрытием трещины и появлением новых пустот. Контроль динамических давлений и эквивалентной циркуляционной плотности требует особого внимания [6,7]. В качестве моделей раскрытия трещины могут быть использованы математические модели из статей [8,9]. Схема алгоритма метода математического моделирования частичного поглощения представлена на рисунке 1.

При математическом моделировании первоначальным этапом является определение и ввод входных параметров. Свойства бурового раствора, а именно, реологические характеристики и плотность необходимы для расчета скважинных давлений и давлений при движении в трещине. Объемный расход бурового раствора, подаваемого в скважину позволяет определить режим его движения и создаваемые динамические давления. Геометрия включает в себя длину по стволу, вертикальную глубину, изменение площади кольцевого пространства: БТ, УБТ, КНБК, диаметр по долоту, коэффициент кавернозности. Учет интенсивности поглощения позволяет наиболее точно рассчитать объёмы, необходимый расход бурового раствора и перепад давлений. Давления обвала, гидроразрыва и раскрытия трещины необходимы для контроля проектируемой операции и оптимизации технологии в пределах безопасного окна бурения. Если обозначить за $P_{скв}$ – скважинное давление

с учетом динамических составляющих, $P_{ГРП}$ – давление гидроразрыва, $P_{трещ}$ – давление раскрытия трещины, P_o – давление осыпей и обвалов, то для безопасного проведения операций необходимо выполнение условий:

$$P_o < P_{скв} < P_{трещ} < P_{ГРП} \quad (1)$$

Данное неравенство справедливо в допущении что давление гидроразрыва пласта всегда превышает давление раскрытия трещины $P_{трещ} < P_{ГРП}$. $P_{трещ}$ – это давление, при котором существующие в породе трещины начинают раскрываться, $P_{ГРП}$ – давление, при котором порода разрушается, и образуются новые трещины. Оно всегда выше, чем давление раскрытия существующих трещин, так как для создания новых трещин требуется преодолеть прочность породы.

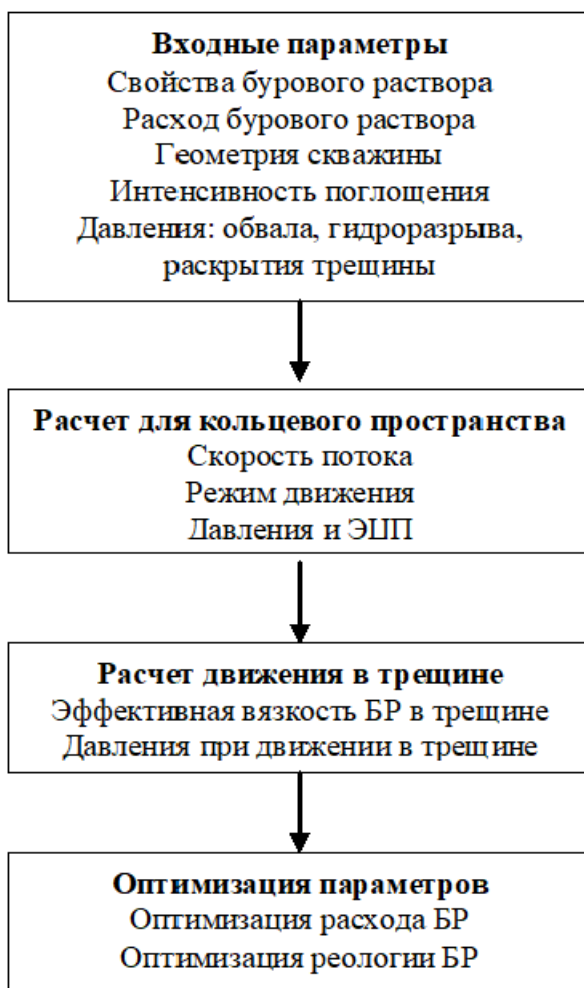


Рисунок 1. – Алгоритм моделирования процесса частичного поглощения бурового раствора

Последовательный расчет скорости потока в кольцевом пространстве позволяет определить режим движения, относительно которого вычисляются значения потери давлений и эквивалентной циркуляционной плотности [10]. Для повышения точности расчета необходимо учитывать дополнительные составляющие динамических давлений, например при обтекании замковых соединений [11] и

наличии ускорений движения самой бурильной колонны [12]. При проникновении бурового раствора с псевдопластичными свойствами в зазоры трещин на давление значительно может влиять эффективная вязкость раствора, соответствующая скорости сдвига слоёв жидкости в трещине и кольцевом пространстве [13]. Вращение бурильной колонны и зашламованность кольцевого пространства также повышают динамические давления [14]. На основании данных расчетов происходит дальнейшая проверка условия (1).

Оптимизацию процесса можно произвести изменением расхода и реологических параметров бурового раствора. При превышении давлений следует снижать расход бурового раствора. Также к снижению давлений приводит изменение реологических характеристик бурового раствора, например, динамического напряжения сдвига, пластической вязкости псевдопластичных свойств.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Mi Swaco. Руководство по буровым растворам для инженеров-технологов. Редакция 2.1. — Mi Swaco, 2009. — 1000 с.
2. Корнилаев Н.В., Коледина К.Ф. Прогнозирование поглощений бурового раствора на Python. *Computational Mathematics and Information Technologies*. 2024;8(4):19-26. <https://doi.org/10.23947/2587-8999-2024-8-4-19-26>
3. Буслаев Г.В. Прогнозирование и предупреждение осложнений в процессе бурения при помощи методов искусственного интеллекта и машинного обучения / Буслаев Г.В., Павлов М.М., Куншин А.А., Стариков В.В. // Научный журнал Российского газового общества. 2021. № 2 (30). С. 38-43.
4. Leusheva, E. L. Study on rheological properties of clayless drilling fluids influenced by fractional composition of carbonate weighting agents / E. L. Leusheva, V. A. Morenov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : 2, Khanty-Mansyisk, 21–22 февраля 2019 года. – Khanty-Mansyisk, 2020. – P. 012013. – DOI 10.1088/1757-899X/921/1/012013. – EDN DQVKTS.
5. 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. – EDN NTWTBQ.
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. – EDN OQHGVQ.
7. Leusheva, E.; Morenov, V.; Liu, T. Dependence of the Equivalent Circulation Density of Formate Drilling Fluids on the Molecular Mass of the Polymer Reagent. *Energies* 2021, 14, 7639. <https://doi.org/10.3390/en14227639>
8. Липатов, А. В. Математическая модель раскрытия трещины в процессе упрочнения ствола скважины / А. В. Липатов // Ашировские чтения. – 2016. – Т. 1, № 2(8). – С. 258-264. – EDN YPCGLL.
9. Липатов, А. В. Применение метода конечных элементов для моделирования процесса раскрытия трещин в скважине / А. В. Липатов, И. М. Ибятуллин // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 10. – С. 17-19. – EDN ZXKRYZ.

10. 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. – EDN THRDQA.
11. 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. – EDN XDQKDX.
12. Нечаева, О. А. Расчет эффекта свабирования при спускоподъёмных операциях / О. А. Нечаева, Д. И. Гусманов // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 2, № 1(16). – С. 186-191. – EDN IYWYUG.
13. 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. – EDN QYDZOY.
14. 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 / В. И. Никитин, Н. Д. Бурахин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 2(362). – С. 32-36. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-2(362)-32-36. – EDN HKSBYA.

УДК 622.24.084

АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ СПОСОБОВ ВЫБОРА РЕЖИМА БУРЕНИЯ

В.М. Нагорнов, С.Ю. Милькова

Научный руководитель: В.Н. Аверкин

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»

Аннотация. Анализ различных методик выбора режима бурения с целью снижения стоимости строительства скважины.

Ключевые слова: бурение, стоимость, ГТИ, САУБ, режим.

Введение

Стоимость бурения нефтяных и газовых скважин постоянно возрастает. Это связано с увеличением доли горизонтального бурения, ужесточением санкционной политики и другими факторами. Поэтому одной из важнейших задач является оптимизация процесса бурения. Процесс бурения в большой степени зависит от правильного выбора режима бурения скважины. Выбор режима бурения скважин позволяет снижать механические нагрузки, проходить опасные участки, например зоны с поглощением бурового раствора или же с высокими рисками прихватов, что в дальнейшем обеспечит снижение стоимости метра проходки и позволит уменьшить стоимость скважины.

Что входит в понятие режима бурения?

В настоящее время выделяют два режима бурения скважины: оптимальный и специальный. Под оптимальным режимом бурения понимается режим, который обеспечивает минимальную стоимость проходки, а также позволяет достичь минимальных расходов и наибольшую скорость проходки. Специальным режимом применяют для бурения в усложненных условиях, например в зонах поглощения БР, или же при выполнении особых задач – колонковое бурение.

Главными параметрами при бурении принято считать следующее:

- 1) Осевая нагрузка на долото.
- 2) Частота вращения долота.
- 3) Расход промывочной жидкости.
- 4) Содержание механических примесей.
- 5) Крутящий момент на ключе.

Все эти параметры, в свою очередь, влияют на механическую скорость бурения и, соответственно, на стоимость строительства скважины. Далее рассмотрим подходы по проектированию режима бурения.

Методы выбора режима бурения

В данной статье будут представлены лишь некоторые методы снижения стоимости бурения скважины.

1) В бурении основным способом выбора режима бурения скважины является классический метод выбора режима бурения. Данный метод заключается в переборе различных моделей долот, частот его вращения и других различных параметров. Правильный выбор режима бурения в данном методе, считается достигнутым, когда рейсовая скорость бурения достигает максимальных значений.

Однако такой подход в выборе режима бурения игнорирует различия в коэффициенте буримости различных пород, а моторесурс долота используется крайне не эффективно.

Другой методикой, призванной устранить эти проблемы, является выбор режима бурения на буровой установке. То есть перебор различных сочетаний производится учитывая изменяющиеся горно-технологические условия. Однако, данная методика потребует очень больших временных затрат, а это не благоприятно скажется на стоимости строительства скважины.

2) Одним из методов увеличения эффективности процесса бурения это применение систем автоматизированного управления бурением (САУБ).

Любая САУБ это детерминированная модель, которая учитывает огромное количество различных параметров, так или иначе связанных с процессом бурения. Благодаря этому САУБ сможет автоматически просчитывать необходимые условия бурения и во много раз снижать временные затраты по сравнению с 1 методикой и учитывать изменение коэффициента буримости пород. Однако, в любой модели всегда есть три важнейших параметра бурения, а именно:

$-v_m = f(G, n, Q)$ - механической скорости проходки v_m от осевой нагрузки на долото G , скорости вращения долота n и расхода бурового раствора Q ;

$-t_o = f(G, n, Q)$ - времени работы опоры долота t_o от осевой нагрузки на долото G , скорости вращения долота n и расхода бурового раствора Q .

$-t_b = f(G, n, Q)$ - времени работы вооружения долота t_b от осевой нагрузки на долото G , скорости вращения долота n и расхода бурового раствора Q .

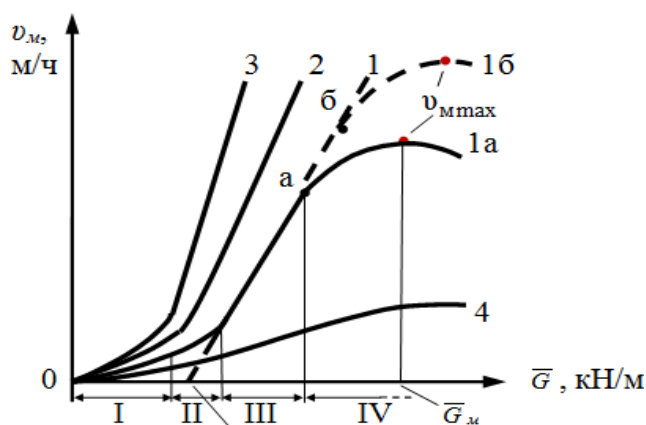


Рисунок 1 - График зависимости механической скорости бурения v_m от осевой нагрузки на долото G

В настоящее время любые мат. Модели, лежащие в основе САУД, делятся на два типа: интегральные и дифференциальные.

Дифференциальные и интегральные модели – построены на данных полученных экспериментальным путем.

Любые математические модели не в полной мере отражают различные условия на забое, так и из-за невозможности доступа человека к забою, так и из-за случайного характера некоторых событий и в свою очередь еще более спонтанных результатах их взаимодействия. Вследствие этого, большинство матмоделей имеют очень большие погрешности, вплоть до 30 или 50 процентов.

На рисунке 1 представлены различные графики, которые отображают зависимость механической скорости бурения от осевой нагрузки для различных пород (2, 3- для мягких пород и небольших глубин, а 4 для твердых пород и больших глубин)

График 1а это есть графическое отображение функции М. Г. Бингхэма.

На рисунке 1 самая большая механическая скорость бурения находится в 4 зоне, однако на практике такое редко встречается из-за того, что при данном режиме работы есть очень большой риск создания гидроразрыва пласта и, как следствие, катастрофического поглощения бурового раствора.

Однако, уже сейчас в России есть примеры не только экспериментальных САУБ, но и уже промышленного применения.

Примером промышленного применения системы автоматизированного управления бурением является САУБ “IDrill” от компании Интегра. Благодаря САУБ механическая скорость бурения превосходила механическую скорость без применения САУБ в 1,3 раза.

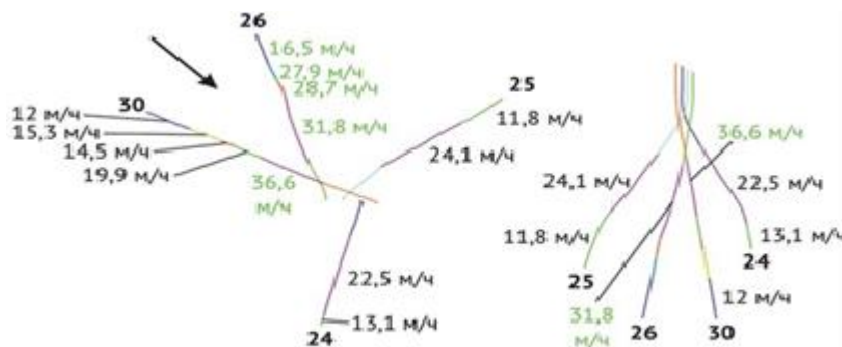


Рис. 2. Механическая скорость проходки эксплуатационных колонн скважин 24, 25, 26, 30 по рейсам (зеленый цвет – с применением САУБ)

3) Однако, предыдущие методы выбора режима бурения имеют различные недостатки. Первый способ – не учитывает различия коэффициентов буримости пород, а попытка учета коэффициента буримости и уменьшения моторесурса долота на БУ слишком трудоёмка и трудозатратна, а различные САУБ еще слишком мало распространены.

Поэтому основные данные о процессе бурения скважины в настоящее время получают со станций геолого-технологических исследований. В состав станции ГТИ входит следующее оборудование: датчик оборотов лебедки, датчик давления, датчик веса, датчик оборотов ротора, датчик момента, датчик плотности бурового раствора, датчик уровня бурового раствора, датчик раствора на входе, датчик раствора на выходе, датчик положения клиньев, блок сопряжения.

Благодаря большому количеству различных датчиков, персонал БУ имеет возможность постоянно вести наблюдение за процессом бурения скважины и во время предупреждать различные опасные ситуации.

Для этого мною были проанализирован расчетный и фактический график бурения этой скважины. Данные для построения фактического графика были получены с датчиков ГТИ.



Рисунок 3 – График строительства скважины. Красный – нарисован плановый график бурения скважины. Синий – нарисован фактический график бурения скважины.

Вывод: проанализированы различные методики выбора режима бурения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Р.Р. Галиев, Р.М. Алимов , М.Е. Коваль , А.С. Сусоев, К.Р. Давлетов , В.А. Капитонов // Автоматизация процесса строительства скважин / НЕФТЬ. ГАЗ. НОВАЦИИ 2020 №6
2. А.А. Цуприков Интеллектуальная система адаптивного управления технологическом процессом бурения нефтегазовых скважин : Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Кубанский технологический университет. К.,2018

**МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСШИРЕНИЯ ПРОФИЛЬНЫХ ПЕРЕКРЫВАТЕЛЕЙ
ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЛОКАЛЬНОГО КРЕПЛЕНИЯ
СТЕНОК СКВАЖИНЫ**

А.В. Липатов, Г.Н. Курлеев

ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара, Россия

e-mail: lipatovalexander@mail.ru, gleb_diplom@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрена проблема применения оборудования для локального крепления скважин в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. В работе приведены результаты численного эксперимента с использованием метода конечных элементов, целью которого было моделирование процесса расширения профильного перекрывателя. Выявлены зависимости между внутренним давлением в перекрывателе и его увеличением в диаметре, а также условия, при которых достигается прочный контакт со стенками скважины.

Ключевые слова: профильный перекрыватель; ОЛКС; метод конечных элементов; интенсивность искривления; концентрация напряжений.

Введение

Применение оборудования для локального крепления скважин является одним из эффективных способов борьбы с поглощениями бурового раствора и осложнениями, связанных с неустойчивостью открытого ствола скважины [1]. Однако применение расширяемых профилированных труб на наклонно-направленных участках скважин всё ещё находится в исследовательской стадии.

Отметим, что большая часть скважин в РФ имеют наклонно-направленный или горизонтальный профиль, где в отличие от вертикальных скважин, гораздо сложнее обеспечивать устойчивость стенок скважин, которая зависит от изменения зенитного и азимутального угла. В связи с чем, исследование, направленное на определение эффективности установки профильных перекрывателей в искривленных участках скважин для ликвидации осложнений, является актуальной задачей.

В настоящее время профильный перекрыватель, в основном, используется на участках стабилизации зенитного и азимутального угла или в вертикальном участке скважины. Однако, при наличии зоны катастрофического поглощения в интервале с интенсивным набором параметров кривизны и необходимостью установки профильного перекрывателя именно в этот интервал, применение ОЛКС осложнено тем, что профильный перекрыватель находится в сложных условиях нагружения, что может привести к разрушению при установке из-за концентрации напряжений. В связи с чем, предлагается методика определения данных напряжений с помощью моделирования скважинных условий методом конечных элементов.

Моделирование методом конечных элементов (МКЭ)

С помощью программного комплекса Abaqus, использующий метод конечных элементов, был проведен численный эксперимент по расширению профильного перекрывателя в наклонно-направленном стволе скважины (Рис.1)

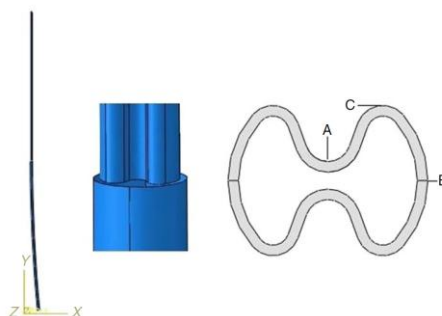


Рисунок 1 – Модель наклонно-направленного участка скважины с ОЛКС

Ствол скважины был задан, как жесткое тело, а перекрыватель как трёхмерный твердотельный элемент. Точки А, В, С представляли собой впадины и выпуклости профиля перекрывателя. Диаметр ствола был равен 175мм, интенсивность искривления была задана $1^\circ/10\text{м}$.

Распределение напряжений при различном внутреннем давлении профильного перекрывателя в процессе его расширения показаны на Рис.2.

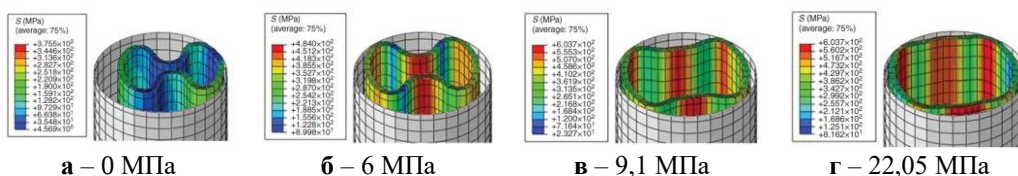


Рисунок 2 – Распределение напряжений профильного перекрывателя в процессе его расширения

Результаты моделирования показали, что когда внутреннее давление в профильном перекрывателе достигает 5 МПа, то его диаметр начинает быстро увеличиваться. Когда внутреннее давление достигает 10 МПа, то скорость увеличения диаметра снижается и происходит контакт перекрывателя со стволом скважины. С ростом внутреннего давления до 20 МПа происходит дораскрытие перекрывателя, однако для достижения номинального проходного значения требуется создание давления в 30 МПа, при этом овальность перекрывателя составила менее 5% (Рис.3).

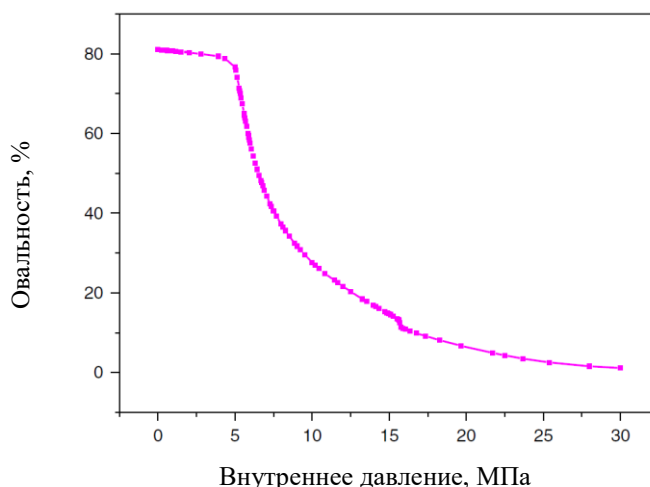


Рисунок 3 – Распределение овальности профильного перекрывателя в процессе его расширения

Заключение

При проведении моделирования методом конечных элементов процесса расширения профильного перекрывателя в наклонно-направленной скважине удалось установить значения внутреннего давления, при котором происходит прочный контакт между перекрывателем и стенкой ствола скважины. В дальнейших испытаниях планируется смоделировать различные варианты искривления исследуемой скважины, а также задать диапазон диаметра скважины для учёта кавернозности ствола скважины.

Таким образом, применение МКЭ при установке профильных перекрывателей в сложных участках скважин позволит повысить эффективность данной технологии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Г.С. Абдрахманов, д.т.н., Ф.Ф. Ахмадишин, Н.Х. Хамитьянов, к.т.н., Н.Н. Вильданов, В.П. Филиппов Развитие техники и технологии локального крепления скважин // Нефтяное хозяйство. 2017. №5.
2. Абдрахманов Г.С. Крепление скважин экспандируемыми трубами. – М.: ВНИИОЭНГ, 2014. – 267 с.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ И ДОБАВОК В УСЛОВИЯХ ЗАЛЕГАНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

Д.В. Вожегов, М.Е. Коваль к.т.н.

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия

E-mail: overkli@gmail.com

Аннотация. Месторождения с наличием многолетнемерзлых пород расположены в тех регионах России, где наблюдаются самые низкие температуры в течение всего года. В процессе строительства и эксплуатации скважин происходит растепление зоны многолетнемерзлых пород, что может привести к различным проблемам, таким как образование воронок у устья, просадка устья скважины и потеря устойчивости свободной части колонны из-за собственного веса и веса оборудования. В настоящее время многие российские нефтегазовые компании применяют различные технологии и оборудование для минимизации растепления многолетнемерзлых пород. В данной статье рассматриваются как применяемые тампонажные смеси, добавки и их влияние на качество крепления.

Ключевые слова: ММП, теплопроводность, технология крепления, строительство скважин, гипсоцементный состав, цементирование.

После удаления остатков бурового раствора со стенок скважины очищающей буферной жидкостью, в обсадную колонну вводится цементный раствор, который затем продавливается в затрубное пространство. Тампонирующее выполняется как в процессе строительства скважины, так и при ее ликвидации по завершении добычи нефтепродуктов.

В первую очередь, свойства и функции цементного раствора зависят от целей тампонирующего. Тампонажные растворы могут содержать различные добавки, которые помогают регулировать реологические или вяжущие характеристики, а также снижают расход основных активных компонентов. Эти добавки могут оказывать влияние на структурно-механические свойства растворов.

На деле практически невозможно создать тампонажный раствор, который бы полностью соответствовал всем требованиям. При попытке удовлетворить несколько ключевых критериев необходимо учитывать, насколько это влияет на соблюдение других. Требования к цементному раствору обычно зависят от цели тампонирующего и геолого-технических характеристик скважины. Таким образом, можно выделить основные требования, соблюдение которых критически важно в конкретных условиях цементирования скважины, и второстепенные, которые могут быть менее строгими. Скорость твердения цемента в значительной степени зависит от содержания минералов, а скорость кристаллизации — от уровня гидрофильности коллоидных частиц. Для формирования кристаллогидратов требуется достаточное количество воды, поскольку процесс кристаллизации завершается только после полного поглощения воды. Недостаток воды может привести к плохой замешиваемости раствора, что снижает качество и ожидаемую эффективность затворённого состава и повлечёт за собой низкую герметичность и растрескивание цементного камня. Глинозем и трехкальциевый силикат обладают высокой

скоростью кристаллизации. Портландцемент с высоким содержанием трехкальциевого силиката также характеризуется интенсивным твердением. Однако цемент с повышенным содержанием минералов может разрушаться при взаимодействии с подземными водами, содержащими сульфаты, из-за образования гипсовой бациллы. Поэтому для цементирования скважин в условиях агрессивных подземных вод используют сульфатостойкий портландцемент с минимальным содержанием трехкальциевого силиката. При выборе тампонажного раствора важно определить наиболее подходящие технологические характеристики, такие как плотность, статическое напряжение сдвига, вязкость, фильтрационные свойства и устойчивость. Если плотность цементного раствора не соответствует условиям тампонирувания, ее можно регулировать изменением тонкости помола цемента, соотношением воды и цемента, а также добавлением облегчителей или утяжелителей. Изменение соотношения воды и цемента влияет на количество воды и, соответственно, на плотность раствора. Пеноцементные растворы считаются более стабильными по сравнению с аэрированными и могут широко использоваться в разведочном бурении, так как они наиболее подходят для ликвидации поглощений, работы в зонах с низким пластовым давлением, тампонирувания обсадных колонн на интервалах, где в затрубном пространстве могут оставаться породы, способные поглощать промывочную жидкость, а также для тампонирувания труб в породах с отрицательными температурами.

Одним из ключевых факторов при тампонирувании скважины является статическое напряжение сдвига, от которого зависит качество и надежность колюматации. Условная вязкость тампонажного раствора важна для более точного определения времени прокачивания смеси до выкидной линии. Вязкость и статическое напряжение сдвига можно регулировать, изменяя соотношение воды и цемента или добавляя загустители. Для определения времени схватывания раствора необходимо установить начало и конец этого процесса. Начало схватывания рассчитывается на основе глубины скважины и скорости закачивания жидкости, тогда как конец определяется с учетом циркуляции подземных вод и других факторов. Сроки схватывания напрямую связаны с размерностью помола цемента, активностью его частиц, соотношением воды и цемента, а также температурой жидкости затворения (технической водой). На эти сроки также влияет среда: в щелочной среде растворение и диспергирование цементных частиц происходят быстрее. Однако не все щелочные электролиты могут использоваться как ускорители, а кислотные — также имеют свои ограничения. К фильтрационным свойствам тампонажного раствора относятся: 1) водоудерживающая способность; 2) водоотделение; 3) водоотдача. Активное движение бурового и цементного растворов называется размыванием, которое происходит из-за наличия свободной воды и высокой гидрофильности твердой фазы. Свойства тампонажного раствора должны обеспечивать его устойчивость к расслоению. Для предотвращения размывания цементного раствора промывочной жидкостью применяются буферные жидкости. Перед созданием устойчивого канала между продуктивным горизонтом и резервуарами используются буферные растворы, которые служат промежуточной жидкостью между буровым и тампонажным растворами во время цементирования. Буферные жидкости обладают высокой физико-химической активностью и предотвращают смешивание, а также очищают стенки скважины. Обязательно должна соблюдаться иерархия между буровым раствором, очищающим и

продавочным буффером, и цементным раствором для успешной продавки. Технология цементирования скважин с высокой поглощаемостью требует создания высокого давления, тогда как для слабо поглощающих скважин важно соотношение расхода жидкости при закачивании цементного раствора к количеству поглощаемой жидкости. Цементирование сверхглубоких скважин происходит в условиях высоких температурах и значительных пластовых давлениях. При продавливании цементного раствора необходимо уделить особое внимание контролю за давлением в затрубном пространстве, регулируя его величину в необходимых пределах. [1].

Тампонажные составы используемые для зон с наличием ММП зачастую закладываются на основе портландцемента или же ПЦТ-I-G-CC-1 (без добавочный). В качестве добавок используют гипс, поскольку он обладает низкой теплопроводностью, но негативно влияет на другие характеристики цемента. Поэтому необходимо тщательно подходить к прочностным и фильтрационным изменениям, а также времени загустевания.

Классический состав гипсоцемента: гипс, портландцемент и пуццоланы (отходы термического производства, кремнеземы). ПЦТ обеспечивает высокие показатели конечной прочности, гипс необходим для быстрого набора ранней прочности в условиях отрицательных температур. Добавление гипса значительно изменяет структуру цементного камня и уменьшает его конечную прочность. [2].

Для повышения прочностных свойств используемого гипсоцементного состава, необходимо в первую очередь применить добавки повышающие набор прочности. В качестве актуального варианта стоит остановиться на SMA или использовать микрокремнезём.

Химический наполнитель SMA, применяемый в качестве технологической добавки в цементные растворы. Используется с целью ускорения набора прочности цементного камня и сокращения сроков загустевания. Придает цементному раствору гелеобразную структуру, уменьшающую водоотделение, стабилизирует дисперсную фазу и повышает седиментационную устойчивость. Совместим со всеми классами цементов и другими наполнителями. [3].

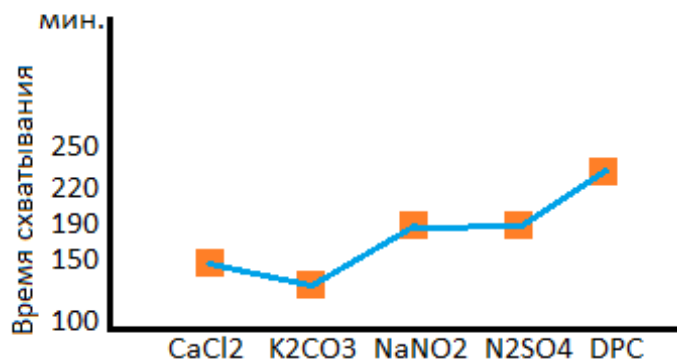


Рисунок 1 – Влияние добавок на время схватывания цементного раствора

Регулировать время загустевания, сроки схватывания (рис. 1), фильтрацию, пенность можно другими добавками исходя из технической необходимости, как пример замедлитель сроков схватывания для ГВВС-18 – это цитрат натрия или же может подойти НТФ в зависимости от предполагаемого объекта цементирования и рекомендуемой к использованию рецептуры. При наличии излишней пенности суспензии, можно использовать пеногаситель. Любые добавки, подлежащие использованию стоит рассматривать, как повышающие и понижающие компоненты общей системы. Их применение, в разумных пропорциях, позволяет подобрать действенный состав тампонажной смеси.

ЛИТЕРАТУРА

1. Петров, М. С. Свойства тампонажных растворов, их виды и функции / М. С. Петров. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2023. — № 26 (473). — С. 18-20. — URL: <https://moluch.ru/archive/473/104524/> (дата обращения: 11.03.2025).
2. Тампонажные смеси и добавки для крепления участков скважин в условиях ММП Анализ составов. УДК 622.24 <https://magazine.neftegaz.ru/articles/promyslovaya-khimiya/791598-tamponazhnye-smesi-i-dobavki-dlya-krepleniya-uchastkov-skvazhin-v-usloviyakh-mmp-analiz-sostavov/>
3. <https://onrg.ru/ru/product/details/reagents-for-cementing/5bcd5b4884980100154e804a?ysclid=m84s2tkfmk96075878>

МОДЕРНИЗАЦИЯ ЗАБОЙНОЙ ТЕЛЕСИСТЕМЫ ДЛЯ ВЫСОКОСКОРОСТНОЙ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ

А.В. Липатов, А.Ю. Андросов

ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара, Россия

lipatovalexander@mail.ru, andrey.androsov.98@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются современные технологии измерения во время бурения (MWD) и каротажа (LWD) скважин, а также методы передачи данных с использованием гидравлических каналов связи. Упоминается о проблемах традиционной импульсной телеметрии, скорости передачи данных и необходимости модернизации забойной телесистемы. Особое внимание уделяется сравнению технологий вращающегося и осциллирующего клапанов в пульсаторах гидравлических телесистем. Предлагается использование осциллирующего клапана для высокоскоростной передачи данных, благодаря его способности мгновенно изменять частоту без задержек. Также рассматриваются вызовы, связанные с шумами в канале бурового раствора, и необходимость адаптивного алгоритма для декодирования сигналов, который позволяет учитывать изменения каналов передачи во время бурения. Применение данного алгоритма позволит улучшить надежность и эффективность передачи данных.

Ключевые слова: забойная телесистема; пульсатор; осциллирующий клапан; адаптивный алгоритм декодирования; высокоскоростная передача данных.

Введение

Для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин и точной навигации по пласту существует широкий спектр измерений во время бурения (MWD) и каротажа скважин (LWD). Полученные с их помощью данные используются для точного позиционирования в пространстве и для управления траекторией скважины в пласте. В нефтегазовой области разработано множество технологий, позволяющих передавать эти данные в режиме реального времени со скважины на поверхность: (электромагнитный, кабельный и гидравлический каналы связи).

На текущий момент самой распространенной системой передачи данных MWD и LWD является забойная телесистема с гидравлическим каналом связи, где передача данных на поверхность может производиться путем их кодирования в форме изменений давления в столбе бурового раствора с последующим декодированием на поверхности (Рис.1).

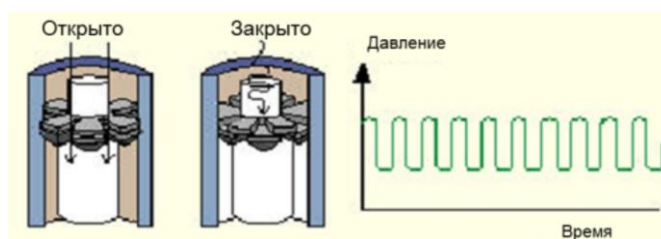


Рисунок 1 – Принцип работы Т/С с гидравлическим каналом связи

Модернизация забойной телесистемы

В последние годы новые технологии LWD значительно увеличили объем информации, собираемой в скважине. Этот растущий спрос на пропускную способность в режиме реального времени является серьезной проблемой для традиционной импульсной телеметрии бурового раствора, скорость передачи данных которой обычно не превышает 3-6 бит в секунду, в связи с чем модернизация забойной телеметрической системы с гидравлическим каналом связи является актуальной задачей.

Существуют две технологии работы пульсаторов гидравлических телесистем: вращающийся клапан и осциллирующий клапан, которые различны по эффективности их работы.

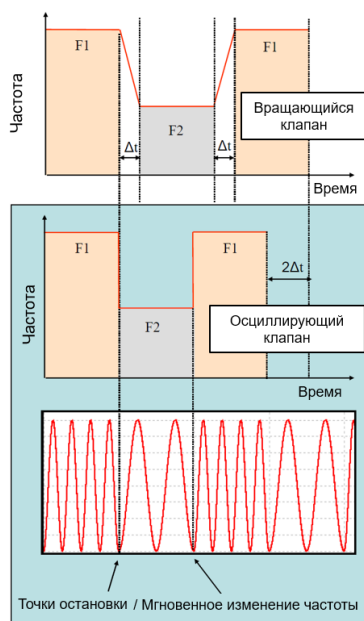


Рисунок 2 – Сравнение скорости работы пульсаторов с вращающимся и осциллирующем клапаном

В случае конструкции вращающегося клапана из-за характера этого движения диск физически должен быть замедлен в случае изменения частоты с $F1$ на $F2$ или ускорен в случае изменения $F2$ на $F1$ (Рис.2). Этот процесс требует определенного времени (Δt), которое недоступно для данных в реальном времени. Как правило, чем выше скорость передачи данных, тем больше потери времени по сравнению с длительностью бита. Технология осциллирующего клапана, использует тот факт, что клапан достигает нулевой скорости при каждом колебании. В этих точках с помощью управляющей электроники частота может меняться мгновенно, не требуя введения временного интервала. Это существенное преимущество по сравнению с вращательной конструкцией, поскольку вся полоса пропускания может быть использована для передачи данных. Поскольку временной интервал для изменения частоты в ротационной схеме не может быть произвольно уменьшен, преимущество колебательной схемы увеличивается с ростом скорости передачи данных. Поэтому для разработки высокоскоростной Т/С предлагается использовать пульсатор с осциллирующим клапаном, принцип действия которого приведён на Рис.3.

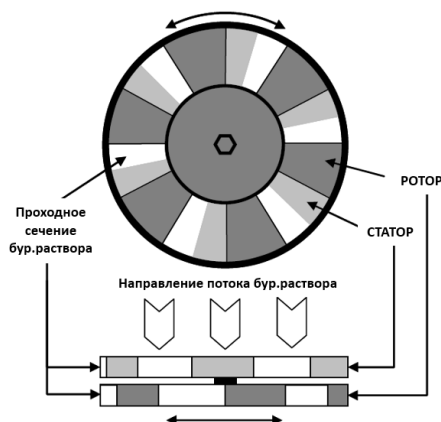


Рисунок 3 – Принцип работы осциллирующего клапана

Однако увеличение частоты генерации пульсатора зачастую приводит к ослаблению и дальнейшему искажению передаваемого сигнала из-за наличия большого количества шумов в канале бурового раствора: работа буровых насосов, компоненты бурильной колонны, свойства бурового раствора, длина и состояние линий манифольда, глубина скважины и другие. Из-за сложности задействованных параметров и их часто меняющихся свойств для надежной высокоскоростной телеметрии требуется система, которая адаптирует свои скважинные и поверхностные настройки в процессе бурения.

В данной работе предлагается использование адаптивного алгоритма при декодировании полученного сигнала с высокоскоростного осциллирующего пульсатора путём проведения непрерывного состояния канала передачи во время бурения.

На Рис. 4 показан алгоритм работы данного алгоритма. Преимуществом осциллирующего пульсатора является то, что он может генерировать сигналы различной формы, используя более сложные схемы возбуждения. Именно эта гибкость позволяет адаптироваться к различным условиям канала и шумовым сценариям. Чтобы узнать, как сигнал изменяется под воздействием канала и шума, импульсный прибор передает специальную обучающую последовательность «опрос канала» (TS).

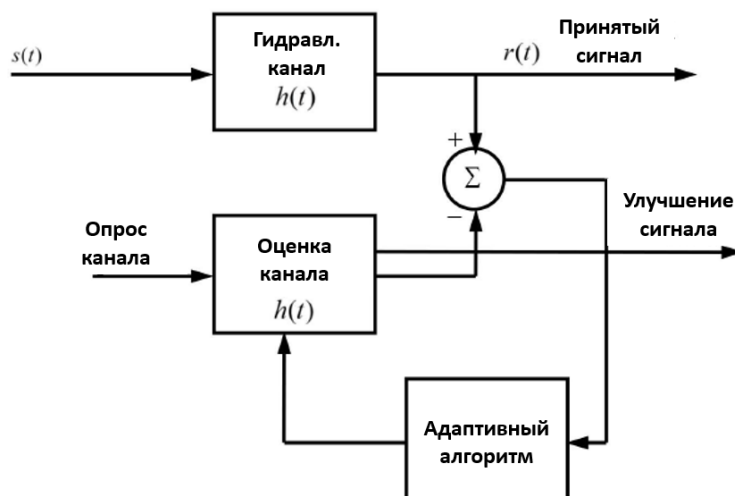


Рисунок 4 – Принцип работы адаптивного алгоритма декодирования

TS соответствует известному шаблону для каждого типа сигнала. и обнаруживается на поверхности. Сравнивая полученный сигнал с ожидаемым шаблоном, система оценивает искажения в канале. Пульсатор посылает сигнал $s(t)$, а на поверхности мы получаем сигнал $r(t)$. Искажения в канале $h(t)$ и шум $n(t)$ делают декодирование практически невозможным без дополнительной обработки сигнала. Сначала алгоритмы удаляют шумовую составляющую. Затем вычисляется оценка канала. Ее обратная величина используется в качестве канального эквалайзера. Он является результатом обработки входящего сигнала после подавления шума, пытаясь восстановить ожидаемый сигнал. Адаптивный фильтр рассчитывается для каждого TS, посылаемого импульсным устройством. Результатом является реконструированный сигнал импульсного датчика, который сопоставим с сигналом $s(t)$, создаваемым скважинным пульсатором.

Предлагаемая модель отличается от стандартных методов снижения уровня шумов тем, что она непрерывно наблюдает за состоянием канала с помощью измерений и при необходимости применяет алгоритмы обработки. Ключевым преимуществом является то, что в сильно меняющихся скважинных условиях практически в любой момент времени доступна самая свежая информация о канале связи, происходит процедура калибровки на основе измерений, которая автоматически обновляет алгоритмы обработки при каждом запуске прокачки и отслеживает последующие изменения в процессе бурения.

На Рис. 5 представлен пример декодирования сигнала с помощью адаптивного алгоритма.

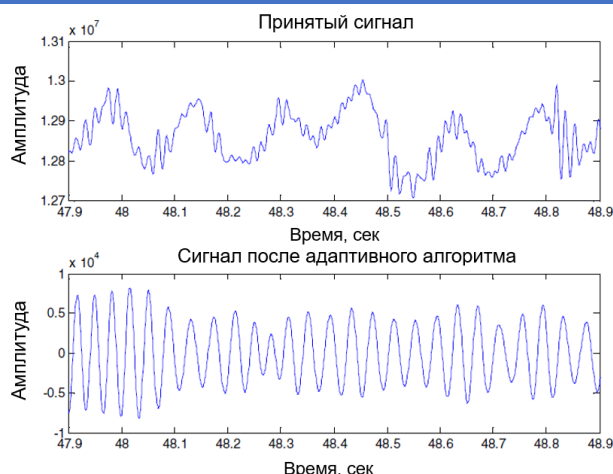


Рисунок 5 – Пример декодирования сигнала с помощью адаптивного алгоритма

Заключение

В рамках исследования было выявлено, что модернизация забойных телесистем с акцентом на осциллирующие клапаны является необходимым шагом для повышения скорости и надежности передачи данных в процессе бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Использование адаптивного алгоритма для декодирования сигналов в условиях изменяющихся скважинных параметров позволит значительно снизить влияние шумов и улучшить качество передачи информации. Такой подход откроет новые горизонты для эффективного мониторинга и контроля за процессами бурения, что, в свою очередь, будет способствовать оптимизации операций в нефтегазовой отрасли и повышению безопасности. Дальнейшие исследования в данной области могут привести к разработке более эффективных алгоритмов и технологий для управления данными в реальном времени.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Pixton, D. and Craig, A. 2014. Drillstring Network 2.0: An Enhanced Drillstring Network Based on 100 Wells of Experience. Presented at the IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, Fort Worth Texas, 4-6 March. SPE-170692-MS.
2. Schnitger, J. and Macpherson, J. 2009. Signal Attenuation for Electromagnetic Telemetry Systems. Presented at the SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands. 17-19 March. SPE-118872-MS.

АНАЛИЗ ПРОВОДКИ СКВАЖИНЫ С РЕГУЛИРУЕМОМ ДАВЛЕНИЕМ НА
ВЕРХНЕТИРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Е.С. Семькин, О.А. Нечаева

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

E-mail: Semikin.egor2014@yandex.ru, nechaevaoo@gmail.com

Аннотация. Исследование посвящено анализу проводки скважины с регулируемым давлением на Верхнетирском месторождении. Приводится принцип работы и пример применения технологии MPD на данном месторождении.

Ключевые слова: бурение с регулируемым давлением, динамическое управление давлением, месторождение, MPD.

При разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородов, нефтегазодобывающие компании встречаются с рядом сложностей, одной из которых является проведение работ в сложных геологических условиях. При проведении работ в данных условиях, необходимы такие методы бурения, которые обеспечивали бы высокую точность и безопасность операций.

Одним из более перспективных направлений обеспечивающих ведение работ в сложных геологических условиях являются динамическое управление давлением. Динамическое управление давлением объединяет в себе множество технологий контроля давления в скважине, однако на территории Российской Федерации наиболее широкое применение нашли Managed Pressure Drilling (MPD), Underbalanced Drilling (UBD) и Mud Cup Drilling (MCD) [2]. Спектр применения технологий чрезвычайно широк и позволяет вести бурение скважин с несовместимыми геологическими условиями с крайне узким «окном» градиента пластового давления, скважин с аномально низкими или высокими пластовыми давлениями, многоствольные и многозабойные скважины, скважин с большим отклонением от вертикали, скважин с высоким содержанием сероводорода.

Применение комплекса бурения с регулируемым давлением рассмотрим на примере Верхнетирского месторождение, расположенного на Северо-Востоке Иркутской области. Целевым пластом на данном месторождении является продуктивные коллекторы АВПД Б1. В процессе бурения скважин на данном месторождении, при вскрытии Осинского горизонта Б1, состоящего из трещиноватого коллектора (доломиты, известняк) зачастую, возникают осложнения в виде поглощения, ГНВП, либо одновременного и поглощения и ГНВП. Дополнительную сложность и опасность при проведении работ сопровождается высокой концентрацией сероводорода, которая, согласно предоставленным проектным данным, может достигать объемной концентрации в пластовой нефти до 5,0%. При этом кольятация интервала поглощения и установка цементных мостов не позволили решить проблему с поглощением и, как следствие с ГНВП, в связи с чем большая часть первых пробуренных скважин на данном месторождении были законсервированы.

После череды неудачно пробуренных скважин, было принято решение о применении комплекса бурения с регулируемым давлением.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Перед началом работ был проведён комплексный анализ результатов бурения ранее пробуренных скважин. В качестве основной стратегии бурения была выбрана технология MPD. За счёт обеспечения герметичности устья и управления забойным давлением с применением технологии MPD появляется возможность снижать плотность бурового раствора даже ниже градиента пластового давления и тем самым создавать так называемые условия статической депрессии. Таким образом, профиль эквивалентной плотности в скважине смещается в безопасную зону между градиентами пластового давления и градиента начала поглощений как показано на рисунке 1.

По графику видно, что плотность используемого бурового раствора была выбрана 1.28 г/см^3 , при этом для поддержания профиля ЭЦП в ожидаемый коридор необходимо прикладывать противодействие 2 атм в циркуляции и 55 атм без циркуляции соответственно.

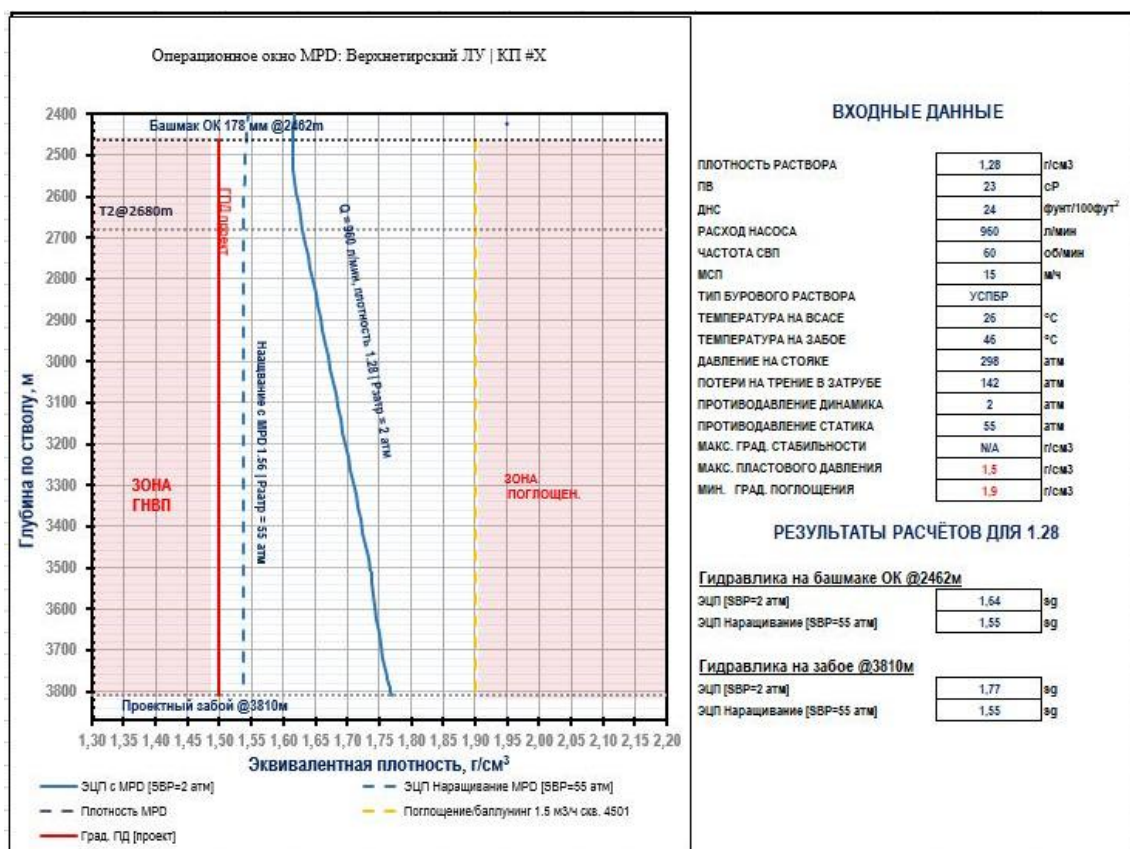


Рис. 1. Операционное окно безопасных давлений для различных технологий MPD

Бурение в интервале 2463-3900 м проходило на следующих режимах: $Q_{\text{вх}}=16$ л/с, $Q_{\text{вых}}=15.9$ л/с, $P_{\text{тр}}=180-265$ атм, $P_{\text{затр бур}}=2-3$ атм, $P_{\text{затр нар}}=47-55$ атм, $N=0-80$ об/мин, $M=5-22$ кН*м, $W=5-18$ т, $V_{\text{мех.}}=11-30$ м/ч. В процессе бурения на наращиваниях производилось ступенчатые стравливания давления с 55 атм до 47 атм. При выходе забойных пачек отмечен рост газопоказаний до 6%, H_2S до 4 мг/м^3 , расчетный градиент ПД = 1.51 г/см^3 . По достижению финального забоя 3900 м, произвели один цикл промывки до выравнивания параметров бурового раствора,

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

далее был произведен тест по определению пластового давления, методом поэтапного стравливания через ЦА 320, Рзт нач - 51 атм, Рзт конеч - 51 атм, объём стравливания - 0.4 м³. Расчетный ГПД при плотности БР в скважине 1.28 г/см³ составил 1.55 г/см³.

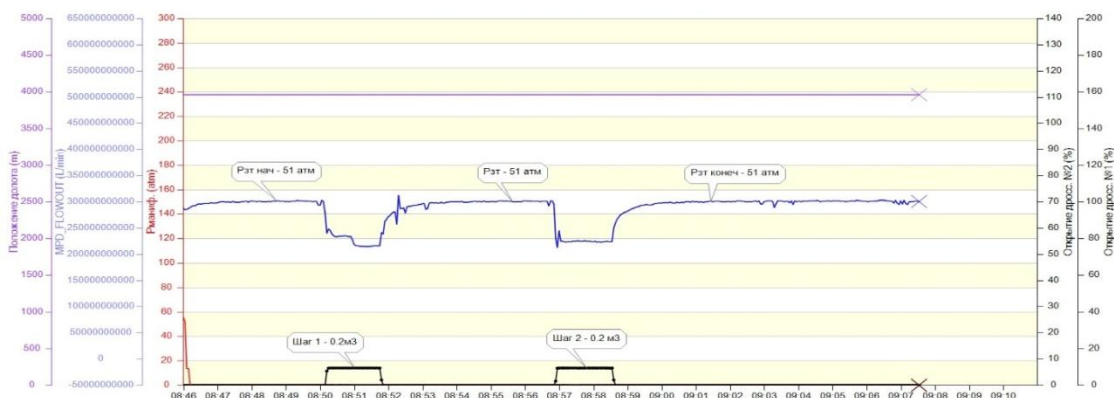


Рис.2 - Стравливание скважины на финальном забое

После теста на определения ГПД приступили к промывке и утяжелению бурового раствора по циклу до плотности 1,40 кг/м³. После утяжеления произвели промывку до нормализации параметров бурового раствора. Далее приступили к подъёму КНБК в интервале 3900 – 2000 м согласно рекомендациям БРД.(Рис.3)

Интервал, м		Скорость движения СВП - Vспо				Рзатр в движ	Рзатр без движ	Min ЭСП в движ	Max ЭСП без движ	Статус
от	до	м/с	м/мин	м/ч	мин/свеча	атм		г/см³		
3900	3600	0,13	7,8	468	3,5	75	75	1,58	1,73	С ПУУ РУГ
3600	3000	0,15	9	540	3,0	75	75	1,58	1,73	С ПУУ РУГ
3000	2552	0,22	13,2	792	2,0	75	75	1,58	1,73	С ПУУ РУГ
2552	2000	0,3	18	1080	1,5	75	75	1,58	1,73	С ПУУ РУГ

Рис. 3 - Карта оптимальных скоростей подъёма КНБК в инт. 3900 – 2000 м

На глубине 2000 м произвели замещение скважины на БР плотностью 1.70 г/см³, согласно карте перевода. После перевода скважины на раствор плотностью 1,70г/см³ продолжили подъем КНБК с противодавлением и доливом УБР 1,70г/см³. (Рис.4)

Интервал, м		Скорость движения СВП - Vспо				Рзатр в движ	Рзатр без движ	Min ЭСП в движ	Max ЭСП без движ	Статус
от	до	м/с	м/мин	м/ч	мин/свеча	атм		г/см³		
2000	1590	0,5	30	1800	0,9	25	25	1,58	1,76	С ПУУ РУГ
1590	1273	0,1	6	360	4,5	0	0	1,58	1,68	С ПУУ РУГ
1273	1000	0,5	30	1800	0,9	20	20	1,58	1,75	С ПУУ РУГ
1000	387	0,5	30	1800	0,9	15	15	1,58	1,73	С ПУУ РУГ
387	0	0,5	30	1800	0,9	0	0	1,65	1,68	Без ПУУ РУГ

Рис. 4 - Карта оптимальных скоростей подъёма КНБК в инт. 3000 – 387 м

На глубине 387 м провели тест на избыточное давление и тест на перелив. Избыточное давление и перелив отсутствуют. После чего произвели демонтаж подшипнико-уплотнительного узла (ПУУ), монтаж циркуляционной воронки и произвели подъем и разборку КНБК с атмосферным доливом.

Далее был произведен рейс *геофизического исследования скважины (ГИС)*. Сборка и спуск приборов проводились согласно плану работ на проведение *ГИС*.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Провели спуск КНБК (ГИС) до глубины 2000м, скорость СПО $\leq 0.5\text{м/с}$, ЭСП_{расч} = 1.82 г/см³. Во время спуска долив в трубное пространство осуществлялся буровым раствором плотностью 1.40 г/см³. На глубине 2000 м была демонтирована циркуляционная воронка и смонтирован ПУУ РУГ. Далее спустили приборы до гл. 2100 м с противодавлением 5 атм. На данной глубине провели перевод скважины на буровой раствор плотностью 1.40 г/см³. После перевода скважины произвели спуск приборов ГИС с противодавлением 45 атм, ЭСП_{стат} = 1.60 г/см³.

Интервал, м		Скорость движения СВП - Vспо				Рзатр в движ	Рзатр без движ	Min ЭСП без движ	Max ЭСП в движ	Статус
от	до	м/с	м/мин	м/ч	мин/свеча	атм		г/см ³		
2000	2553	0,5	30	1800	0,9	45	45	1,60	1,83	С ПУУ РУГ
2553	3900	0,3	18	1080	1,5	45	45	1,60	1,86	С ПУУ РУГ

Рис.5 - Карта оптимальных скоростей спуска приборов ГИС

На забое произвели промывку и приступили к подъему с записью ГИС с противодавлением 75 атм с доливом буровыми насосами.

Интервал, м		Скорость движения СВП - Vспо				Рзатр в движ	Рзатр без движ	Min ЭСП в движ	Max ЭСП без движ	Статус
от	до	м/с	м/мин	м/ч	мин/свеча	атм		г/см ³		
3900	3000	0,1	6	360	4,5	75	75	1,58	1,73	С ПУУ РУГ
3000	2552	0,22	13,2	792	2,0	75	75	1,58	1,73	С ПУУ РУГ
2552	2350	0,3	18	1080	1,5	75	75	1,58	1,73	С ПУУ РУГ
2350	2000	0.35	21	1260	1.3	75	75	1.58	1.73	С ПУУ РУГ

Рис.6 - Карта оптимальных скоростей подъема приборов ГИС в инт. 3900 – 2000 м.

На глубине 2000 м произвели замещение скважины на буровой раствор 1,70 г/см³. Тест на избыточное давление и перелив. Избыточное давление отсутствует, перелива нет. После перевода скважины на раствор плотностью 1,70г/см³ продолжили подъем КНБК с противодавлением и доливом УБР 1,70г/см³.

Интервал, м		Скорость движения СВП - Vспо				Рзатр в движ	Рзатр без движ	Min ЭСП в движ	Max ЭСП без движ	Статус
от	до	м/с	м/мин	м/ч	мин/свеча	атм		г/см³		
2000	1590	0,5	30	1800	0,9	25	25	1,58	1,76	С ПУУ РУГ
1590	1273	0,1	6	360	4,5	0	0	1,58	1,68	С ПУУ РУГ
1273	1000	0,5	30	1800	0,9	20	20	1,58	1,75	С ПУУ РУГ
1000	387	0,5	30	1800	0,9	15	15	1,58	1,73	С ПУУ РУГ
387	0	0,5	30	1800	0,9	0	0	1,65	1,68	Без ПУУ РУГ

Рис.7 - Карта оптимальных скоростей подъема приборов ГИС в инт. 2000 – 387 м.

На глубине 387 м провели тест на избыточное давление и тест на перелив. Избыточное давление и перелив отсутствуют. После чего произвели демонтаж подшипнико-уплотнительного узла (ПУУ), монтаж циркуляционной воронки и произвели подъем и разборку КНБК с атмосферным доливом.

Далее после рейса ГИС приступили к сборке и спуску обсадной колонны (ОК) - 114 мм. Сборка и спуск ОК - 114 мм до гл. 2150 м проводилась без ПУУ РУГ. После спуска ОК-114 мм до гл. 2150 м произвели демонтаж устевой воронки и монтаж ПУУ РУГ. Далее произвели перевод скважины на буровой раствор плотностью 1.40 г/см³. После перевода скважины на раствор 1.40 г/см³ произвели набор расчетного противодавления в 45 атм и продолжили спуск ОК-114 мм до башмака ОК-178 мм. В башмаке ОК-178 мм произвели промывку, режим: Q_{вх} = 480 л/мин, Р_{тр} = 55 – 75 атм, Р_{зтр} = 10 – 5 атм. После завершения промывки для спуска

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ОК-114 мм в открытом стволе с минимальной репрессией, провели тест объемного стравливания давления. После стравливания 400 л получили значение $R_{изб} = 42$ атм. Принято решение продолжить спуск с расчетным противодавлением 45 атм.

Интервал, м		Скорость движения СВП - Вспо				Рзатр в движ	Рзатр без движ	Мін ЭСП без движ	Мак ЭСП в движ	Статус
от	до	м/с	м/мин	м/ч	мин/свеча	атм		г/см ³		
2180	2553	0,5	30	1800	0,9	45	45	1,60	1,82	С ПУУ РУГ
2553	3848	0,2	12	720	2,3	45	45	1,60	1,82	С ПУУ РУГ

Рис.8 - Карта оптимальных скоростей спуска ОК – 114 мм.

После спуска ОК - 114 мм до проектной глубины приступили к промывке с режимом: $Q_{вх} = 480-840$ л/мин, $R_{тр} = 140-120$ атм, $R_{зтр} = 15-7$ атм, $ЭЦП = 1.76-1.82$ г/см³. Отмечен выход забойной пачки с ГП до 8%. После вымыва пачки и выравнивания параметров БР приступили к закачке технологических жидкостей согласно плана на заканчивание и активации подвески хвостовика. После активации провели опрессовку подвески, результат – герметично.

Исходя из результатов описанного анализа можно сказать, что благодаря применению комплекса бурения с регулируемым давлением было успешно завершено строительство скважины в сложно - геологических условиях на Верхнетирском месторождении. Технология MPD хорошо зарекомендовала себя на данном месторождении. С ее помощью было пробурено свыше десяти скважин на данном месторождении.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абакар Алзубаир Ахмед Башир: Технология бурения с контролем давления как метод борьбы с осложнениями и авариями в процессе бурения // Научный журнал «Молодой ученый». – 2024. – № 19 – С. 396-398.;
2. Д.С. Криволапов, Т.Б. Сорока, А.М. Поляруш, В.Ю. Никитенко, А.В. Аверкин, В.Н. Вислогузов: Применение технологий динамического управления давлением для успешного строительства «небуримой» скважины на Северо-Даниловском месторождении. // Научно-технический журнал «ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти». – 2024. – №9.1 – С.117-126.;
3. Д. Криволапов, Т.Сорока, А. Поляруш, Д. Лобастов, В. Балалаев, А. Валисевич П. Иванов, А.Поздняков, Д. Смолев, Д.Франков: Успешное применение технологии бурения и цементирования с управляемым давлением в условиях трещиноватых карбонатов на разведочной скважине Прохоровского м-я. // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 2018.;

А.Г. Бочкарев

СамГТУ, г. Самара, Россия

e-mail: bag.67@mail.ru

Аннотация. При производстве работ по строительству скважин одним из самых важных процессов является такая технологическая операция, как бурение. По мере того, как развивается история нефтегазовой промышленности простых и легкодоступных скважин становится все меньше и с каждым годом сложность бурения скважин возрастает. Одним из факторов, усложняющих проходку скважины, является сближенные значения пластового давления, давления поглощения и давления разрыва. Преодоление интервалов с данными условиями возможно при бурении с управляемым давлением или MPD (Managed Pressure Drilling).

Ключевые слова: бурение скважин, борьба с осложнениями, осложнения, поглощения, нефтегазоводопроявления, бурение с управляемым давлением, регулирование давление, MPD, Managed Pressure Drilling.

Введение

На сегодняшний день наблюдается ярко выраженная тенденция по увеличению сложности бурения нефтяных и газовых скважин, в связи с тем, что наиболее доступные залежи углеводородов в большинстве своем уже разработаны. Повышение труднодоступности залежей углеводородов ведет к закономерному увеличению экономического фактора и необходимости разработки более современных технологий для достижения целей бурения. Одной из таких технологий можно обозначить бурение с управляемым давлением.

MPD представляет собой настраиваемый процесс, позволяющий осуществлять точный контроль давления в затрубном пространстве по всему интервалу бурения скважины. Данный подход позволяет снизить риски при бурении, повысить его эффективность, а также бурить ранее не подлежащие разбуриванию скважины.

Основная часть

Одним из самых главных факторов, влияющим на сроки бурения нефтяных и газовых скважины и экономическую эффективность их проводки являются осложнения, в том числе одни из самых распространенных – поглощение промывочной жидкости и нефтегазоводопроявление. Предупреждение данных осложнений на сегодняшний день является одной из приоритетных задач. Корневой причиной указанных осложнений является превышение давления бурового раствора над пластовым давлением в случае поглощения и обратной закономерности в случае нефтегазоводопроявления.

Примеры подобных ситуаций:

- изменение уровня столба жидкости, и как следствие давления, в результате проведения технологических операций в процессе бурения скважин, а именно проведение спускоподъемных операций, «простаивание» ствола скважины и т.д.;

- снижение плотности промывочной жидкости, в результате поступления в скважину пластового флюида, в том числе насыщенного газом;
- снижение давления столба жидкости в скважине, в результате поступления бурового раствора в пласт при 100% поглощении;
- вскрытие продуктивного пласта на депрессии или равновесии;
- несоответствие фактических значений давлений (пластового, поглощений, гидроразрыва) и плановых значений, указанным в проектной документации на бурение скважин.

На сегодняшний день преобладают традиционные методы предупреждения осложнений в процессе бурения скважин. Например, изменения физико-химических свойств бурового раствора в зависимости от поставленных целей и условий конкретной скважины; разобщение пластов, в которых ожидаются несовместимые условия бурения, обсадными колоннами и т.д. Данные способы доказали свою высокую эффективность и результативность, однако в условиях современных «сложных» скважин, нельзя не заметить и их недостатки, в числе которых значительные материальные затраты и отсутствие оперативности. В приведенном выше примере по изменению физико-химических свойств бурового раствора требуется значительное время и трудозатраты. К тому же, не всегда этим способом возможно предупредить осложнение.

Использование технологии бурения с управляемым давлением (MPD) позволяет существенно снизить риски потери контроля над скважиной в процессе бурения и связанные с этим производные риски. В то же время, этот способ является более экономически выгодным по сравнению с «классическими» методами борьбы с осложнениями.

Назначение технологии бурения с управляемым давлением (MPD):

- Позволяет осуществлять бурение скважин с аномально низким пластовым давлением (АНПД), где возникают катастрофические поглощения бурового раствора;
- Позволяет увеличить показатели проходки на долото, механическую скорость бурения (вследствие уменьшения плотности бурового раствора, улучшение охлаждения долота);
- Позволяет повысить коэффициент извлечения нефти (КИН) и приток флюида в скважину после окончания бурения (вследствие уменьшения загрязнения призабойной зоны продуктивного пласта).

Данная технология позволяет облегчить процесс бурения скважины, в которых значения пластового давления, давления поглощения и давление гидроразрыва сближены.

В данных условиях незначительное изменение показателя плотности бурового раствора способно привести либо к возникновению поглощения (в случаях, когда давление столба жидкости в скважине выше давления в пласте), либо к нефтегазоводопроявлению (в случаях, когда давление столба жидкости в скважине ниже давления в пласте). К похожим случаям, также может относиться бурение скважин с малоизученной геологией. В таких случаях, в первую очередь используют самый простой и проверенный метод по изменению физико-химическим свойств бурового раствора (увеличение или уменьшение плотности) для достижения равновесия внутреннего и внешнего давлений. Но, как и было отображено ранее, для этого требуется значительное время, которого может быть недостаточно для своевременного реагирования. Тогда приходится уже проводить технологические

операции, уже направленные на ликвидацию осложнений, что увеличивает риски допущения аварий.

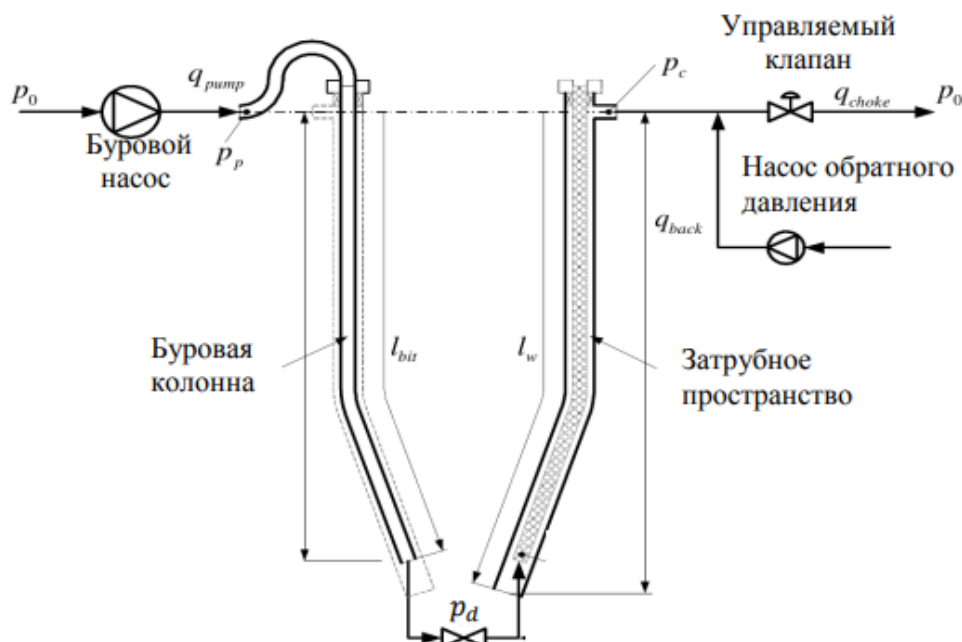


Рис. 1 – Схема обвязки буровой установки при использовании технологии бурения с управляемым давлением (МРД): p_0 – давление атмосферное, p_p – давление на буровом насосе, p_d – давление на забое, p_c – давление на управляемом клапане; q_{pump} – расход на буровом насосе, q_{back} – расход на насосе обратного давления, q_{choke} – расход на управляемом клапане

МРД дает возможность быстрее реагировать на изменение условий бурения и своевременно принимать необходимые меры для предотвращения поглощений и нефтегазоводопроявлений за счет контроля давления столба промывочной жидкости. Схема технологии МРД отображена на рис. 1.

Принцип использования данной технологии следующий. Под давлением буровой раствор поступает в скважине через буровую колонну с последующим выносом пробуренной породы на поверхность. На выходе бурового раствора на устье, как раз и производится регулировка давления, в необходимых рамках для безопасного бурения скважины, чтобы исключить возможные проявления и поглощения. Это обеспечивается оборудованием, находящимся на выходе бурового раствора из скважины, а именно насосом обратного давления и управляемым клапаном, которые позволяют оперативно реагировать на изменяющуюся обстановку в процессе бурения скважины.

В систему МРД входит следующее оборудование:

1. Вращающийся превентор, обязательное вспомогательное буровое оборудование, которое герметизирует устье скважины при вращении и расхаживании буровой колонны и повышенном давлении в скважине;
2. Роторный устьевой герметизатор, представляет собой устройство пассивного уплотнения, обеспечивающий безопасный отвод выходящих из

скважины бурового раствора и шлама к наземной системе сепарации во время бурения с управляемым давлением;

3. Манифольд;
4. Блок управления давлением (в составе которого находится управляемый клапан и кориолисов расходомер (прибор, использующий эффект Кориолиса для измерения массового расхода жидкостей, газа. Принцип действия основан на изменениях фаз механических колебаний U-образных трубок, по которым движется среда));
5. Датчик забойного давления и обратный клапан, которые включают в состав компоновки низа бурильной колонны (КНБК);
6. Система автоматического управления.

Среди основных преимуществ бурения под контролем давления можно назвать следующие:

1. Уменьшение скачков давления, влияющих на ствол скважины;
2. Отсутствие газопроявлений при наращивании инструмента;
3. Упрощение прохождения зон переменного давления;
4. Упрощение конструкции скважины;
5. Увеличение скорости проходки;
6. Уменьшение загрязнения призабойной зоны продуктивного пласта;
7. Сокращение сроков строительства скважин.

Заключение

При бурении скважин одной из ключевых проблем, влияющей на экономию и эффективность строительства, являются осложнения, а именно поглощения или нефтегазоводопроявления. Одной из причин, допускающих данные осложнения – это не соответствие давления столба жидкости в скважине пластовому давлению.

С помощью технологии MPD возможно более точно контролировать давление в скважине и избежать превышения (или снижение) давления в скважине над давлением пластов. Это позволит существенно снизить возникновение осложнений при строительстве скважин. Благодаря этому снизятся сроки строительства скважин на месторождениях, которым свойственно осложнения и снизятся затраты на их строительство.

ЛИТЕРАТУРА

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». /А. Г. Вахромеев и др.//Бурение и нефть, 2013;
2. Бакиров Д. Л. и др. Депрессионная технология: проблемы, решения, эффективность// Инновационные решения в строительстве скважин. Тезисы Всероссийской научно-технической конференции. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011;
3. Рябчук, В. А. Анализ применения технологии бурения с управляемым давлением на забое при проводке ствола скважины в карбонатных отложениях / В. А. Рябчук, Ю. П. Сердобинцев, В. А. Шмелев, Н. Н. Кривошеева. — Текст: непосредственный // Молодой ученый. — 2019. — № 22 (260);
Технология бурения с управлением забойным давлением в системе «скважина-пласт». Учебное пособие: Эдуард Бабаян

4. Donald G. Reitsma, Yawan Couturier «New choke controller for Managed Pressure Drilling»/ Proceedings of the 2012 IFAC Workshop on Automatic Control in Offshore Oil and Gas Production;
5. Don M. Hannegan «Managed Pressure Drilling» / SPE 2006 -2007 Distinguished Lecturer Series;
6. Philip Frink «Managed Pressure Drilling - what's in a name» / IADC Drilling Contractor, March/April 2006.

УДК 622.24.05

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРО-ГИДРОУДАРНОГО БУРЕНИЯ В ГОРНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

А.М. Алиев, Р.А. Хасаев, Д.Р. Камаев

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: aslan.aliev23@mail.ru, khasaev.ra@samgtu.ru, kamaev.dr@samgtu.ru

Аннотация. В современных условиях развития нефтегазовой отрасли актуальной задачей остается повышение эффективности бурения скважин, снижение затрат и минимизация негативного воздействия на пласт. Одним из перспективных направлений является электро-гидроударное бурение, сочетающее электрические и гидравлические методы воздействия на породу. Цель статьи – представить перспективы применения электро-гидроударного бурения в нефтегазовой отрасли, обозначить его преимущества и потенциал внедрения. В работе рассмотрен принцип действия данной технологии, приведены ее технические особенности, проанализированы ключевые перспективы развития и конкурентные преимущества перед традиционными методами бурения. Статья может представлять интерес для специалистов в области бурения и разработки месторождений, так как позволяет оценить эффективность инновационного подхода и возможные направления его дальнейшего совершенствования.

Ключевые слова: бурение, электро-гидроударное бурение, бурение скважин, горная промышленность, шлангокабель, горная порода.

В 2025 году насчитывается более 40 различных способов разрушения горных пород, применяемых в горнодобывающей и нефтегазовой промышленности. Однако традиционные методы, основанные на механическом воздействии, практически достигли предела своих технических возможностей. Дальнейшее увеличение эффективности бурения с использованием классических технологий сопровождается ростом затрат, снижением эксплуатационного ресурса оборудования и увеличением энергопотребления [1]. В связи с этим перед мировым сообществом встала задача разработки новых, более эффективных методов разрушения горных пород, способных повысить производительность и снизить эксплуатационные издержки. Одним из таких перспективных направлений является электро-гидроударное

бурение – инновационная технология, объединяющая электрические и гидравлические методы воздействия на породу.

На момент 2025 года электро-гидроударное бурение приобретает все большую актуальность в горной промышленности благодаря своей способности значительно снижать нагрузки на буровой инструмент, увеличивать скорость проходки скважин и повышать энергоэффективность бурового процесса. Развитие данной технологии открывает новые возможности для добывающих компаний, позволяя решать задачи, которые ранее требовали значительных затрат или были технически неосуществимы [2]. Электро-гидроударное бурение представляет собой перспективную технологию разрушения горных пород, основанную на использовании высоковольтных электрических разрядов. Данный метод особенно актуален при бурении скважин значительной глубины и в условиях высокопрочных пород, где традиционные механические способы теряют эффективность.

В настоящее время одной из наиболее известных конструкций, реализующих данный принцип, является буровая установка Дудушева. Однако её применение сопряжено с рядом технических ограничений, среди которых высокая коррозионная активность электродов при использовании синусоидального импульса, ограниченность мощности и частоты разрядов, необходимость в сложных системах охлаждения и управления, а также риск коротких замыканий, обусловленный применением кабелей малого сечения [3]. Для повышения эффективности и надёжности электро-гидроударного бурения предлагается внедрение следующих решений:

1. Использование генератора Маркса, формирующего импульсы напряжения пикообразной формы, что снижает коррозионную активность электродов и повышает энергетическую эффективность разряда.

2. Применение распределителя, обеспечивающего автоматизированное управление электропитанием и защиту оборудования от перегрузок.

3. Разработка бурового инструмента с корпусом из легко разбурываемых материалов, таких как чугун или алюминий, что облегчает утилизацию оборудования в случае необходимости.

4. Отказ от извлечения устройства после завершения бурения, что позволяет снизить эксплуатационные расходы и упростить технологический процесс.

Предлагаемое мною настоящей статьи устройство представляет собой технологически усовершенствованную систему электро-гидроударного бурения, основанную на высоковольтных электрических разрядах. Оно разработано для эффективного разрушения твердых горных пород, особенно при бурении глубоких скважин, где традиционные механические методы теряют свою эффективность. Ключевой особенностью системы является использование генерации пикообразных импульсов напряжения, что значительно увеличивает эффективность разрушения породы при сниженных энергозатратах. Кроме того, конструкция устройства включает разбурываемые материалы корпуса, позволяя оставлять систему в скважине после завершения работы, что сокращает эксплуатационные расходы. Устройство обладает рядом технических преимуществ, включая автоматизированное управление питанием, интеллектуальную систему контроля электродов и использование оптимизированных кабельных соединений для минимизации потерь энергии.

Разработанное устройство обладает уникальной возможностью управления процессом бурения за счёт системы селективного отключения электродов, что

позволяет изменять направление бурения в реальном времени. Применение круглого шлангокабеля гарантирует надежную передачу энергии и управляющих сигналов, снижая потери и повышая общую эффективность работы. Благодаря использованию корпуса из разбуриваемых материалов, устройство отличается высокой надёжностью, длительным сроком службы и снижением эксплуатационных затрат, поскольку отпадает необходимость его извлечения после завершения бурения [4]. Экспериментальные исследования подтвердили эффективность данной технологии, что делает её перспективной для промышленного бурения на значительных глубинах.

Важно подчеркнуть, что в настоящее время значительная часть нефти в России добывается из мало- и среднедебитных скважин, чей срок эксплуатации составляет 15–30 лет [5]. По сравнению с высокодебитными скважинами, их эксплуатация сопровождается рядом сложностей:

1. Высокообводненная нефть с высокой концентрацией солей приводит к интенсивному отложению солей на погружном оборудовании и внутренних стенках насосно-компрессорных труб (НКТ).

2. Низкий КПД установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), производительностью 15–30 м³/сут, вызывает повышенное тепловыделение, что способствует дополнительному образованию солевых отложений.

3. Низкая скорость подъёма жидкости провоцирует интенсивное накопление парафинов и гидратов на стенках НКТ, что снижает пропускную способность труб.

Эти факторы приводят к частым отказам УЭЦН и необходимости регулярного подъёма оборудования, что увеличивает затраты на капитальный ремонт скважин. Снижение расходов на эти операции может существенно повысить рентабельность добычи [6]. Как итог, одним из наиболее перспективных решений для оптимизации работы таких скважин является применение шлангокабелей, которые позволяют сократить затраты на обслуживание, повысить долговечность оборудования и снизить риск выхода его из строя.

Итак, по результату выполнения работа следует отметить, что электрогидроударное бурение представляет собой инновационный метод разрушения горных пород, отличающийся высокой эффективностью и экономичностью по сравнению с традиционными механическими способами. Основные перспективы и преимущества технологии, которые выделяются мною настоящей статьи, включают:

1. Высокая производительность – применение пикообразных импульсов напряжения позволяет более эффективно разрушать породу, снижая энергетические затраты.

2. Расширенные возможности бурения – метод особенно эффективен при работе с твердыми и абразивными породами, где традиционные буровые технологии теряют эффективность.

3. Снижение эксплуатационных расходов – благодаря использованию разбуриваемых материалов, отпадает необходимость извлечения оборудования после завершения бурения.

4. Экологическая безопасность – технология исключает необходимость использования бурового раствора с химическими добавками, снижая негативное воздействие на окружающую среду.

5. Управляемость процесса – возможность селективного отключения электродов позволяет изменять направление бурения, что особенно важно при создании сложных инженерных конструкций.

6. Увеличение глубины бурения – управление с поверхности при напряжении 220В и генерация высокого напряжения непосредственно на забое позволяет минимизировать потери энергии в проводах и устранить риск перегрева.

Данные факторы и возможности делают электро-гидроударное бурение перспективным направлением в горнодобывающей отрасли, обеспечивая более эффективное и рентабельное освоение минеральных ресурсов. Итак, в настоящей статье рассмотрены перспективы электро-гидроударного бурения как инновационной технологии разрушения горных пород. Мною установлено, что электро-гидроударное бурение является перспективным направлением, способным заменить традиционные механические методы при бурении твердых пород. Определено, что использование шлангокабеля обеспечивает надежность и долговечность системы электропитания, что особенно важно в условиях сложных буровых работ, а применение разбуриваемых материалов снижает эксплуатационные затраты, делая процесс более экономичным. В заключение следует отметить, что электро-гидроударное бурение открывает новые перспективы в горной промышленности, позволяя значительно повысить производительность и снизить затраты при освоении сложных месторождений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вахов В.Ф. Развитие научно-технологических основ электроимпульсного бурения и резания горных пород - тема диссертации и автореферата по ВАК РФ 05.14.12, кандидат наук Вахов, Владислав Фёдорович.
2. Саруев Лев Алексеевич, Шадрин Анастасия Викторовна, Саруев Алексей Львович, Васенин Сергей Сергеевич, Пахарев Александр Владимирович Перспективы развития технологии и техники горизонтально-направленного бурения пилотных скважин для бестраншейной прокладки трубопроводов // Известия ТПУ. 2019. №4. С. 89-97.
3. Потокин А. С., Хи М., Ильин Д. В., Усов А. Ф. Способы энергетической оптимизации процесса генерирования высоковольтных импульсов для электроимпульсного бурения скважин // Труды Кольского научного центра РАН. 2017. №15 (8). С. 93-103.
4. Городилов Леонид Владимирович Об эффективности бурения скважин погружными гидроударными устройствами // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2018. №1. С. 325-332.
5. Шлангокабельная эксплуатация скважин. Электронный ресурс. Режим доступа: https://pskovgeokabel.ru/products/1_44/ (дата обращения 02.03.2025 г.).
6. Рязанов Н. Д. Революционный прорыв в области электроимпульсного бурения скважин и электроимпульсного дробления горных пород // Norwegian Journal of Development of the International Science. 2019. №26-1. С. 61-63.

СУПЕРВАЙЗИНГ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН
ПРИ РАЗДЕЛЬНОМ СЕРВИСЕ

Д.Д. Садыков¹, О.А. Нечаева²

*1 - магистрант кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», 2 – доцент
кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», к.т.н., Самарский
государственный технический университет г. Самара, Россия
e-mail: den.txt@mail.ru; nechaevaoo@gmail.com*

Аннотация. В статье произведено исследование ключевых аспектов супервайзинга строительства скважин при раздельном сервисе. На основе проработки выявлены основные проблемы и предложены рекомендации по их решению. Объектами усовершенствования является модель процесса контроля при строительстве скважины.

Проведен сравнительный анализ затрат денежных средств при бурении скважин при генеральном подряде и при раздельном сервисе, рассмотрены перспективы развития технологического надзора, применения инструмента оптимизации процесса бурения при строительстве скважин.

Ключевые слова: супервайзинг; строительство скважин; генеральный подряд; раздельный сервис; модель процесса контроля; технологический надзор; оптимизация процесса; ствол скважины.

Быстрые темпы роста экономики нашей страны ставят задачу перед работниками нефтяной и газовой промышленности – повышать эффективность бурения и улучшать качество ствола скважины. Одним из важнейших факторов повышения эффективности производственного процесса – это Супервайзинг строительства скважин, который представляет собой ключевой аспект в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений, особенно в условиях раздельного сервиса. [4]

В последние годы наблюдается рост интереса к модели раздельного сервиса, которая предполагает привлечение сторонних узкоспециализированных компаний для выполнения отдельных этапов работ, таких как бурение, цементаж и завершение скважин. Это требует от супервайзеров высокой квалификации и способности координировать действия различных подрядчиков, обеспечивая при этом соблюдение стандартов безопасности, качества и сроков. [5]

Эффективный супервайзинг в условиях раздельного сервиса не только оптимизирует процессы строительства скважин, но и способствует снижению затрат и повышению общей эффективности проектов. Важно отметить, что успешный Супервайзинг требует глубокого понимания технологий, процессов и специфики работы каждой из задействованных компаний. В данном контексте особое внимание следует уделить вопросам взаимодействия между подрядчиками, управлению рисками и внедрению инновационных технологий, которые могут существенно улучшить результаты работ. [2]

Супервайзинг бурения при строительстве скважин — это важный процесс, который включает в себя контроль и управление работами, связанными с бурением, для обеспечения безопасности, эффективности и соблюдения стандартов качества.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

При этом можно выделить два основных подхода: отдельный сервис и генеральный подряд. [8] Рассмотрим ключевые аспекты каждого из подходов, а также их преимущества и недостатки.

Таблица 1 – Сравнительный анализ ключевых аспектов генерального подряда и отдельного сервиса.

Отдельный сервис	Генеральный подряд
Ключевые аспекты	
Специализация: Каждый подрядчик отвечает за свою часть работы (бурение, геология, логистика и т.д.), что позволяет использовать высококвалифицированные команды.	Единая точка ответственности: Генеральный подрядчик отвечает за весь процесс бурения, включая координацию всех необходимых услуг.
Гибкость: Легче менять подрядчиков по мере необходимости, если возникают проблемы или требуется изменение условий.	Упрощение управления проектом: Заказчику необходимо взаимодействовать только с одним подрядчиком.
Контроль: Заказчик может более тщательно контролировать каждый этап процесса.	Интеграция процессов: Генеральный подрядчик может оптимизировать процессы и ресурсы для повышения эффективности.
Положительные стороны	
Высокое качество работы: Специализированные компании могут предложить более высокий уровень экспертизы в своей области.	Упрощение коммуникации: Заказчику легче взаимодействовать с одним лицом, что снижает вероятность недоразумений.
Конкуренция между подрядчиками: Возможность выбора лучших подрядчиков может способствовать снижению стоимости и повышению качества услуг.	Снижение времени на выполнение: Генеральный подрядчик может быстрее реагировать на изменения и оптимизировать график работ.
Управляемость рисками: Заказчик может лучше управлять рисками, выбирая подрядчиков на основе их репутации и предыдущих результатов.	Снижение административных затрат: Меньше времени и ресурсов тратится на управление несколькими подрядчиками.
Недостатки	
Сложность координации: Необходимость координации между несколькими подрядчиками может привести к задержкам и недоразумениям.	Меньшая специализация: Генеральный подрядчик может не иметь такой же степени экспертизы в отдельных областях, как специализированные компании.
Повышенные затраты: Возможны дополнительные расходы на управление и координацию работы различных компаний.	Риск монополизации: Если генеральный подрядчик неэффективен, это может негативно сказаться на всем проекте.
Ответственность: Разделение ответственности может привести к конфликтам при возникновении проблем.	Ограниченный выбор: Заказчик может быть ограничен в выборе поставщиков и технологий, что может снизить конкурентоспособность.

Анализ экономической выгоды при бурении скважин с использованием отдельного сервиса и генерального подряда требует учета различных факторов, таких как стоимость работ, временные затраты, риски, качество выполнения и общие затраты на проект. Ниже представлен сравнительный анализ этих двух подходов.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Таблица 2 - Сравнительный анализ экономической выгоды генерального подряда и раздельного сервиса.

Раздельный сервис	Генеральный подряд
Стоимость работ	
Возможность выбора наиболее выгодных предложений может привести к снижению общей стоимости. Однако дополнительные расходы на управление могут нивелировать эти преимущества.	Может быть дороже из-за менее конкурентных цен, но включает в себя управление и координацию, что может снизить общие затраты.
Временные затраты	
Более высокая вероятность задержек из-за координации между несколькими подрядчиками. Это может привести к увеличению общих затрат.	Более высокая вероятность соблюдения сроков благодаря единой координации, что может снизить затраты на временные простои.
Риски и качество	
Высокая степень специализации может привести к лучшему качеству работ, но также увеличивает риски задержек и ошибок из-за недостаточной координации.	Несмотря на то, что качество может быть ниже в отдельных областях, единая ответственность снижает риски и упрощает процесс управления.

Технологический надзор и оптимизация процесса бурения скважин являются ключевыми аспектами в нефтегазовой отрасли. Перспективы их развития связаны с внедрением новых технологий, улучшением методов контроля и управления, а также повышением эффективности и безопасности работ. Рассмотрим основные направления и инструменты для оптимизации процесса бурения. [3]

Основные перспективы развития технологического надзора [1,7]

1. Автоматизация и цифровизация:

- Внедрение систем автоматизированного мониторинга и управления процессами бурения. Использование датчиков и IoT (Интернет вещей) позволяет в реальном времени собирать данные о параметрах бурения, что позволяет принимать оперативные решения.

- Разработка программного обеспечения для анализа данных и прогнозирования проблем на основе исторических данных.

2. Использование больших данных (Big Data):

- Анализ больших объемов данных, получаемых в процессе бурения, для выявления закономерностей и оптимизации параметров бурения.

- Применение алгоритмов машинного обучения для предсказания возможных проблем и оптимизации процессов.

3. Интеграция технологий:

- Объединение технологий бурения с другими процессами в нефтегазовой отрасли, такими как геологоразведка и управление запасами.

- Создание единой платформы для управления проектами, которая включает в себя все этапы от планирования до завершения бурения.

4. Улучшение качества контроля:

- Разработка более точных методов контроля за процессом бурения, включая использование беспилотных летательных аппаратов (дронов) для инспекции и мониторинга.

- Внедрение технологий визуализации данных для более наглядного представления информации о ходе работ.

5. Обучение и развитие кадров:

- Повышение квалификации работников через программы обучения новым технологиям и методам работы.
- Внедрение симуляторов бурения для тренировки персонала в безопасной среде.

Применение инструментов оптимизации процесса бурения [1,6]

1. Моделирование процессов бурения:

- Использование программного обеспечения для моделирования различных сценариев бурения, что позволяет заранее оценить эффективность тех или иных решений и минимизировать риски.

2. Оптимизация параметров бурения:

- Настройка параметров бурения (скорость, давление, тип бурового раствора) в зависимости от геологических условий для повышения эффективности и снижения затрат.

- Применение адаптивных алгоритмов, которые автоматически корректируют параметры в реальном времени.

3. Управление ресурсами:

- Оптимизация использования материалов и оборудования, что позволяет снизить затраты и повысить эффективность процесса.
- Внедрение систем управления запасами для минимизации простоев из-за нехватки необходимых материалов.

4. Предиктивное обслуживание:

- Использование технологий предиктивной аналитики для прогнозирования возможных поломок оборудования и планирования технического обслуживания до возникновения проблем.
- Уменьшение времени простоя оборудования за счет своевременной диагностики и ремонта.

5. Системы управления проектами:

- Внедрение современных инструментов управления проектами (например, Agile или Lean) для повышения гибкости и адаптивности процессов.
- Улучшение координации между различными участниками проекта через использование облачных платформ для обмена данными.

Заключение

Выбор между отдельным сервисом и генеральным подрядом зависит от специфики проекта, бюджета, сроков и требований к качеству. Раздельный сервис предоставляет гибкость и высокую степень специализации, но требует более сложного управления. Генеральный подряд упрощает процессы и коммуникацию, но может привести к снижению уровня экспертизы в отдельных областях. Важно тщательно оценить все аспекты и выбрать подходящий вариант в зависимости от конкретных условий проекта.

Экономическая выгода от использования раздельного сервиса или генерального подряда зависит от конкретных условий проекта. Раздельный сервис может быть более выгодным в условиях высокой конкуренции и наличия квалифицированных подрядчиков, но требует тщательного управления и координации. Генеральный подряд может предложить упрощение процессов и

снижение административных затрат, но потенциально с более высокими ценами и меньшей специализацией.

Перспективы развития технологического надзора и оптимизации процесса бурения скважин связаны с активным внедрением новых технологий, автоматизацией процессов и улучшением методов контроля. Это позволит повысить эффективность, снизить затраты и минимизировать риски в процессе бурения, что является ключевым фактором в условиях растущей конкуренции на рынке нефти и газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Приказ Минтруда России от 27.11.2014 № 942н Об утверждении профессионального стандарта «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли».
2. Супервайзинг строительства нефтяных и газовых скважин: / В.В. Кульчицкий – Москва; АО «НИПЦ ГНИ», 2019 – 368 с.
3. Методическое и информационное обеспечение бурового супервайзера: / В.В. Кульчицкий, А.С. Ларионов, Д.В. Гришин, В.Л. Александров - Москва; Российский государственный университет нефти и газа им.И.М. Губкина, 2009 - 252 с.
4. Новая специальность — буровой супервайзер. Нефть, газ и бизнес: / Мартынов В.Г., Шейнбаум В.С., Кульчицкий В.В., 2009. С. 3—7.
5. Супервайзинг бурения и нефтегазодобычи: опыт нефтегазового вуза. Кульчицкий В.В. Oil&Gas Journal. Russia. № 6 (51). 2011. С. 121—125.
6. Парадигма управления строительством скважин. Инженернефтяник. № 3. Ляшенко Г.В., Штыфель А.П., Кульчицкий В.В., Сазонов А.А., Ларионов А.С., Щебетов А.В., Александров В.Л. 2009. С. 17—20.
7. Супервайзинг как бизнес: дешево и сердито. ROGTEC. Щебетов А.В. Апрель, 2017. С. 64—73.
8. Повышение роли супервайзера при управлении процессом строительства скважин и ЗБС в условиях отдельного сервиса. Материалы 9-й корпоративной конференции по снижению аварийности при строительстве скважин и ЗБС в ОАО «НК «Роснефть» за 2015 год. Нижневартовск. Кульчицкий В.В. 2015. С 21.

ПАКЕРЫ-РЕТЕЙНЕРЫ КАК КЛЮЧЕВОЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН В БУРЕНИИ СКВАЖИН

М.А. Лысенко, Р.А. Хасаев, Д.Р. Камаев

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

e-mail: milana240804@mail.ru, khasaev.ra@samgtu.ru, kamaev.dr@samgtu.ru

Аннотация. Статья посвящена анализу технологических особенностей и применения пакеров-ретенеров в нефтегазовой отрасли. Описаны основные функции этих устройств, включая обеспечение зональной изоляции, регулировку потока пластовых жидкостей и проведение первичного и вторичного цементирования. Рассмотрены типы пакеров-ретенеров (извлекаемые, неизвлекаемые, механические, гидравлические и комбинированные) и их преимущества в условиях сложных геологических формаций, в том числе в скважинах с высокой кривизной до 90°. Особое внимание уделено применению данных устройств в ремонтно-изоляционных работах (РИР) и процедурах, обеспечивающих целостность и производительность ствола скважины. Показаны перспективы использования пакеров-ретенеров для повышения эффективности бурения и добычи ресурсов, минимизации осложнений и адаптации к сложным эксплуатационным условиям.

Ключевые слова: пакер-ретенер, зональная изоляция, ремонтно-изоляционные работы (РИР), первичное и вторичное цементирование, геологические условия скважины

В процессе бурения скважин, где каждая технологическая деталь имеет важное значение, сталкиваются с многочисленными вызовами, способными привести к серьезным последствиям. Одной из наиболее значимых и сложных задач является необходимость надежной изоляции различных геологических зон, каждая из которых характеризуется уникальными параметрами, такими как пластовое давление, состав флюидов и проницаемость. Нарушение контроля над этими зонами может вызвать серьезные осложнения, включая нежелательное смешивание пластовых жидкостей, утрату гидростатического равновесия, а также снижение качества и эффективности добычи углеводородов.

Для решения этой задачи применяются пакеры-ретенеры — высокоэффективные устройства [6], предназначенные для обеспечения надежной зональной изоляции. Данные устройства предотвращают нежелательное взаимодействие пластов, минимизируя негативные последствия, связанные с обменом жидкости или газа между геологическими слоями. Их конструктивные особенности и функциональные возможности позволяют не только устранить существующие проблемы, но и обеспечить стабильность в ходе буровых операций даже в сложных условиях.

Благодаря сочетанию функций герметизации и регулирования потоков, пакеры-ретенеры создают прочный и непроницаемый барьер между различными зонами ствола скважины. Это минимизирует риски осложнений, возникающих при нарушении пластового давления, и обеспечивает надежность технологического

процесса. Устройства данного типа становятся важным инструментом в арсенале инженеров и геологов, позволяя повышать эксплуатационную эффективность скважин и обеспечивать безопасное бурение даже в условиях сложных геологических формаций [1, 2].

Пакер-ретенер — это устройство для скважин, которое сочетает функции пакера (герметизация определенного участка скважины) и обратного клапана (регулировка потока жидкости или газа в одном направлении).

К функциям данного пакера можно отнести следующее:

- изоляция прискважинных зон;
- предотвращение смешивания жидкостей;
- удержание давления;
- проведение первичного и вторичного цементирования.

Основная функция пакера-ретенера - создание прочного и непроницаемого барьера между различными зонами ствола скважины [3]. В контексте строительства и завершения скважины ствол скважины часто бурится через несколько геологических формаций, каждая из которых имеет свои отличительные характеристики, такие как давление, состав жидкости и проницаемость. Пакер-ретенер размещаются внутри ствола скважины, чтобы изолировать эти зоны, предотвращая нежелательное смешивание жидкостей. Эта изоляция имеет решающее значение для поддержания целостности каждой зоны, оптимизации производительности резервуара и предотвращения осложнений, таких как переток между зонами добычи и нагнетания.

Пакеры-ретенеры можно классифицировать как извлекаемые и неизвлекаемые в зависимости от того, можно ли их извлечь из ствола скважины после установки.

Они могут быть:

- извлекаемыми;
- неизвлекаемыми.

Извлекаемые пакеры-ретенеры предназначены для извлечения из ствола скважины после работы, что обеспечивает преимущество повторного использования или удаления при необходимости. Такая извлекаемость может быть выгодной в сценариях, где требуются корректировки зоны изоляции или для скважин с динамическими условиями.

Неизвлекаемые пакеры-ретенеры устанавливаются на место навсегда и не предназначены для извлечения. Хотя они предлагают простоту и экономическую эффективность, решение об использовании неизвлекаемой конструкции зависит от конкретных условий ствола скважины и эксплуатационных требований.

Гидравлические пакеры-ретенеры используют давление жидкости для развертывания и установки инструмента в нужном месте.

Эти устройства часто включают поршневой или гидравлический механизм [4,5], который при давлении выдвигает и закрепляет цементный фиксатор. Гидравлический механизм установки обеспечивает универсальность, позволяя точно контролировать процесс развертывания. Гидравлические пакеры-ретенеры особенно полезны в скважинах с различными условиями и могут быть отрегулированы на разные глубины по мере необходимости.

Механические пакеры-ретенеры работают по принципу механической силы, чтобы установиться и зацепиться на месте.

Эти устройства обычно имеют такие компоненты, как клинья, собачки или другие механические устройства, которые взаимодействуют с обсадной колонной скважины или окружающим пластом.

При активации эти механизмы прочно удерживают фиксатор цемента на месте, обеспечивая надежный барьер между различными зонами внутри ствола скважины. Механические фиксаторы цемента известны своей надежностью и прочностью, что делает их пригодными для различных условий в стволе скважины.

Некоторые пакеры-ретенеры сочетают в себе как механические, так и гидравлические элементы, чтобы использовать преимущества каждой системы.

Этот гибридный подход обеспечивает повышенную гибкость и приспособляемость к различным скважинным условиям. Механические компоненты обеспечивают надежную фиксацию, а гидравлические элементы предлагают точно настроенный контроль во время развертывания. Комбинированные системы предназначены для оптимизации преимуществ обеих технологий, повышая общую эффективность зональной изоляции в стволе скважины.

Пакеры-ретенеры активно используются для проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР), а также могут применяться для проведения первичного цементирования обсадной колонны.

Для того, чтобы обосновать целесообразность применения пакеров-ретенеров в нефтегазовой отрасли, следует привести несколько реальных примеров использования данного устройства для проведения РИР.

Процедура проведения РИР с участием пакера-ретенера в теории должна выглядеть следующим образом:

1) Смонтировать ВП + рабочую трубу. Посадить пакер-ретенер на глубине проведения работ. Отстыковаться. Состыковаться, проверить заколонную циркуляцию и замерить фактическую приемистость С.О. Опрессовать колонну НКТ. Вымыть опрессовочный клапан

2) Приготовить цементный раствор (отобрать не менее 3-х проб цементного раствора)

3) Закачать на циркуляцию по НКТ буфер пресной воды

4) Закачать на циркуляцию по НКТ цементный раствор

5) Закачать по НКТ буфер пресной воды

6) Состыковаться. Закрыть затрубное пространство. Продавить цементный раствор технической водой

7) Отстыковаться. Произвести срезку обратной промывкой технической водой с контролем жидкости на выходе из скважины

8) Произвести гарантийный подъем компоновки

9) Закрыть скважину на ОЗЦ - 24 часа (по качеству проб)

10) После истечения срока ОЗЦ произвести нащупывание цементного моста с разгрузкой инструмента не более 1-1,5 тонн. Опрессовать цементный мост. Дальнейшие работы вести по плану подрядчика по КРС, согласованному с Заказчиком.

Таким образом, можно выделить следующие преимущества данной компоновки с пакетом-ретенером:

- установка пакера и проведение цементации производится за одну СПО;
- возможность проведения первичного цементирования и РИР скважинах с высокой кривизной до 90°;
- выполнен из легко разбурываемых материалов.

В результате анализа работы пакера-ретейнера установлено, что данное устройство является важным элементом современного арсенала нефтегазовой отрасли. Его основная функция — обеспечение надежной зональной изоляции в процессе бурения и эксплуатации скважин, что позволяет минимизировать риски нежелательных перетоков, потерь давления и смешивания жидкостей. Пакер-ретейнер объединяет функции герметизации и регулировки потока, что делает его незаменимым для выполнения ремонтно-изоляционных работ, а также первичного и вторичного цементирования обсадной колонны.

Проведенное исследование также подчеркивает гибкость устройства, его способность адаптироваться к сложным геологическим условиям, включая скважины с высокой кривизной, и использование материалов, которые упрощают его удаление после выполнения задач.

С учетом высокой эффективности и технологических преимуществ устройства, перспективы его использования обширны: пакеры-ретейнеры способны значительно повысить производительность добычи в условиях сложной геологии [6], снизить затраты на повторные работы и обеспечить безопасное и экологически ответственное извлечение ресурсов. Будущая модификация таких систем, включая комбинированные подходы, улучшит их эксплуатационные характеристики и расширит их применение в различных сегментах нефтегазового производства.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Волкова, С.В. Технология проведения ремонтно-изоляционных работ с применение тампонажного материала "ФОРД" компании ООО "СНК" / С.В. Волкова, Т. И. Галиев, М. Е. Милян // Реализация инновационной политики в Тюменской области : Материалы IV, V межрегиональной научно-практической конференции, Когалым, 18–19 апреля 2016 года / Ответственный редактор Свищук Е.М. – Когалым: Издательство "Перо", 2017. – С. 133-140. – EDN YGZSHJ.
2. Каразеев, Д.В., Вежнин, С.А., Стрижнев, В. А. [и др.]. Ограничение притока газа в горизонтальных скважинах Восточно-Мессояхского месторождения с помощью самогенерирующегося пенно-полимерного состава с гидрогелем // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 4. – С. 37-41. – DOI 10.24887/0028-2448-2024-4-37-41. – EDN CXACRQ.
3. Кучеренко Д.В., Камалетдинова Р.М. Реализация технологии ликвидации заколонных перетоков с применением разбуриваемых пакеров-ретейнеров на месторождениях ООО «Башнефть-Добыча» // Инженерная практика. – 2015. – Вып. № 08.
4. Лесь, И. В. Патент № 2827243 С1 Российская Федерация, МПК E21B 33/14, E21B 33/124. Способ проведения ремонтно-изоляционных работ в скважине : № 2023136279 : заявл. 29.12.2023 : опубл. 23.09.2024 / И. В. Лесь ; заявитель Общество с ограниченной ответственностью "Новые Технологии Севера". – EDN LWBBEB.
5. Жиркеев, А.С., Сахапова, А. К., Хасанова, Д. К. Патент № 2650001 С1 Российская Федерация, МПК E21B 33/138, C09K 8/508. Способ ремонтно-изоляционных работ в скважине : № 2016152388 : заявл. 28.12.2016 : опубл. 06.04.2018 / А. С. Жиркеев, А.К. Сахапова, Д. К. Хасанова ; заявитель Публичное акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина. – EDN ONVPPW

6. Разбуриваемые пакеры для РИР серии РПП, РПК. Описание технологии [Электронный ресурс]. – URL: <https://pakeri.ru/razburivaemye-pakery-dlya-rir-serii-rpp-rpk#description>

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 горной породы (ГРП) представляет собой ключевую технологию в области нефтегазовой индустрии. Основная цель ГРП заключается в создании трещиноватых структур в форме заданной сети, что способствует улучшению потоковых характеристик пласта.

Ключевые слова: гидро разрыв пласта (ГРП), математические модели, градиенты давления, ПК «РН-СИГМА».

Введение. Гидро разрыв пласта (ГРП) — это технология, без которой невозможно представить современную добычу углеводородов. Для проектирования ГРП в наклонно-направленных скважинах ключевым этапом становится выбор математической модели, способной учесть геометрию ствола, анизотропию горных пород и динамику распространения трещины. Программный комплекс «РН-СИГМА» (ПК «РН-СИГМА») предлагает набор инструментов для моделирования ГРП, но эффективность его применения напрямую зависит от понимания особенностей реализованных в нём алгоритмов и расчётных формул. В данной статье рассматриваются основные математические модели, их физические основы, а также анализируется их применение в ПК «РН-СИГМА» для решения практических задач.

Основные математические модели ГРП.

Модель PKN

Эта модель, разработанная в 1960-х годах, до сих пор остается популярной благодаря своей простоте. Она предполагает, что трещина имеет эллиптическое поперечное сечение, а её высота фиксирована (ограничена прочными слоями породы). Длина трещины значительно превышает высоту, что характерно для вертикальных скважин в однородных пластах.

Физические основы:

- Упругая деформация породы описывается законом Гука.
- Потери давления в жидкости считаются вязкостными.

Уравнения:

Ширина трещины:

$$\omega = \frac{4h(1 - \nu^2)}{E} * p_{net}$$

где h - высота трещины, ν - коэффициент Пуассона, E - модуль Юнга, p_{net} - избыточное давление.

Длина трещины:

$$L = \left(\frac{Q * t * E}{2^{\frac{5}{3}} * \pi^{\frac{1}{3}} * \mu} \right)^{3/5}$$

где Q – скорость закачки, t – время, μ - эффективная вязкость.

Ограничения:

- Не учитывает вертикальный рост трещины.
- Неприменима для наклонных скважин и анизотропных сред.

Модель KGD

Модель KGD, в отличие от PKN, фокусируется на горизонтальном распространении трещины с постоянной высотой. Она лучше подходит для малопроницаемых пород, где утечки жидкости в пласт минимальны.

Физические основы:

- Трещина распространяется в горизонтальной плоскости.
- Давление в трещине падает от центра к кончику.

Уравнения для расчёта ширины трещины:

$$\omega = \frac{2^{3/4} * (1 - \nu^2) * Q^{\frac{1}{4}} * \mu^{\frac{1}{4}} * L^{\frac{1}{4}}}{E^{\frac{1}{4}} * t^{\frac{1}{4}}}$$

Применение:

- Горизонтальные скважины.
- Пласты с низкой проницаемостью.

Трёхмерные (3D) модели

Для наклонно-направленных скважин, где трещина взаимодействует с естественными разломами и анизотропными слоями, необходимы 3D-модели. Они решают систему уравнений механики сплошных сред, учитывая:

- Трёхмерное распределение напряжений.
- Неоднородность механических свойств породы.

- Динамику фильтрации жидкости.

Уравнения:

Уравнение Навье-Стокса для течения жидкости:

$$\rho \left(\frac{\partial v}{\partial t} + v * \nabla v \right) = -\nabla p + \mu \nabla^2 v + F$$

Уравнение упругости для породы:

$$\nabla * \sigma + f = 0$$

Преимущества:

- Высокая точность прогноза.
- Возможность моделирования сложных геометрий.

Недостатки:

- Требуется значительных вычислительных ресурсов.

Реализация моделей в ПК «РН-СИГМА»

Программа ПК «РН-СИГМА» поддерживает применение описанных моделей и обеспечивает функциональность для настройки параметров.

Рассмотрим ключевые этапы работы:

1. Подготовка данных

- Геометрия скважины: Ввод угла наклона, азимута, глубины цели.
- Свойства породы: Модуль Юнга, коэффициент Пуассона, прочность на сжатие.
- Параметры закачки: объём жидкости, реология жидкости (ньютоновская/неньютоновская).

2. Выбор модели

- PKN/KGD: для предварительных расчётов в однородных пластах.
- 3D-модель: для наклонных скважин и анизотропных сред.

3. Запуск симуляции

- Численный метод: Конечно-элементный анализ (FEA) для решения уравнений механики и фильтрации.
- Визуализация: 3D-отображение трещины, графики давления, ширины и длины в реальном времени.

4. Валидация результатов

- Сравнение с полевыми данными: микросейсмический мониторинг, замеры дебита.

- Калибровка модели: Корректировка параметров (например, вязкости жидкости) для минимизации погрешности.

Перспективы развития ПК «РН-СИГМА»

- Интеграция с машинным обучением: прогнозирование аномалий в режиме реального времени.

- Упрощение интерфейса: Автоматизация подготовки данных через нейросетевые алгоритмы.

- Расширение библиотеки моделей: Добавление гибридных подходов (например, DEM + 3D).

Заключение

Программа ПК «РН-СИГМА» — это мощный инструмент для проектирования ГРП, но её эффективность зависит от грамотного выбора математической модели. Для наклонно-направленных скважин в неоднородных пластах необходимо 3D-моделирование, тогда как классические PKN/KGD подходят для быстрых оценок в простых условиях модели 1D.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мартынов В.Н., Иванов А.А. Математическое моделирование гидравлического разрыва пласта в наклонных скважинах // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 5. – С. 54–59.
2. Дмитриевский А.Н., Широков В.И. Применение программы «РН-СИГМА» для оптимизации параметров гидроразрыва в сложных геологических условиях // Георесурсы. – 2020. – Т. 22. – № 3. – С. 45–52.
3. Петров А.В., Сидоров Д.К. Сравнительный анализ моделей PKN и KGD при проектировании ГРП: точность и ограничения // Вестник Московского государственного технического университета. Серия "Нефть и газ". – 2019. – № 4. – С. 32–40.
4. Губайдуллин Р.Р. Трёхмерное моделирование гидроразрыва в анизотропных средах с использованием «РН –СИГМА» // Научные труды Уфимского государственного нефтяного технического университета. – 2022. – Вып. 15. – С. 78–85.
5. Рыжов Е.П., Колесников С.Г. Валидация результатов моделирования ГРП в «РН-СИГМА» на основе данных микросейсмического мониторинга // Инженерная практика. – 2021. – № 2. – С. 22–29.
6. ПК «РН-СИГМА»: Руководство пользователя. – 2023. – С.311.

ОБОРУДОВАНИЕ ПОДВОДНОГО УСТЬЯ МОРСКОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ БУРЕНИИ

Б.О. Щербин^{1,2}, Н.Г. Еремеев¹, А.В. Пивков¹, К.А. Шиповский^{2,3} к.т.н.

¹ООО «Газпром 335», г. Санкт-Петербург, Россия,

²Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

³ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), г. Самара, Россия

e-mail: shcherbin.bo@gazprom335.ru, eremeev.ng@gazprom335.ru,
pivkov.av@gazprom335.ru, shipovskika@bk.ru

Аннотация. Перспективы освоения углеводородных ресурсов на глубоководных морских месторождениях в России и мире связаны с применением систем подводной добычи. Главной особенностью данного способа добычи является размещение комплекса промыслового оборудования на морском дне, что обуславливает значительную техническую сложность всех элементов комплекса и в частности устьевого оборудования.

В статье представлена информация о конструктивных особенностях системы подводных колонных головок и подводной фонтанной арматуры, как основных элементов оборудования подводного устья скважины. Описаны технические аспекты строительства скважин с подводным расположением устья с применением инструментов для дистанционного спуска обсадных колонн и сопутствующих операций. В работе приведены ключевые сведения об опыте проектирования, производства и испытаний отечественной системы подводных колонных головок.

Ключевые слова: шельф, морское бурение, подводное устье, крепление, СПКГ, ПДК, райзер, ПБУ, ППВО.

В буровом сезоне 2024 года на континентальном шельфе Российской Федерации впервые была построена скважина с подводным расположением устья с применением отечественного оборудования. Это стало итогом большой работы по изучению, обобщению мирового опыта строительства систем подводной добычи углеводородов и разработки первой отечественной системы подводных колонных головок.

На шельф приходится около 20% мировых запасов нефти и 30% мировых запасов газа [1]. В 2015 году добыча на шельфе достигла 30% от мирового объема добычи сырой нефти. В целом наблюдается постоянный рост мирового потребления нефти и газа. В России потенциал роста производства газа локализован главным образом в арктических и восточных регионах, в том числе на шельфе [2]. С 2015 года на основе рекомендаций Комитета по энергетике ГД РФ шестого созыва организованы работы по освоению и импортозамещению технологий для освоения углеводородных ресурсов шельфа Арктики.

Актуальным вариантом обустройства шельфовых месторождений в случае значительных глубин морского дна (более 70 м), тяжёлой ледовой обстановки и сложных географических условий является размещение всего комплекса промыслового оборудования на морском дне (устья скважин, фонтанные арматуры, манифольды, блоки предварительной подготовки продукта и трубопроводы). Управление промысловым комплексом осуществляется с береговой станции

управления. Такой комплекс подводного промыслового оборудования называется система подводной добычи (далее – СПД). Одним из ключевых элементов СПД является подводное устьевое оборудование.

Устьевое оборудование предназначено для формирования устья скважины и состоит из колонных головок и противовыбросового оборудования в процессе бурения скважины или колонных головок и фонтанной арматуры в процессе эксплуатации скважины [3].

Бурение скважин с подводным расположением устья осуществляют с плавучих буровых установок (далее – ПБУ). Для транспортировки бурового раствора от подводного устья скважины на буровую платформу используют специальную колонну труб – морской буровой райзер (далее – райзер). На нижнем конце райзера размещается подводное противовыбросовое оборудование (далее – ППВО), которое герметично крепится к устью скважины – системе подводных колонных головок (далее – СПКГ). На палубе ПБУ райзер герметично крепится к дивертору – устройству, которое располагается под роторным столом и отводит буровой раствор от бурильных труб в циркуляционную систему (закрытая циркуляционная система).

После завершения бурения скважины выполняются мероприятия по её закачиванию и освоению, затем переходят к этапу эксплуатации. Перед началом эксплуатации скважины ППВО демонтируется с СПКГ и на его место устанавливается подводная фонтанная арматура (далее – ПФА). При эксплуатации скважин пластовый продукт через СПКГ и ПФА поступает в подводный внутрипромысловый продуктопровод. В процессе эксплуатации ПФА или её отдельные части могут подниматься с морского дна для технического обслуживания и ремонта.

Схемы бурения и эксплуатации скважины с подводным расположением устья представлены на рисунке 1.

При эксплуатации пластовый флюид поднимается с забоя на поверхность по колонне насосно-компрессорных труб (далее – НКТ), расположенной внутри эксплуатационной обсадной колонны. Верхний конец НКТ крепится к подвеске насосно-компрессорных труб (далее – ПНКТ). В зависимости от типа ПФА место установки ПНКТ может варьироваться.

Различают два типа ПФА: вертикальная и горизонтальная, конструктивные особенности которых представлены на рисунке 2.

Вертикальная ПФА предполагает расположение ПНКТ в СПКГ, при этом пластовый флюид поступает из ПНКТ в ПФА по вертикальному каналу. Разбуривание продуктивного пласта, заканчивание и освоение осуществляется через ППВО до установки ПФА на СПКГ. Во время эксплуатации скважины для подъема ПФА не требуется подъем НКТ, однако для проведения КРС может потребоваться подъем ПФА.

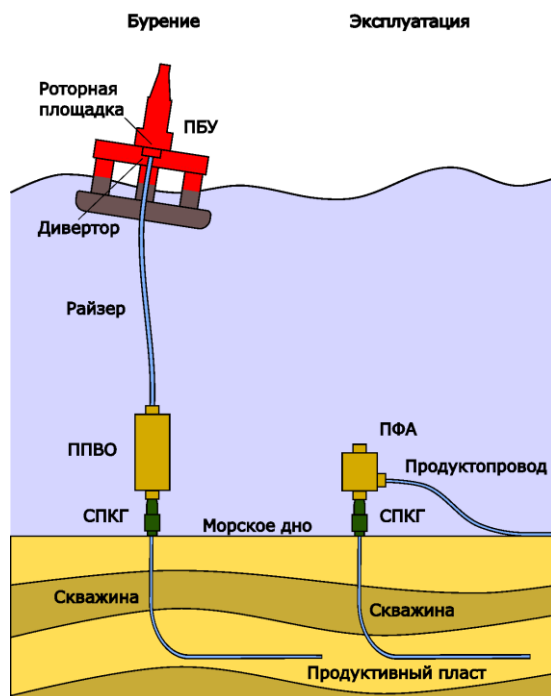


Рисунок 1. Схемы бурения и эксплуатации скважины с подводным расположением устья

Горизонтальная ПФА предполагает расположение ПНКГ в ПФА, при этом флюид поступает в ПФА по горизонтальному боковому каналу. Разбуривание продуктивного пласта, заканчивание и освоение осуществляется через ППВО и ПФА после ее установки на СПКГ. После освоения скважины ППВО демонтируется с ПФА и на его место ставится защитная заглушка высокого давления. Для технического обслуживания или ремонта ПФА требуется подъем НКТ, однако КРС может быть выполнен без демонтажа ПФА.

Выбор типа ПФА определяется в соответствии с проектными условиями и особенностями месторождения.

Управление ПФА осуществляют по гидравлическому каналу связи через шлангокабель с береговой станции управления или при помощи ТНПА.

Первичным компонентом подводного устьевого оборудования является СПКГ. При переходе к подводному расположению колонных головок необходимо решить такие проблемы как монтаж устьевого оборудования скважины без доступа человека, организацию канала для транспорта бурового раствора с морского дна на дневную поверхность.

Для управления процессом бурения и монтажа необходимо обеспечить дистанционный визуальный контроль технологических операций на морском дне, а также дистанционное механическое управление подводным оборудованием.

Необходимо учесть специфику работы в морской воде, обладающей высокой коррозионной активностью и создающей внешнее гидростатическое давление.

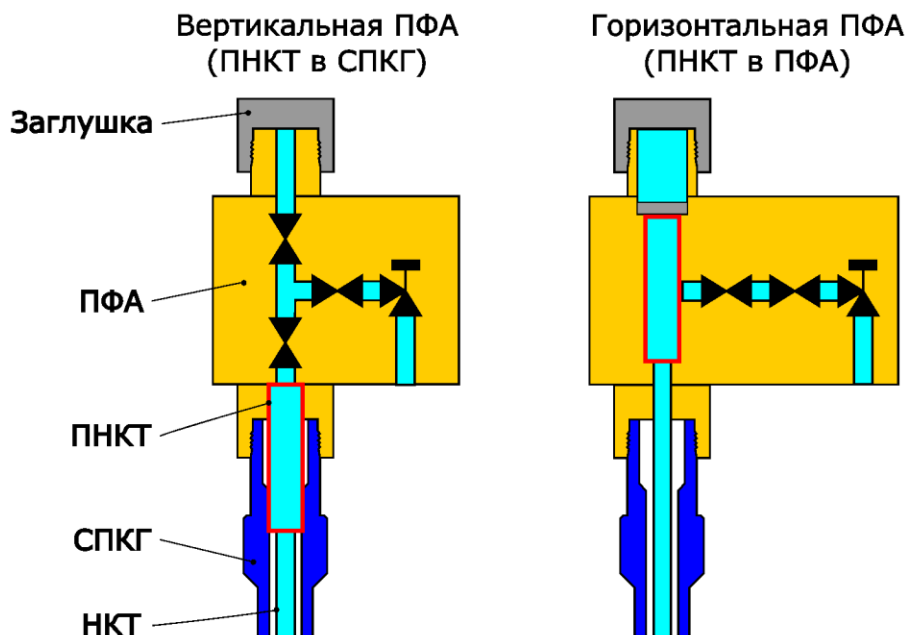


Рисунок 2. Типы конструкций ПФА

В отечественной нормативной базе общие требования к устьевому оборудованию определены в стандартах ГОСТ Р 51365 и ГОСТ Р 71075, требования к подводному устьевому оборудованию определены в стандарте ГОСТ Р ИСО 13628-4. В зарубежной практике применяются стандарты ISO 10423, ISO 13533 и ISO 13628-4.

Известны технические решения устьевое оборудования иностранных компаний [4]. При этом отечественный опыт создания серийного оборудования для подводного устья скважин отсутствовал до недавнего времени.

Типовая конструкция СПКГ представлена на рисунке 3.

Для организации постоянного барьера давления и транспортировки бурового раствора на ППБУ колонную головку колонны кондуктора (далее – КГКК) выполняют в виде моноблочного корпуса высокого давления, к которому герметично крепят ППВО вместе с райзером. Последующие обсадные колонны вывешиваются на подвесках обсадных колонн (далее – ПОК). ПОК вместе с обсадными колоннами последовательно спускают через райзер, ППВО и устанавливают в корпус высокого давления друг над другом. Герметизацию межколонных пространств в СПКГ осуществляют при помощи затрубных уплотнений (далее – ЗУ).

Направление выполняют в виде обсадной колонны с отдельной колонной головкой низкого давления (далее – КГКН). Она служит опорой для КГКК и воспринимает нагрузки от вышестоящего оборудования.

Все монтажные и сервисные операции СПКГ выполняются при помощи дистанционно управляемого инструмента. Визуальный контроль устья скважины

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

осуществляется при помощи подводных роботизированных комплексов – телеуправляемых необитаемых подводных аппаратов (далее – ТНПА).

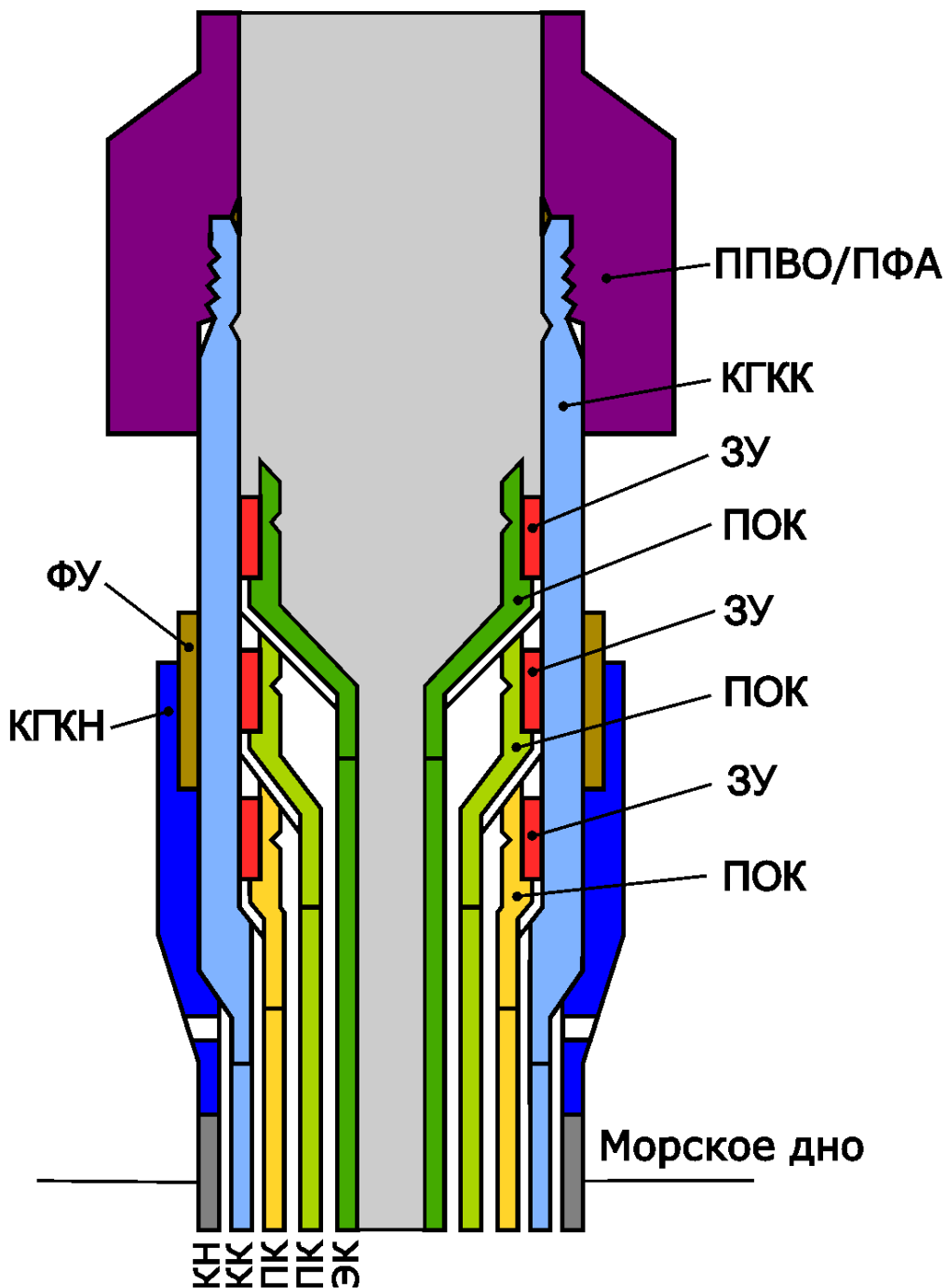


Рисунок 3. Типовая конструкция СПКГ: КН – колонна направления, КК – колонна кондуктора, ПК – промежуточная колонна, ЭК – эксплуатационная колонна

В общем виде последовательность монтажа СПКГ включает бурение, спуск обсадных колонн на инструментах, их цементирование и герметизацию межколонных пространств.

Бурение под направление и кондуктор осуществляется в открытом море. Как правило, в качестве бурового раствора используют морскую воду.

Спуск и цементирование КГКН и КГКК осуществляется при помощи инструментов на бурильных трубах. Инструменты имеют управляемый ТНПА клапан, который позволяет стравливать воздух из обсадной колонны и при необходимости герметизировать трубное пространство для проведения цементирования. Отсоединение инструмента от колонной головки выполняется после ожидания затвердевания цемента.

После монтажа КГКК на устье скважины устанавливают ППВО и райзер. Дальнейшие операции осуществляются через райзер, что делает невозможным их управление и визуальный контроль при помощи ТНПА.

Проверку герметичности соединения КГКК и ППВО осуществляют путем установки в КГКК ниже ППВО специального инструмента на бурильных трубах и опрессовке. Для этого закрывают превентор ППВО и подают давление через линии глушения/дросселирования скважины, которые проложены вдоль внешней стороны райзера.

Спуск ПОК вместе с ЗУ, цементирование ПОК, установка ЗУ осуществляется через райзер, при помощи инструмента на бурильных трубах. В исходном состоянии ЗУ находится в сложенном состоянии для гарантированного прохода через ППВО. Для его активации в СПКГ выполняют сдавливание уплотнения.

ЗУ выполняют как с эластомерным, так и с металлическим уплотнительным элементом. Эластомерные элементы менее требовательны к качеству уплотняемых поверхностей, металлические элементы более долговечны.

Для скважин с подводным расположением устья не выполняют механическое натяжение обсадных колонн. Для исключения подъема колонных головок при тепловом расширении обсадных колонн во время переходных режимов работы скважины КГКК жестко фиксируется в КГКН, а ПОК жестко фиксируются в КГКК при помощи фиксирующих устройств (далее –ФУ). Функции таких устройств могут выполнять ЗУ.

При бурении очередного интервала скважины требуется защитить уплотнительные поверхности КГКК от износа бурильной трубой. Для этого на время бурения при помощи специального инструмента в КГКК устанавливаются (а после бурения извлекаются) защитные втулки.

Как правило предусматриваются отдельные инструменты для гидравлической и механической очистки поверхностей КГКК от шлама, контроля корректного положения ПОК, аварийного вывешивания бурильной компоновки, а также заглушки для временной консервации, роторные и вспомогательные вкладыши.

При бурении скважины на ПБУ и райзер действуют волны и подводные течения. В результате на СПКГ передаются нагрузки, вызывающие накопление усталостных повреждений. При достижении определенного уровня накопленные повреждения могут вызвать образование трещин и дальнейшее разрушение конструкции. Для предотвращения усталостного разрушения устья скважины проводят расчет усталостной долговечности, по результатам которого определяют возможную длительность (количество дней) бурения [5].

В процессе строительства скважины бурение может приостанавливаться из-за технической или сезонной необходимости. При этом скважину консервируют.

При оставлении после освоения или консервации, скважины могут подвергаться ударам от рыболовного оборудования. В субарктических широтах ударное воздействие могут оказывать подводные части ледовых образований. Для защиты СПКГ (и ПФА) от ударных воздействий используется защитная конструкция, устанавливаемая с ПБУ на устье скважины при ее оставлении – противотраловая защита. Она представляет собой пирамидальный каркас из трубного проката, закрытый по периметру решетчатыми листами.

В рамках работ по созданию различных видов оборудования для систем подводной добычи разработана отечественная система подводных колонных головок и комплект спускоподъемного и сервисного инструмента [6].

Разработка СПКГ осуществлялась этапами согласно ГОСТ Р 15.301. Проектирование СПКГ осуществлялось с учётом требований отечественных и зарубежных стандартов к оборудованию, материалам и технологическим процессам.

Взаимоувязка и распределение операций по монтажу СПКГ между различными инструментами, а также учет и оптимизация требований к оборудованию осуществлялись методами системного проектирования (матрица структуры проектирования, матрица трассировки требований).

Прочность и функциональность механизмов на первом этапе проектирования обеспечивалась аналитическими расчетами, в дальнейшем уточнялась методом конечно-элементного моделирования в соответствии с матрицей трассировки требований. Наконец, на заключительном этапе подтверждалась испытаниями.

Большое внимание было уделено проектированию ЗУ. Основное ЗУ спроектировано с уплотнением металл по металлу с учетом парадигмы двойного барьера. Аварийное ЗУ спроектировано с эластомерным уплотнительным элементом.

Для выполнения отраслевых требований к производству систем подводной добычи была проведена большая работа по систематизации и освоению материалов и технологий [7, 8].

Производство и испытания СПКГ и комплекта инструментов осуществлены на отечественной производственной площадке. Для проведения испытаний были разработаны уникальные стенды, не имеющие аналогов в России, имитирующие нагрузки, действующие на СПКГ при бурении и эксплуатации. Так, универсальная испытательная машина обеспечивает одновременное действие сжатия от веса обсадных колонн, растяжения и изгибающего момента от действия райзера, внутреннего давления до 69 МПа [9]

В буровом сезоне 2024 г. первый серийный образец отечественной СПКГ был успешно применён при строительстве скважины с подводным расположением устья.

В статье показаны особенности оборудования, формирующего подводное устье скважины. Выделены ключевые проблемы связанные с размещением устья скважины на морском дне и технические решения для их преодоления. Отражен опыт разработки и внедрения отечественной системы подводных колонных головок.

Особенностью эксплуатации систем подводной добычи является её целостность. Для функционирования такой системы необходимо наличие всех составляющих компонентов. При этом прямое заимствование наземной техники для использования под водой невозможно.

В настоящее время наблюдается геополитическое ограничение доступа к зарубежным технологиям добычи углеводородов на шельфе. В свете вышеизложенного актуальной задачей является обеспечение технологического суверенитета Российской Федерации путем создания всего комплекса оборудования, формирующего систему подводной добычи.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Offshore Oil and Gas Production // planete energies: [сайт]. – 2018. – URL: <https://www.planete-energies.com/en/media/article/offshore-oil-and-gas-production> (дата обращения: 02.04.2025).
2. Состояние и перспективы освоения углеводородных ресурсов Арктического шельфа России / А. Н. Дмитриевский, Н. А. Ерёмин, Н. А. Шабалин, А. Т. Кондратюк, А. Н. Ерёмин // Деловой журнал «Neftegaz.RU». – 2017. – №1. – С. 32–41.
3. Булатов, А. И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 1007 с.
4. Ясновский Р.К. Опыт ЗАО «Росшельф» и Baker Hughes при работе с оборудованием подводных устьевых систем MS 700 на шельфе Карского и Охотского морей / Р.К. Ясновский, Р.С. Райхерт, А.С. Гузев // Газовая промышленность. – 2020. – №S2. – С. 60-65.
5. Расчет усталостной долговечности и определение нагрузок, передающихся на устье скважины с подводным заканчиванием / В.В. Ильин, Д.В. Цырулева, А.В. Пивков, Г.О. Цырулев, Н.Г. Еремеев // Газовая промышленность. – 2020. – №S2. – С. 52-59.
6. От чертежа до скважины. История создания отечественной системы подводных колонных головок и инструмента / И.А. Масленицын, К.В. Фролов, Н.Г. Еремеев, А.В. Пивков, Б.О. Щербин, А.А. Анкудинов // Газовая промышленность. – 2024. – №10. – С. 24-31.
7. Выбор материалов и защита от коррозии оборудования систем подводной добычи углеводородов / К.В. Фролов, Г.М. Смелова, В.И. Городецкий, С.К. Костин, М.В. Коробчук, А.П. Бураков // Газовая промышленность. – 2020. – №S2. – С. 42-51.
8. Коробчук М.В. Эластомерные материалы, применяемые в оборудовании систем подводной добычи углеводородов / М.В. Коробчук // Перспективные материалы. – 2022. – № 4. – С.5-21.
9. Первые комплекты отечественной системы подводных колонных головок отгружены заказчику / К.В. Фролов, Э.Р. Кривцов, Д.И. Газин, Н.Г. Еремеев, Я.Д. Иванов, С.К. Костин, А.В. Пивков, Б.О. Щербин // Газовая промышленность. – 2024. – №5. – С. 26-28.

**ЦИФРОВЫЕ ДВОЙНИКИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: ПОВЫШЕНИЕ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ И ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ**

И.А. Пуртов

*Научный руководитель: В.Н. Аверкин
Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: ilyapurtov2000@mail.ru*

Аннотация. Цифровые двойники (ЦД) становятся важным инструментом в нефтегазовой отрасли, позволяя повысить эффективность добычи, оптимизировать процессы и снизить операционные затраты. В данной статье я рассматриваю принципы создания и применения цифровых двойников, их роль в моделировании и управлении производственными процессами, а также примеры успешного внедрения в нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова: цифровые двойники, нефтегазовая отрасль, повышение эффективности, инструмент

Нефтегазовая отрасль остается одной из ключевых отраслей мировой экономики, обеспечивая энергетические потребности промышленности и населения. Однако в современных условиях она сталкивается с рядом серьезных проблем. К ним относятся истощение традиционных месторождений, необходимость освоения труднодоступных запасов, ужесточение экологических стандартов, а также растущая конкуренция со стороны возобновляемых источников энергии. В этих условиях цифровые технологии становятся важнейшим инструментом для повышения эффективности, снижения затрат и минимизации рисков.

Цифровые двойники, как одна из наиболее перспективных технологий, позволяют создавать виртуальные копии физических объектов, таких как месторождения, оборудование или трубопроводы. Это дает возможность моделировать, анализировать и оптимизировать процессы в реальном времени, что значительно повышает точность прогнозирования и принятия решений. Например, с их помощью можно оптимизировать разработку месторождений, снизить простой оборудования за счет предсказательного обслуживания и улучшить управление ресурсами. Кроме того, цифровые технологии способствуют устойчивому развитию отрасли. Они помогают снизить углеродный след за счет оптимизации процессов добычи и транспортировки, а также внедрения более экологически чистых технологий. В условиях глобальной энергетической трансформации это становится критически важным для сохранения конкурентоспособности нефтегазовых компаний. Также, цифровизация позволяет быстрее адаптироваться к изменениям рынка, будь то колебания цен на нефть или новые регуляторные требования.

Использование больших данных, искусственного интеллекта и интернета вещей (IoT) открывает новые возможности для анализа и управления сложными процессами. Таким образом, актуальность темы обусловлена необходимостью внедрения инновационных решений для повышения эффективности, снижения затрат и минимизации экологических рисков. Цифровые двойники и другие подобные технологии представляют собой мощный инструмент для трансформации

нефтегазовой отрасли, что делает их изучение и применение крайне важным для ее будущего развития отрасли.

Цифровой двойник представляет собой виртуальную модель сложного технического объекта, такого как нефтяная скважина или нефтеперерабатывающий завод, которая точно отражает текущее состояние оригинала и все процессы, происходящие в нем, в реальном времени. Он является важным компонентом современной системы управления объектом: с его помощью собранные данные преобразуются в цифровую информацию, что позволяет выбирать и рассчитывать оптимальные режимы работы и уровни загрузки, прогнозировать и проводить виртуальные эксперименты, тем самым исключив или минимизировав риски, для самого объекта и бизнеса, а также поможет отслеживать и предсказывать изменения состояния объекта на протяжении всего его жизненного цикла.[1]



Рис. 1 Цифровой двойник морской платформы

Концепция цифровых двойников

Цифровой двойник представляет собой динамическую модель, которая интегрирует данные из различных источников, включая датчики, системы управления и исторические данные. Основные компоненты ЦД включают:

- **Физическую модель** — математическое описание объекта или процесса.
- **Данные в реальном времени** — информация, поступающая с датчиков и оборудования.
- **Аналитические инструменты** — алгоритмы машинного обучения и искусственного интеллекта для обработки данных и прогнозирования.

Цифровые двойники позволяют проводить виртуальные испытания, прогнозировать поведение системы и оптимизировать параметры работы без вмешательства в реальный процесс или его полную остановку.

Майкл Гривс выделил три типа цифровых двойников, как:

- Прототип (DTP) — этот тип включает в себя наборы данных, необходимые для описания и создания физической версии, которая воспроизводит виртуальную модель.
- Экземпляр (DTI) — данный тип цифрового двойника представляет собой конкретный физический продукт, с которым он остается связанным на протяжении всего его жизненного цикла.
- Агрегатор (DTE) — этот тип можно использовать для тестирования взаимодействия программных компонентов или моделирования сценариев управления этими компонентами и записи полученных результатов. [2]

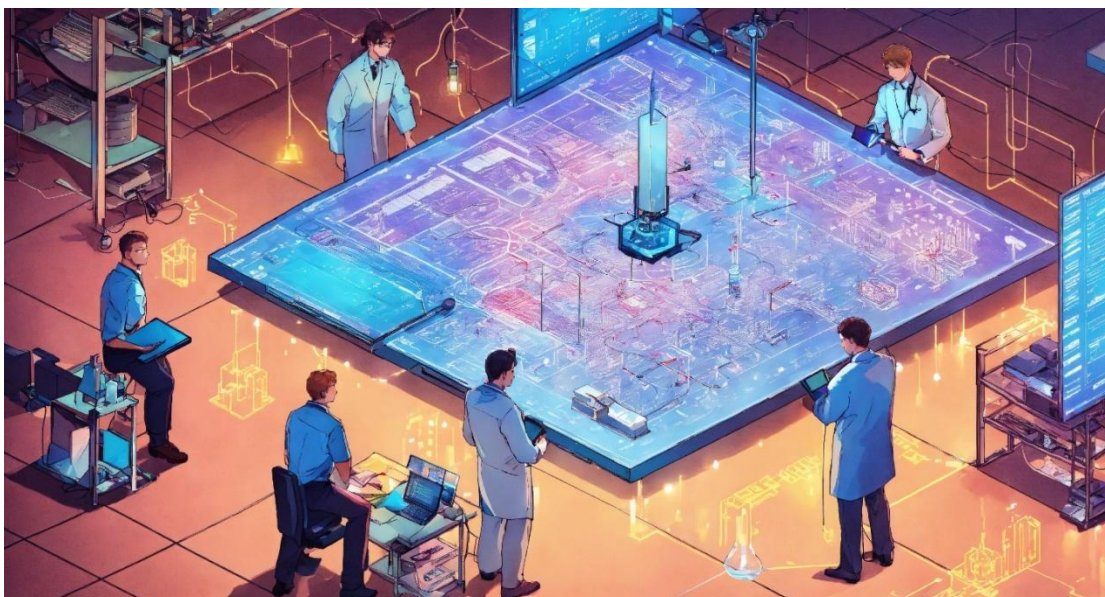


Рис. 2 Цифровой двойник

Цифровой двойник месторождения

Цифровой двойник месторождения — это виртуальная модель реального месторождения, которая включает геологические данные, данные о добыче и инфраструктуре.

Применение:

- **Прогнозирование добычи:** Моделирование различных сценариев разработки месторождения для максимизации добычи. (текущее состояние, прогнозирование ремонтов скважин или строительства боковых стволов, необходимость смены системы разработки или изменение сетки скважин и т.д.)

- **Оптимизация бурения:** Выбор оптимальных участков для бурения новых скважин. (повышение нефтеотдачи пластов, проведение ЗБС, ГРП и т.д).
- **Управление запасами:** Анализ данных для более точного планирования и контроль и оптимизация всех доступных ресурсов для достижения максимальной эффективности.

Пример:

Крупные нефтяные компании, такие как Shell (2018) и BP (2020), используют цифровые двойники для управления сложными месторождениями, включая шельфовые и сланцевые.

Применение цифровых двойников в нефтегазовой отрасли:

1. Shell: цифровой двойник месторождения

Проект: Shell году внедрила цифровой двойник для управления месторождением в Северном море, одном из самых сложных регионов для добычи нефти.

Результаты:

- Увеличение добычи на 10%: Цифровой двойник позволил оптимизировать процессы бурения и эксплуатации скважин, что привело к значительному росту добычи.
 - Снижение затрат на техническое обслуживание: благодаря предсказательной аналитике, Shell смогла заранее выявлять потенциальные проблемы с оборудованием, что снизило затраты на время проведения ремонта и простоев.
 - Улучшение безопасности: Постоянный мониторинг состояния оборудования и инфраструктуры позволил минимизировать риски возникновения аварий.
- [3]

2. BP: цифровой двойник морской платформы

Проект: BP создала цифровой двойник для морской платформы в Мексиканском заливе, где условия добычи особенно сложны из-за глубины и климатических факторов.

Результаты:

- Снижение простоев сократилось на 20%: Цифровой двойник позволил прогнозировать и предотвращать аварийные ситуации, что значительно сократило время простоя.
- Оптимизация энергопотребления: Моделирование различных режимов работы платформы привело к снижению энергозатрат и выбросов CO₂.
- Улучшение координации: Команды на платформе и на берегу получили доступ к единой платформе данных, что улучшило взаимодействие и принятие решений. [4]

3. Equinor: цифровой двойник шельфового месторождения

Проект: Equinor создала цифровой двойник для месторождения Johan Sverdrup в Северном море, одного из крупнейших шельфовых проектов в Европе.
Результаты:

- Увеличение добычи на 5%: Оптимизация процессов бурения и эксплуатации скважин привела к росту добычи.
- Снижение затрат на обслуживание на 20%: Предсказательная аналитика позволила Equinor минимизировать затраты на ремонт и техническое обслуживание.
- Улучшение экологических показателей: Снижение выбросов CO₂ за счет оптимизации энергопотребления и процессов добычи. [5]

4. Schlumberger: цифровой двойник для оптимизации бурения

Проект: Schlumberger использует цифровые двойники для оптимизации процессов бурения на месторождениях по всему миру.
Результаты:

- Снижение времени бурения на 15%: Моделирование и оптимизация режимов процессов бурения позволили сократить время выполнения операций.
- Снижение затрат на 10%: Увеличение точности бурения привело к снижению затрат на материалы и оборудование.
- Улучшение безопасности: Прогнозирование и предотвращение аварийных ситуаций повысило безопасность операций. [6]

Цифровые двойники становятся не просто технологическим трендом, а стратегическим инструментом для нефтегазовой отрасли, который способен кардинально изменить подходы к добыче, транспортировке и переработке углеводородов. Их внедрение позволяет компаниям не только повысить операционную эффективность, но и значительно снизить риски, связанные с человеческим фактором и внешними условиями. В условиях растущей конкуренции и ужесточения экологических норм они предоставляют уникальную возможность оставаться конкурентоспособными, минимизируя при этом воздействие на окружающую среду.

Одним из ключевых преимуществ цифровых двойников является их способность интегрировать огромные объемы данных из различных источников, что позволяет создавать точные и динамичные модели процессов. Это открывает новые горизонты для прогнозирования, предотвращения аварий и оптимизации работы оборудования. Например, их использование для мониторинга состояния трубопроводов или прогнозирования износа насосного оборудования позволяет не только снизить затраты на ремонт, но и избежать катастрофических последствий, таких как разливы нефти или газовые выбросы.

Однако успешное внедрение цифровых двойников требует комплексного подхода. Компании должны инвестировать не только в технологии, но и в подготовку персонала, способного работать с современными инструментами анализа данных. Кроме того, важно учитывать вопросы кибербезопасности, так как цифровые двойники становятся мишенью для хакеров. Разработка надежных систем защиты данных и обеспечение их устойчивости к внешним угрозам — это обязательное условие для успешного использования цифровых двойников.

В будущем цифровые двойники станут еще более развитыми благодаря искусственному интеллекту, машинного обучения и IoT. Уже сегодня мы видим, как компании начинают использовать цифровые двойники для создания "умных" месторождений, где все процессы управляются автоматически на основе данных в реальном времени. Это не только повышает эффективность, но и позволяет минимизировать человеческое вмешательство, что особенно важно в условиях труднодоступных регионов, таких как Арктика или глубоководные шельфы.

Кроме того, цифровые двойники играют важную роль в переходе к низкоуглеродной экономике. Они помогают оптимизировать энергопотребление, снижать выбросы парниковых газов и внедрять более экологичные технологии добычи и переработки. Это особенно актуально в свете глобальных климатических инициатив и требований со стороны инвесторов.

В заключение хочется отметить, что цифровые двойники — это не просто технология будущего, а необходимость настоящего. Их внедрение позволяет нефтегазовым компаниям не только повысить эффективность и снизить затраты, но и стать более прогрессивными, в т.ч. по экологическим направлениям. Однако для достижения этих целей требуется комплексный подход, включающий инвестиции в технологии, подготовку кадров и обеспечение безопасности. В ближайшие годы мы ожидаем, что цифровые двойники станут стандартом для отрасли, открывая новые возможности для инноваций и роста.

Список терминов и сокращений:

Низкоуглеродная экономика — это экономика отличающаяся низким потреблением ископаемого топлива

Цифровая нефть — это скрытые залежи углеводородов, обнаруженные путём цифровой обработки геологических данных.

DTP - Digital Twin Prototype

DTI - Digital Twin Instance

DTE - Digital Twin Environment

IoT - Internet of Things - Это взаимодействие объектов на расстоянии между собой за счёт специального ПО и оборудования. Обмен данными друг с другом и внешней средой IoT-устройства осуществляют без непосредственного вмешательства человека.

Углеродный след - сумма выбросов парниковых газов, которые были произведены непосредственно или косвенно в результате хозяйственной и/или другой деятельности отдельного человека, компании, региона или государства, пересчитанная в эквивалент углекислого газа (CO₂).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авторы: Габидуллин Ильмир Ринатович Федоров Сергей Николаевич 19 июня 2023. Применение цифровых двойников в нефтегазовой отрасли URL: <https://apni.ru/article/6572-primenenie-tsifrovikh-dvoynikov-v-neftegazovo>
2. Grieves M. and Vickers J. «Digital Twin: Mitigating Unpredictable, Undesirable Emergent Behavior in Complex Systems», Transdisciplinary Perspectives on Complex Systems, In: Kahlen FJ, Flumerfelt S, Alves A (eds) Springer, 2017
3. Shell Technology Report. Digital Twins for Pipeline Monitoring. 2021.
4. "Digital Transformation in Oil and Gas: The Role of Digital Twins" by Deloitte (2020).
5. "Digital Twins in Upstream Oil and Gas: A Case Study of Equinor" by McKinsey & Company (2021).
6. "Digital Twin for Drilling Operations: A Case Study" by R. Söderberg et al., Journal of Petroleum Technology (2020).

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН: ПРЕИМУЩЕСТВА И ОГРАНИЧЕНИЯ

А.Д. Чернов^{1,2}, М.Е. Коваль^{1,2} к.т.н., Е.О. Игнатьева¹

ФГБОУ ВО «СамГТУ»¹;

ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)²

Самара, Россия

E-mail: Chernov802@gmail.com

Аннотация. Статья посвящена анализу современных технологий бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, которые являются ключевым инструментом разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Актуальность исследования обусловлена необходимостью повышения эффективности добычи в условиях истощения традиционных месторождений.

Рассмотрены инновационные методы, включая применение добавок в буровые растворы для уменьшения трения бурового инструмента, применение роторных управляемых систем и забойных двигателей, обеспечивающих высокоточное управление траекторией бурения. Особое внимание уделено преимуществам повышения охвата продуктивных пластов, путём бурения скважин с горизонтальным окончанием, что сказывается на снижении общего количества скважин. Бурение горизонтальных скважин позволяет достичь прироста дебита на 30–50% в низкопроницаемых коллекторах.

Выявлены ограничения, включая высокую стоимость оборудования, риски осложнений.

Ключевые слова: наклонно-направленное бурение, горизонтальные скважины, геонавигация, роторные управляемые системы, буровые растворы, трудноизвлекаемые запасы.

Современные технологии строительства наклонно-направленных и горизонтальных скважин стали ключевым инструментом для бурения с большими отходами от вертикали. Эти методы позволяют существенно увеличить длину контакта ствола скважины с продуктивным пластом, что напрямую влияет на повышение дебита и эффективности извлечения углеводородов.

Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин сопряжено с рядом технических ограничений. К ним относятся сложности управления траекторией в условиях неоднородных пород и риски, связанные с осложнениями. Строительство данных скважин может сопровождаться такими трудностями как: обвалы стенок, поглощения бурового раствора, превышения момента на кручение, недохождение нагрузок на забое (появление синусоидального и спирального баклинга), проблемы связанные со сложным геометрическим профилем. Современные технологии, такие как роторные управляемые системы и геонавигационные комплексы (MWD/LWD), направлены на решение этих задач, обеспечивая высокоточное позиционирование ствола и минимизацию отклонений от проектной траектории. Также необходимо применение смазывающих добавок в буровые растворы для снижения коэффициента трения в скважине. [1]

Роторные управляемые системы

Высокотехнологичные комплексы позволяют управлять траекторией бурения в режиме непрерывного вращения бурильной колонны. В отличие от традиционных методов, где для изменения направления требуется остановка и переориентация забойного двигателя, РУС обеспечивают плавную корректировку траектории в реальном времени, что значительно повышает эффективность процесса.

РУС состоит из датчиков (акселерометры, магнитометры, гироскопы) для измерения параметров скважины (азимут, зенитный угол), гидравлического или электромеханического привода, отклоняющие долото в заданном направлении, а также канала связи для передачи данных на поверхность через импульсы давления или электромагнитные сигналы.

Роторные управляемые системы обладают рядом ключевых преимуществ, которые делают их незаменимыми при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Прежде всего, они обеспечивают высокую точность управления траекторией, позволяя отклоняться от проектного профиля не более чем на $0,1-0,5^\circ$ на 30 метров. Это особенно критично при работе в сложных геологических условиях, где даже незначительные отклонения могут привести к выходу за пределы продуктивного пласта. Интеграция с системами каротажа во время бурения (LWD) позволяет оперативно корректировать направление, избегая зон аномальных давлений или тектонических нарушений.

Также важным преимуществом является сокращение времени проходки за счет непрерывного вращения бурильной колонны. В отличие от традиционных методов, где для изменения направления требуется остановка и перенастройка забойного двигателя, РУС работают в режиме реального времени, что снижает простои на 15–25%. В мягких породах скорость бурения достигает 60 м/час, а в проектах на шельфе Норвегии удается проходить горизонтальные участки длиной до 3 000 метров без перегрузки оборудования. Непрерывное вращение предотвращает «прихватывание» в зонах неустойчивых пород, а интеллектуальные алгоритмы системы автоматически компенсируют вибрации и боковые нагрузки. [2]

Таким образом, роторные управляемые системы не только повышают точность и скорость бурения, но и расширяют технические возможности освоения сложных месторождений, делая их ключевым инструментом современной нефтегазовой отрасли.

Несмотря на значительные преимущества, данное решение имеет ряд технических и эксплуатационных ограничений, которые необходимо учитывать при проектировании скважин. Ключевыми недостатками являются высокая стоимость эксплуатации и увеличение механических нагрузок и вибраций, которые приводят к преждевременному износу долот и бурильных труб.

Применение специализированных буровых растворов для снижения коэффициента трения

Одним из наиболее эффективных способов снижения коэффициента трения в стволе скважины является использование специализированных буровых растворов, модифицированных смазывающими добавками и реологическими агентами. Эти растворы выполняют двойную функцию: не только обеспечивают вынос шлама [3] и стабилизацию стенок скважины, но и формируют защитный слой, минимизирующий трение между бурильной колонной и скважиной.

Ключевую роль играют смазывающие добавки, такие как графит и дисульфид молибдена (MoS_2). Графит, вводимый в раствор в виде микронизированного порошка, создает на поверхности труб и стенках скважины тонкую «сухую» смазочную пленку, снижая трение на 20–30% даже в условиях высоких механических нагрузок. Дисульфид молибдена, обладающий слоистой кристаллической структурой, демонстрирует повышенную эффективность в средах с аномальными давлениями и температурами, обеспечивая стабильное скольжение при экстремальных параметрах.

Полимерные смазки, включая полиэтиленгликоль и поверхностно-активные вещества (ПАВ), работают за счет образования гидрофильного слоя на металлических поверхностях. Этот слой уменьшает адгезию между колонной и

глинистыми породами, предотвращая заедания. В карбонатных коллекторах применение ПАВ-содержащих растворов позволило сократить трение на 15–18%, что напрямую повысило скорость проходки.

Инновационным решением стало внедрение наночастиц, таких как оксид графена и нанокремнезем (SiO_2). Наночастицы, благодаря высокой удельной поверхности, усиливают смазывающие свойства раствора и улучшают его термостабильность. Лабораторные испытания показали, что добавка 0,5% оксида графена снижает коэффициент трения на 35–40% при температурах до 200°C, что особенно актуально для сверхглубоких скважин. [4]

Реологические модификаторы, такие как полианионная целлюлоза и ксантановая камедь, оптимизируют вязкость и предельное напряжение сдвига раствора. Это позволяет снизить гидродинамическое сопротивление при циркуляции и минимизировать застойные зоны, где трение достигает пиковых значений. На месторождениях Западной Сибири использование растворов с ксантановой камедью сократило энергозатраты на вращение колонны на 12–15%.

Однако эффективность добавок зависит от их совместимости с другими компонентами раствора. Графит может ухудшать фильтрационные свойства, а наночастицы требуют точной дозировки из-за риска агрегации. Поэтому разработка рецептуры всегда включает этап лабораторных и полевых испытаний, учитывающих специфику конкретного месторождения.

Таким образом, специализированные буровые растворы, обработанные смазывающими добавками, представляют собой универсальный инструмент для снижения трения, но их успешное применение требует комплексного подхода, сочетающего химические, технологические и геологические аспекты. [5]

Расчет буримости сложной горизонтальной скважины

Рассмотрим горизонтальную скважину западносибирской группы месторождений. При бурении секции 114 мм, использовался раствор на углеводородной основе (коэффициент трения составляет 0,35 в обсаженном стволе и 0,25 в открытом стволе). В ходе расчетов было отмечено, что скважина имеет сложный геометрический профиль (азимутальный разворот более 90°) и горизонтальный участок длиной 1500 метров (рис. 1 и 2). Для реализации данного профиля минимальное значение веса на долоте должно быть не ниже 5 т.

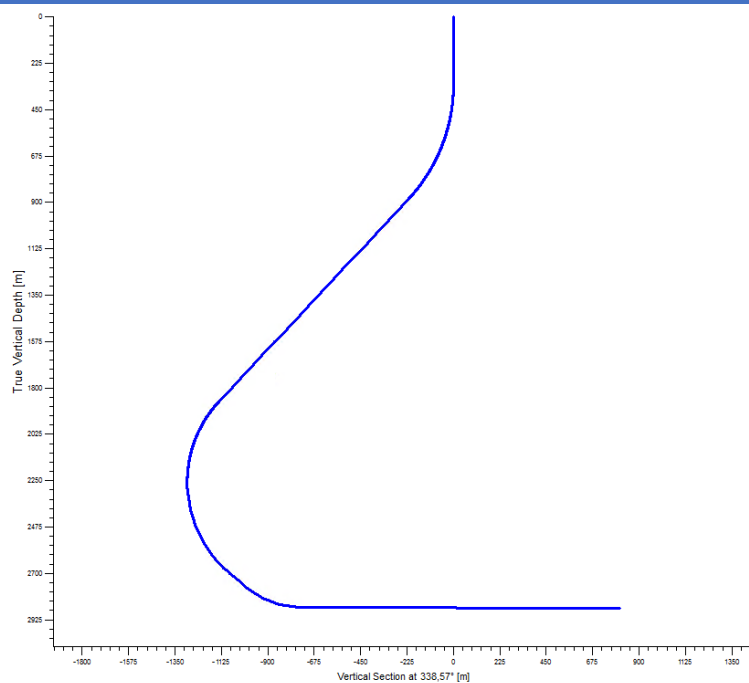


Рисунок 1 - Вертикальная развертка траектории

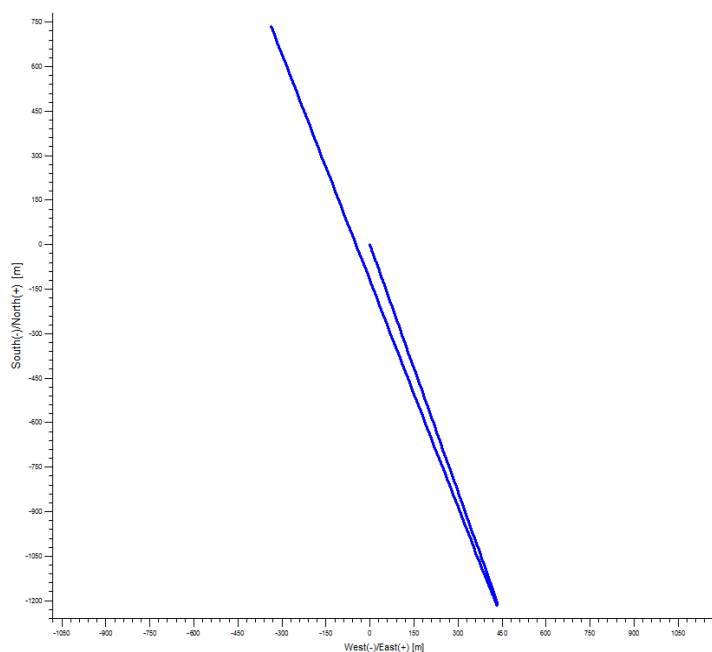


Рисунок 2 - Вид сверху

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Таблица 1 – Механические ограничения

Наименование показателя	Фактическое значение	Соответствие предъявляемым требованиям	
Запас по затяжке на подъем	12,90 т	до	66,67% от запаса
Минимальная нагрузка на долото до синусоидальной потери устойчивости при вращении на забое	14,91 т	на	4007,03 м
Минимальная нагрузка на долото до спиральной потери устойчивости при вращении на забое	21,84 т	на	4007,03 м
Минимальная нагрузка на долото до синусоидальной потери устойчивости при бурении на ВЗД	1,20 т	на	2505,23 м
Минимальная нагрузка на долото до спиральной потери устойчивости при бурении на ВЗД	9,07 т	на	2368,79 м
Затяжка при подъеме	41,79 т		
Разгрузка при спуске	28,47 т		

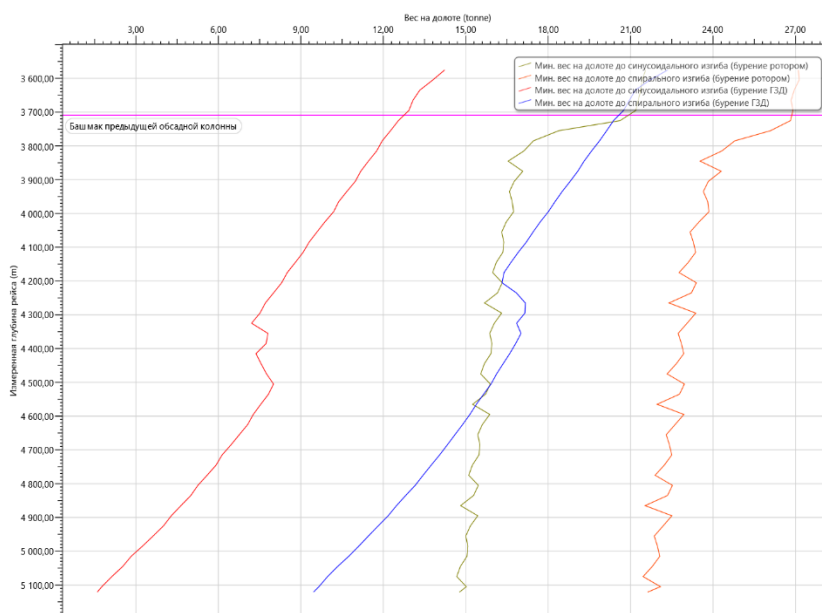


Рисунок 3 – График минимального веса на долоте по глубине скважины

Результат моделирования процесса бурения под хвостовик отражен на рис. 3 и таблицах 1 и 2. Из графика видно, что максимальной возможной нагрузкой на долото (до появления баклинга) при бурении на ВЗД является 1,2 т. В следствие чего невозможно достичь проектной глубины скважины при помощи винтового забойного двигателя из-за появления синусоидального баклинга.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Таблица 2 – Суммарный отчет по нагрузкам при бурении секции 155,6 м

Условие нагружения	Отказ по напряжению			Пределы потери устойчивости			Отказ по моменту	Момент на столе ротора, кН/м	Общее скручивание с учетом момента на долоте, об/мин	Общее скручивание без учета момента на долоте, об/мин	Измеренный вес, т	Общее натяжение, м	Осевое напряжение = 0		Нейтральная точка на расстоянии от устья, м	Нейтральная точка на расстоянии от долота, м
	Усталость	Достижение 90% предела текучести	Достижение 100% предела текучести	Синусоидальный	Спиральный	Запирание							Расстояние от поверхности, м	Расстояние от долота, м		
Спуск								0,00	0,0	0,0	50,23	1,43	1735,86	3422,14	5158,00	0,00
Подъем								0,00	0,0	0,0	120,48	4,97	3556,07	1601,93	5158,00	0,00
Бурение ротором								23,24	26,7	21,3	68,70	2,19	2505,87	2652,13	2770,68	2387,32
Бурение ГЗД				X				2,50	4,5	0,0	42,57	0,78	1128,71	4029,29	1104,66	4053,34
Обратная проработка								23,57	23,6	20,9	83,70	3,60	3178,30	1979,70	5158,00	0,00
Вращение над забоем								21,05	20,6	20,6	78,70	3,13	2933,21	2224,79	5158,00	0,00

Данную проблему можно решить тремя способами:

1. Добуривание скважины путем применения РУС на отметке 4800 м по стволу.
2. Уменьшение горизонтального участка скважины на 350 м.
3. Снижение коэффициента трения до 0,2 в обсаженном стволе и 0,3 в открытом стволе.

Расчет буримости сложной наклонно-направленной скважины

Далее рассмотрим сложнореализуемую наклонно-направленную скважину. При бурении секции 178 мм, использовался раствор на водной основе (коэффициент трения составляет 0,4 в обсаженном стволе и 0,3 в открытом стволе). Скважина построена с отходом на 2300 метров от вертикали (рис. 4 и 5).

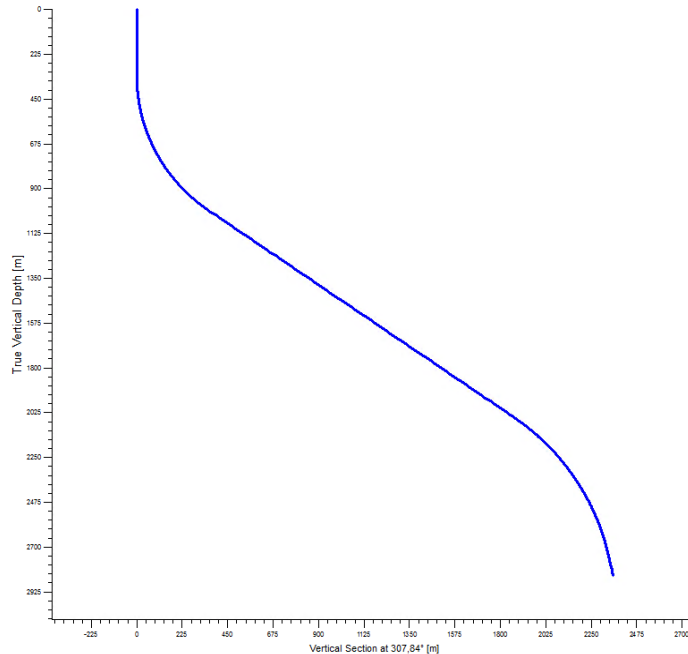


Рисунок 4 – Развертка траектории

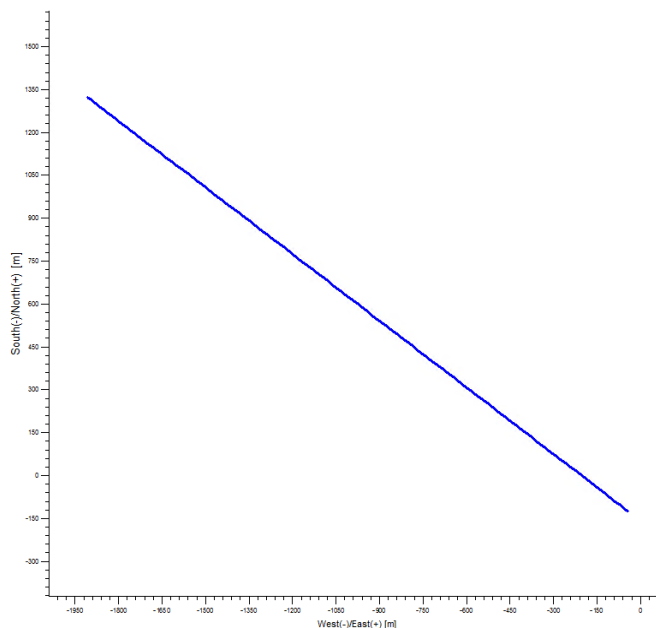


Рисунок 5 – Вид сверху

Таблица 3 – Механические ограничения

Наименование показателя	Фактическое значение	Соответствие предъявляемым требованиям	
Запас по затяжке на подъем	11,12 т	до	66,67% от запаса
Минимальная нагрузка на долото до синусоидальной потери устойчивости при вращении на забое	7,68 т	на	3853,72 м
Минимальная нагрузка на долото до спиральной потери устойчивости при вращении на забое	9,96 т	на	3853,72 м
Минимальная нагрузка на долото до синусоидальной потери устойчивости при бурении на ВЗД	6,98 т	на	3853,72 м
Минимальная нагрузка на долото до спиральной потери устойчивости при бурении на ВЗД	17,04 т	на	3853,72 м
Затяжка при подъеме	58,85 т		
Разгрузка при спуске	34,23 т		

В результате расчета на буримость скважины под эксплуатационную колонну (таблица 3 и 4), можно сделать вывод, что невозможно достичь проектной глубины при бурении с помощью винтового забойного двигателя на РВО из-за недохождения необходимой нагрузки на долото.

Пути решения данной проблемы:

1. Смещение проектной цели на 750 метров по направлению к устью скважины.
2. Снижение коэффициента трения до 0,2 в обсаженном стволе и 0,3 в открытом стволе. Путем добавления смазывающих добавок или перевод системы на РУО.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Таблица 4 - Суммарный отчет по нагрузкам при бурении секции 178 мм

Условие нагружения	Отказ по напряжению			Пределы потери устойчивости			Отказ по моменту	Момент на столе ротора, кН/м	Общее скручивание с учетом момента на долоте, об/мин	Общее скручивание без учета момента на долоте, об/мин	Изменный вес, т	Общее натяжение, м	Осевое напряжение = 0		Нейтрал. точка на расстоянии и от устья, м	Нейтрал. точка на расстоянии и от долота, м
	Усталость	Достижение 90% предела текучести	Достижение 100% предела текучести	Синусоидальный	Спиральный	Запирание							Расстояние от поверхности, м	Расстояние от долота, м		
Спуск								0,00	0,0	0,0	74,38	1,72	3704,29	217,71	3922,00	0,00
Подъём								0,00	0,0	0,0	167,46	3,92	3762,65	159,35	3922,00	0,00
Бурение ротором				X	X			37,80	14,3	8,7	94,62	1,96	3279,16	642,84	3409,94	512,06
Бурение ГЗД				X				5,00	3,1	0,0	68,88	1,35	3324,81	597,19	3513,65	408,35
Обратная проработка								41,48	13,3	12,4	118,62	3,16	3889,93	32,07	3922,00	0,00
Вращение над забоем								35,15	10,7	10,7	108,62	2,66	3737,15	184,85	3922,00	0,00

Вывод

Современные технологии бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, значительно повышают точность управления траектории в продуктивном пласте и позволяют увеличивать протяженность скважин. Наилучшим решением для бурения скважин с большим отходом от вертикали это значительное уменьшение коэффициента трения до значения 0,2/0,3 (в колонне/в открытом стволе), путем применения растворов на углеводородной основе с добавлением смазывающих добавок. А также применение РУС для достижения целей протяженных горизонтальных участков.

ЛИТЕРАТУРА

1. Коваль, М. Е. Изучение комплексного влияния смазывающих добавок, скорости перемешивания и мраморной крошки на смазывающую способность / М. Е. Коваль, В. А. Капитонов // Ашировские чтения. – 2016. – Т. 1, № 2(8). – С. 170-181.
2. Хомяк А.В., Чуктуров Г.К. Применение роторно-управляемых систем на примере Уренгойского месторождения: Инновационная наука, 2022, № 3-2, – 46-49 с. – ISSN 2410-6070.
3. 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 / В. И. Никитин, Н. Д. Бурахин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 2(362). – С. 32-36. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-2(362)-32-36.
4. Хузина Л.Б., Петрова Л.В., Любимова С.В. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами: Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012, №5. – 62-68 с.
5. Повышение качества смазывающих добавок для буровых растворов - скрытый потенциал улучшения технико-экономических показателей строительства скважин / А. С. Козырев, А. В. Хохлов, А. В. Мишин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 3. – С. 90-95. – DOI 10.24887/0028-2448-2024-3-90-95.

РОЛЬ ИТ-РЕШЕНИЙ В ПОДБОРЕ ОПТИМАЛЬНОГО ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

М.Е. Расцов, А.Д. Фадеев

Научный руководитель: Аверкин Вадим Николаевич

Самарский Государственный Технический Университет, г. Самара, Россия

Email: Rastsov.makc@mail.ru, dzhonicraft@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена анализу роли современных ИТ-решений в процессе подбора оптимального породоразрушающего инструмента для нефтегазовой отрасли. Рассматриваются традиционные методы выбора инструмента, основанные на эмпирическом опыте и справочных данных, а также их недостатки, такие как

субъективность и ограниченность учета факторов. Особое внимание уделено цифровым технологиям, включая моделирование, системы поддержки принятия решений (DSS), анализ больших данных (Big Data) и искусственный интеллект (ИИ), которые позволяют значительно повысить точность подбора, снизить затраты и увеличить производительность. Приводятся примеры успешного внедрения IT-решений на предприятиях, таких как Sandvik, Epiroc и Rio Tinto, а также их экономический эффект. В заключении подчеркивается, что сочетание опыта специалистов и возможностей цифровых технологий открывает новые перспективы для оптимизации производственных процессов.

Ключевые слова: IT-решения, породоразрушающий инструмент, нефтегазовая промышленность, моделирование, искусственный интеллект, Big Data, системы поддержки принятия решений, оптимизация, производительность, безопасность, цифровизация.

Подбор породоразрушающего инструмента в нефтегазовой отрасли — одна из основных задач, определяющих эффективность и безопасность производственного процесса. Оптимальный выбор инструмента позволяет заметно снизить материальные затраты, ускорить выполнение работ и увеличить срок эксплуатации оборудования. В то же время некорректный подбор может привести к росту издержек, снижению производительности и повышению вероятности нештатных или аварийных ситуаций. Поэтому для высокоскоростных и рискованных процессов крайне важен грамотный и обоснованный подход к подбору оборудования.

До внедрения современных информационных технологий процесс выбора инструмента основывался преимущественно на эмпирических данных и профессиональном опыте специалистов. Согласно исследованиям, в 70-80% случаев решения принимались на основании справочных материалов производителей и ведомственных нормативных документов[1]. Однако, несмотря на квалифицированность и профессионализм сотрудников, традиционные методы не всегда обеспечивали точность выбора и часто не учитывали все особенности условий эксплуатации. Исходя из этого возникла потребность в более точных и эффективных методах, которые могут учесть гораздо больше факторов, чтобы выбрать подходящий инструмент.

В этой статье мы хотим рассмотреть, как продукты развивающейся IT-сферы помогают оптимизировать процесс выбора породоразрушающего инструмента (рис. 1), как это влияет на производительность и эффективность работы, а также какие возможности открывает применение новых технологий.



Рис. 1. Породоразрушающий инструмент

1. Традиционные методы подбора породоразрушающего инструмента

До появления сложных информационных систем подбор инструмента зачастую был основан на эмпирическом методе. Инженеры, операторы и другие специалисты полагались на свои знания и многолетний опыт работы, что, безусловно, способствовало оперативности принятия решения, но часто упускало ключевые нюансы, которые могли существенно повлиять на результат. В ряде случаев выбор породоразрушающего инструмента опирался на данные из специализированных таблиц, справочников и рекомендаций, которые составлялись непосредственно производителями инструментов. Однако справочные материалы не всегда учитывают совокупность всех переменных: тип пород, их влажность, плотность или механические характеристики. Редко, но имеют место быть ситуации, в которых инженеры, ответственные за выбор породоразрушающего инструмента, ошибались. В результате, использование традиционных подходов порой приводило к снижению производительности и увеличению затрат на строительство скважин. Несмотря на высокую квалификацию специалистов, недостаток объективных данных и быстрых расчетов был очевиден. Согласно статистике нефтедобывающих предприятий, использование традиционных подходов в 15-20% случаев приводило к снижению производительности на 25-30%. Еще одной проблемой являлась субъективность в принятии решений, когда опыт одного человека мог сильно влиять на выбор в условиях, когда требовалась точность или многогранный подход.

2. Влияние IT-решений на процесс подбора инструмента

Сегодня цифровые технологии ломают привычные схемы выбора породоразрушающего оборудования, предлагая совокупность мер по оптимизации производственных процессов. В первую очередь, это связано с возможностью автоматизировать множество процессов и с использованием мощных вычислительных систем для точного анализа данных. Что представляет из себя IT-решения? В этом контексте подразумеваются различные программные средства и платформы, которые позволяют как собирать информацию, так и анализировать её с учетом множества факторов. Главное преимущество таких систем — способность анализировать огромное количество параметров одновременно. Современные алгоритмы учитывают десятки факторов, речь идет не только об очевидных характеристиках вроде твердости породы или мощности оборудования, от микроструктуры горной массы до климатических условий на конкретном месторождении. Такой комплексный подход просто невозможен при традиционных методах выбора. Поэтому главным «плюсом» можно считать не скорость принятия решения, а способность учесть все факторы в совокупности и вынести вердикт.

Но как именно цифровые системы помогают избежать ошибок? Взглянем на конкретный пример: алгоритмы автоматического анализа данных могут предложить наиболее подходящий инструмент, который учитывает все внешние и внутренние условия. Важным аспектом является способность таких систем проводить моделирование. Сегодня можно создать цифровую копию инструмента и "проверить" его в виртуальных условиях, максимально приближенных к реальным. Это позволяет заранее выявить потенциальные проблемы и подобрать оптимальное решение без дорогостоящих натурных испытаний. По данным отчета PwC о цифровизации в нефтегазовой отрасли, компании, внедрившие подобные системы, отмечают

сокращение затрат на инструмент в среднем на 20-25%. При этом производительность труда возрастает на 15-18%, а количество аварийных ситуаций снижается почти вдвое. Эти цифры говорят сами за себя[2]. Среди лидирующих позиций типов IT-решений можно выделить программное обеспечение для моделирования и анализа, системы поддержки принятия решений - DSS (DecisionSupportSystem) и инструменты для анализа больших данных (Big Data (рис. 2)). Программные комплексы для моделирования и анализа позволяют специалистам создавать виртуальные модели, на основе которых можно протестировать различные инструменты и методы работы с породами.

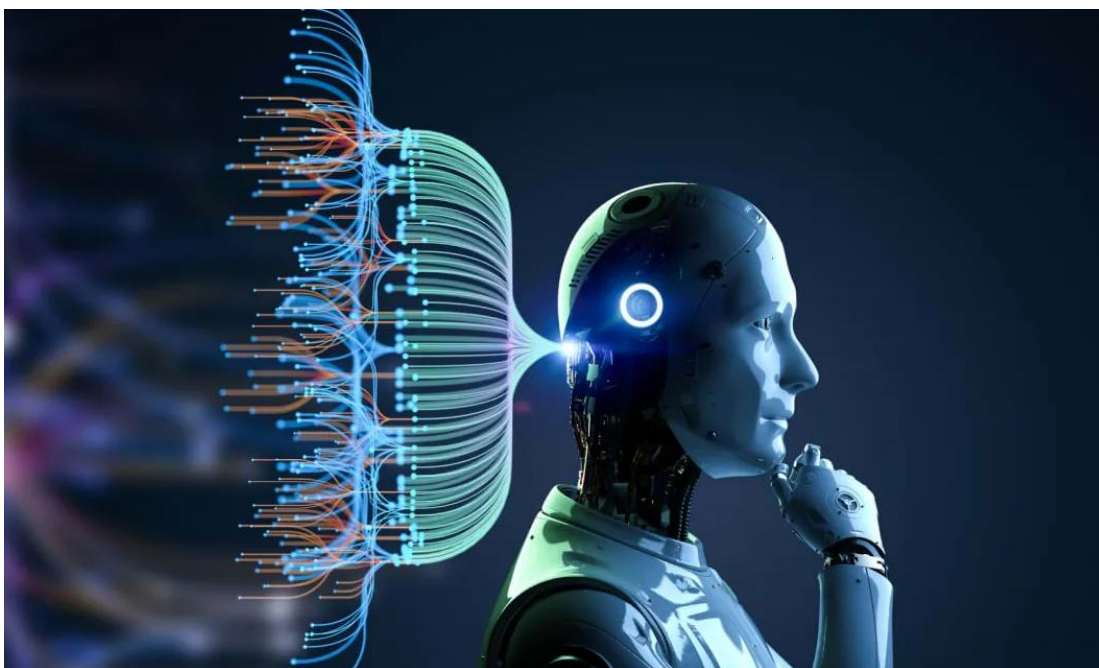


Рис. 2. Big Data

Системы поддержки принятия решений помогают в реальном времени анализировать текущие условия и быстро принимать правильные решения.

Помимо этого, с развитием технологий активно используются инструменты для анализа данных, которые позволяют на основе большого объема информации (например, геологических характеристик, данных о породах, истории эксплуатации инструментов) точно прогнозировать, какой инструмент будет наиболее эффективен в конкретных условиях. Такие платформы имеют большое преимущество, поскольку они могут обрабатывать гораздо больше данных, чем любая группа инженеров, и учитывать более сложные зависимости.

Наряду с этим роль машинного обучения и искусственного интеллекта (ИИ) в процессе подбора инструментов ощутимо возрастает. Алгоритмы машинного обучения позволяют программным системам обучаться на большом объеме данных и прогнозировать наиболее эффективные решения с каждым новым анализом. Это особенно важно в таких сложных и многогранных областях, как выбор породоразрушающего инструмента, где имеет место быть многообразие факторов.

Например, алгоритмы могут учитывать такие характеристики, как минералогический состав породы, ее влажность, прочностные характеристики и другие параметры, которые трудно учесть в традиционном методе.

Использование искусственного интеллекта для анализа геологических и физических характеристик пород помогает наряду с точным выбором инструмента, дополнительно спрогнозировать износ оборудования, что позволяет оптимизировать эксплуатационные расходы и продлить срок службы инструментов. Кстати, интересный пример из зарубежной практики. На одном из медных месторождений в Чили внедрение системы на основе искусственного интеллекта позволило увеличить срок службы буровых коронок на 40%[3]. Алгоритм помимо состава породы, так же учитывал такие параметры, как вибрация оборудования и температура в зоне бурения. IT-решения помогают не только улучшить точность подбора инструмента, но и существенно увеличить производительность производственного процесса. Внедрение таких технологий позволяет минимизировать риски, улучшить экономические показатели и повысить безопасность работ.

3. Основные этапы процесса подбора породоразрушающего инструмента с использованием IT-решений

Сегодня цифровые решения полностью преобразовали методы выбора породоразрушающего инструмента. Давайте разберёмся, как современные IT-решения помогают специалистам принимать обоснованные решения. Процесс подбора породоразрушающего инструмента с использованием современных IT-решений состоит из нескольких ключевых этапов, каждый из которых способствует повышению точности выбора и эффективности работы. Одним из первых шагов является сбор и обработка данных. Именно на этом этапе IT-решения помогают собирать информацию о типах пород, их механических и физических характеристиках, а также условиях эксплуатации. В традиционных методах этот процесс часто зависел от субъективных оценок и опыта работников. Однако с применением цифровых технологий можно автоматически собирать данные с различных источников, таких как датчики, геологические исследования и результаты предыдущих работ. Эти данные могут включать информацию о физико-механических характеристиках пропластков, вкраплений и пород, что позволяет более точно прогнозировать поведение породоразрушающего инструмента в различных условиях. Как свидетельствуют исследования McKinsey Global Institute, автоматизированный анализ данных позволяет снизить вероятность ошибочного выбора оборудования на 37-42% по сравнению с традиционными методами[4].

Следующим важным этапом является анализ и моделирование. На этом этапе создаются виртуальные модели, которые позволяют оценить эффективность различных инструментов при воздействии на различные породы. С помощью специализированных программных решений можно воспроизвести множество рабочих ситуаций и протестировать, как тот или иной инструмент будет вести себя при разных физических и химических свойствах материалов. Это позволяет выбрать оптимальные параметры инструмента, такие как диаметр, длина, форма, а также характеристики материала, из которого он изготовлен (рис. 3).

Моделирование является ключевым инструментом в процессе оптимизации выбора, поскольку позволяет заранее учесть все возможные сценарии эксплуатации и

принять решение на основе верных и обоснованных расчетов, а не на основе интуитивных ощущений. Важным дополнением являются аналитические инструменты, которые помогают обработать полученные данные и принять оптимальное решение с учетом всех факторов.

Особого внимания заслуживают системы прогнозирования. Они включаются в работу после моделирования и действуют как опытный механик, который по звуку двигателя может определить неисправность. Только в данном случае "механик" — это сложный алгоритм, анализирующий данные с датчиков. Такие системы могут предсказать, когда инструмент начнёт выходить из строя и порекомендовать оптимальное время замены. Выходить из строя из строя порекомендовать оптимальное время для замены.

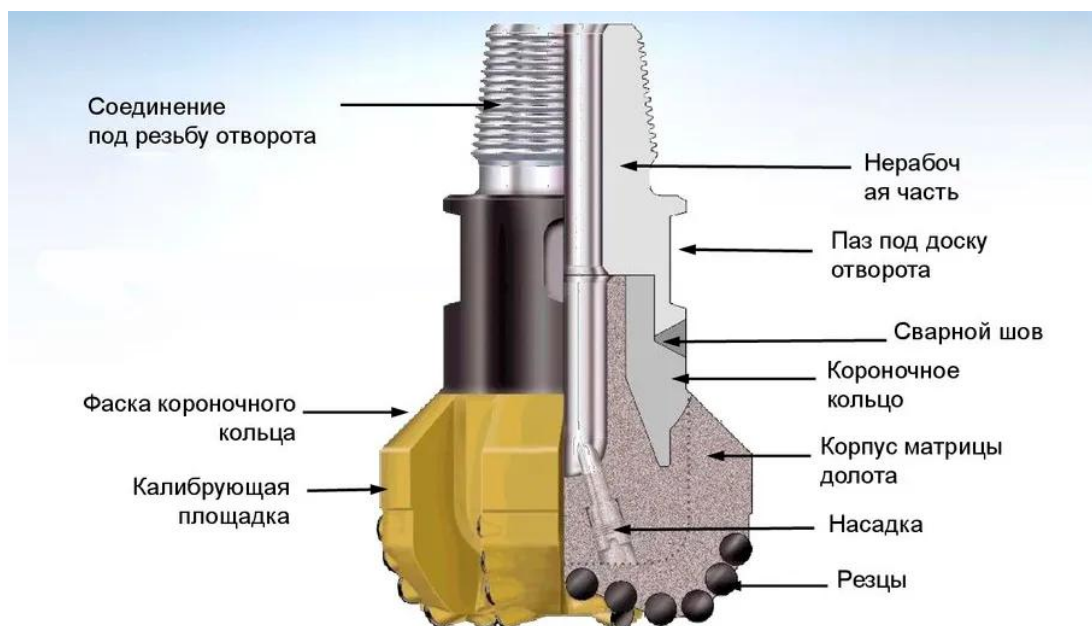


Рис. 3. Долот

Основной момент заключается в том, что цифровые решения — это не замена специалистам, а мощный инструмент в их руках. Они не принимают решения вместо человека, но предоставляют ему всю необходимую информацию для принятия обоснованного выбора. Многочисленные примеры свидетельствуют о том, что сочетание человеческого опыта и возможностей искусственного интеллекта даёт наилучшие результаты.

Конечно, внедрение таких технологий требует инвестиций. Но, на основе статистики видно, что эти вложения быстро окупаются. Во-первых, за счёт экономии на самом инструменте — правильный выбор позволяет сократить расходы на 15-20%. Во-вторых, за счёт уменьшения простоев оборудования. В-третьих, за счёт повышения безопасности работ. По данным Boston Consulting Group, большинство газодобывающих компаний возвращают инвестиции в цифровые решения уже в первый год эксплуатации[5].

4. Преимущества использования IT-решений

Современные IT-технологии существенно перестроили систему подхода к выбору породоразрушающего инструмента, предлагая компаниям широкий спектр ключевых достоинств. В отличие от прежних подходов, современные методы позволяют принимать обоснованные решения в кратчайшие сроки с минимальными рисками.

Следует подчеркнуть, что преимущества цифровых решений носят кумулятивный характер. Чем дольше система используется на предприятии, тем точнее становятся ее рекомендации. Накопленная база данных, учет предыдущих решений и их эффективности, постоянное обучение алгоритмов - все это приводит к тому, что через 2-3 года эксплуатации экономический эффект от внедрения увеличивается по сравнению с первоначальными показателями [6].

IT-решения способствуют повышению безопасности работы. Идеально соответствующий задачам инструмента позволяет избежать множества потенциальных рисков. Например, использование неподходящего инструмента может привести к его поломке или повреждению породы, что в свою очередь может спровоцировать аварийные ситуации. IT-платформы помогают минимизировать такие риски за счет точности в расчетах и рекомендациях.

В условиях ужесточающихся экологических норм и требований к устойчивому развитию цифровые решения предлагают еще одно важное преимущество - снижение воздействия на окружающую среду. Точный подбор инструмента означает меньший расход энергии, сокращение отходов производства, уменьшение вредных выбросов. Эти аспекты становятся все более значимыми для современных предприятий, стремящихся соответствовать принципам ответственного природопользования и выполнению законодательства.

5. Примеры внедрения IT-решений в подбор породоразрушающих инструментов

Сегодня цифровые решения становятся не просто полезным дополнением, а обязательным элементом успешной работы нефтедобывающих предприятий. На передовых предприятиях уже работают многоуровневые системы, которые собирают и анализируют данные в режиме реального времени. Эти "умные помощники" учитывают десятки параметров: от базовых характеристик породы до тончайших нюансов условий эксплуатации.

Крупные компании, работающие в смежной отрасли (горнодобывающая, строительная), могут похвастаться опытом внедрения цифровых решений. Компания Sandvik (Швеция), например, разработала систему, которая не только помогает выбрать инструмент, но и прогнозирует его износ с невероятной точностью. Это позволяет планировать замену оборудования заранее, избегая незапланированных простоев. По данным их отчета, это дает экономию до 20% на затратах на инструменты. Другим успешным примером является опыт Epiroc (Швеция), где инженеры создали "цифрового двойника" для буровых машин (рис. 4). Эта система моделирует работу оборудования в различных условиях, позволяя тестировать разные варианты инструментов без реальных испытаний. Такие виртуальные тесты помимо уменьшения времени, так же экономят ресурсы - по оценкам экспертов, до 30% от обычных затрат на подбор оборудования [7].

Горно-металлургическая компания Rio Tinto еще в 2019 году внедрила систему автоматического подбора бурового инструмента на руднике GudIII-Darri в Австралии. По данным их официального отчета, это позволило сократить время выбора оборудования на 40% [8]. Наша страна тоже не отстает и активно внедряет подобные технологии. Норникель на Талнахской обогатительной фабрике при помощи цифровой системы подбора инструмента, по данным корпоративного сайта, смог сократить расходы на 18% [9].



Рис.4. Долото

Эти компании используют различные методы машинного обучения и анализа данных для повышения эффективности и снижения затрат в горной и строительной промышленности. Опираясь на опыт вышеупомянутых компаний, ИТ-технологии следует активно развивать и в нефтегазовой отрасли. Однако, следует подметить, что внедрение таких технологий требует комплексного подхода. Недостаточно просто купить программу - нужно изменить сами процессы работы, подготовить персонал, создать инфраструктуру для сбора и анализа данных. Однако результаты внедрения говорят о том, что эти вложения быстро окупятся и начнут работать в плюс.

Подводя итог вышесказанному, с уверенностью можно утверждать, что использование ИТ-решений в процессе подбора породоразрушающих инструментов позволяет обеспечить более высокую продуктивность работы в бурении (увеличение рейсовой скорости, скорости проходки на долото). Внедрение технологий, таких как моделирование, прогнозирование и оптимизация, позволяет компаниям точнее выбирать инструменты, снижать затраты, улучшать безопасность. Применение ИИ и других аналитических инструментов открывает новые горизонты для оптимизации рабочего процесса, делая его более гибким и устойчивым к изменениям. В будущем

можно ожидать дальнейшее развитие этих технологий, что приведет к еще более точному выбору инструментов и повышению общей производительности работ при строительстве скважин или зарезке боковых стволов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Mining Engineering Magazine (2021) "Equipment Selection Practices in Modern Mining Operations" URL: <https://me.smenet.org/> (раздел "Archives" → 2021 → June Issue → стр. 48-52)
2. URL: <https://mining-media.ru/ru/article/newtech/17430-primeneniye-iskusstvennogo-intellekta-i-perspektivy-razvitiya-analiticheskikh-sistem-bolshikh-dannykh-v-gornoj-promyshlennosti>
3. URL: <https://www.codelco.com/memoria-2022/pdf/en/codelco-2022-annual-report.pdf>
4. URL: <https://www.mckinsey.com/industries/metals-and-mining/our-insights/digital-transformation-in-mining-less-hype-more-value>
5. https://web-assets.bcg.com/img-src/BCG-Creating-Value-with-Digital-Twins-in-Oil-and-Gas-Oct-2019_tcm9-230688.pdf
6. URL: <https://www.sciencedirect.com/journal/international-journal-of-mining-science-and-technology>
7. URL: <https://www.epirocgroup.com/content/dam/epiroc/corporate/documents/investors/agm-eng/Epiroc%20Annual%20and%20Sustainability%20Report%202023.pdf>
8. URL: <https://www.riotinto.com/en/invest>
9. URL: <https://nornickel.ru/news-and-media/press-releases-and-news/nornikel-sfu-i-zgu-obedinyayut-usiliya-v-nauchnom-i-obrazovatelnom-sotrudnichestve/>

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО КАНАЛА СВЯЗИ

К.Д. Дёмин

*Научный руководитель: П.А. Гаранин, доцент, к.т.н. каф. БНГС
Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

Одной из сложностей, влияющих на эффективность бурения скважины, является передача информации от забойного оборудования на поверхность. Широко применяемый гидравлический канал связи характеризуется низкой скоростью передачи данных и ограниченной устойчивостью к помехам. Разрабатываемая модель способна изменять параметры детекции, передаваемые по этому каналу, что снижает количество ошибок и ускоряет процесс бурения, минимизируя влияние помех от бурового оборудования на декодирование.

Ключевые слова: телеметрическое оборудование, гидравлический канал связи, параметры детекции, качество передачи данных.

INVESTIGATION OF IMPROVING THE DATA TRANSMISSION QUALITY OF THE HYDRAULIC COMMUNICATION CHANNEL

K.D. Demin

One of the difficulties affecting the efficiency of drilling a well is the transfer of information from the downhole equipment to the surface. The widely used hydraulic communication channel is characterized by a low data transfer rate and limited resistance to interference. The developed model is able to change the detection parameters transmitted through this channel, which reduces the number of errors and speeds up the drilling process, minimizing the impact of interference from drilling equipment on decoding.

Keywords: Telemetry equipment, hydraulic communication channel, detection parameters, data transmission quality.

Эффективность наклонного и горизонтального бурения, немало важно, зависит от оптимизации канала связи, которая обеспечивает передачу данных от приборов контроля траектории ствола скважины и каротажного оборудования на поверхность.

Существует три вида канала связи: электрический, электромагнитный, гидравлический.

Электрический канал связи имеет ряд преимуществ, включая высокую информативность, скорость работы, устойчивость к помехам и надежность передачи данных. Однако присутствие кабеля в бурильной колонне вызывает определенные сложности при бурении, так как требует дополнительных временных затрат на его установку и защиту от механических повреждений.

Электромагнитный канал связи функционирует на основе электромагнитных волн, которые возникают между изолированным участком бурильной колонны и распространяются через горные породы. Среди преимуществ этого канала можно выделить более высокую информативность и скорость передачи данных по сравнению с гидравлическим каналом. Однако его недостатками являются: ограниченная дальность связи, зависящая от проводимости горных пород, снижение помехоустойчивости сигнала при увеличении глубины скважины, а также трудности установки антенны в труднодоступных местах.

Гидравлический канал связи осуществляет передачу данных через буровой раствор, находящийся в циркуляции. Его основным преимуществом является большая дальность передачи информации. Однако среди недостатков можно отметить низкую информативность, обусловленную слабой помехоустойчивостью. Гидравлический канал связи является самым распространенным, так как большинство скважин можно пробурить именно с такими положительными характеристиками.

Факторы, влияющие на качество сигнала гидравлического канала связи: Скачки давления; Расход бурового раствора; прокачка вязких пачек; состав компоновки низу бурильной колонны; состояние и состав бурового раствора; вибрации; шумы от бурового оборудования.

Источниками шума могут быть механические вибрации. Буровое оборудование создает механические вибрации, которые распространяются по бурильной колонне, эти вибрации возбуждают акустические волны в буровом растворе, что накладывает шум на полезный сигнал, передаваемый гидравлическим каналом связи.

Шумы высокого давления – гидравлические системы бурового оборудования, такие как насоса, создают пульсации давления в системе, что может приводить к искажению данных, передаваемых на поверхность.

Затухание и потеря сигнала – шум может приводить к увеличению энергетических потерь сигнала, так как буровой раствор и бурильная колонна начинают действовать как резонанс, рассеивая энергию нужного сигнала.

Проблема ухудшения качества сигнала гидравлического канала связи ввиду влияния помех от бурового оборудования является особенно актуальной. Успешное решение указанной проблемы является одним из существенных факторов в повышении эффективности и точности наклонно-направленного бурения.

В исследовании необходимо выявить и обосновать способ повышения точности детекции сигналов в условиях высоких уровней шумов, характерных для наклонно-направленного бурения, с применением изменения параметров детекции в то время, как телеметрическое оборудование будет находиться в скважине.

В научно-технической литературе встречаются немало исследований на тему влияния шумов бурового оборудования на качество сигнала телеметрических систем. В большинстве из них оцениваются характер и уровень вибраций с гидравлическом каналом связи. В результате полученных результатов и их оценки были разработаны технология бурения, которая позволяет инженерам быстро принимать решения об изменении режима работы бурового оборудования, таких как насосы и силовые приводы, создание алгоритмов способных автоматически декодировать сигнал [1].

Исходя из сказанных методов, рассмотрим и оценим метод автоматических алгоритмов декодирования. Разработанные алгоритмы способны автоматически декодировать сигнал, передаваемых через гидравлический канал связи, и уменьшать количество ошибок, вызванных помехами, что способствует ускорению процесса бурения и снижению влияния человеческого фактора при декодировании.

Однако для правильной работы алгоритмов необходимо произвести их настройку. Основными настраиваемым параметрами являются интервал времени между импульсами и часть интервала импульса, содержащая один бит информации[2, 3]

Сложность данного метода заключается в том, что настраивать данные переменные необходимо для каждой конкретной скважины заранее при подготовке оборудования. И в случае наложения частоты шума бурового оборудования на частоту полезного сигнала во время бурения, приведет к частичной потере, либо полному отсутствию данных с приборов измерения и каротажа. Внести какие-либо корректировки в управлении параметров детекции возможно только на поверхности после подъема КНБК выше стола ротора.

Рассмотрим способ управления во время бурения параметрами детекции, а именно интервал времени между импульсами и ширину бита, содержащая информацию. Для этого необходимо будет внедрить модуль управления в циркуляционную систему. После получения команды на блок приема, управляемый модуль по заложенному в него алгоритму, производит открытие/закрытие клапанов, создавая перепад давления в циркуляционной системе. По перепаду давления контроллер-пульсатора расшифровывает команду и изменяет параметры работы пульсатора, Тем самым позволит изменить рабочую частоту сигнала и уйти от частоты помех бурового оборудования.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

На рисунке 1 представлен интерфейс цифрового фильтра, отображающего частоту бурового насоса и полезного сигнала.

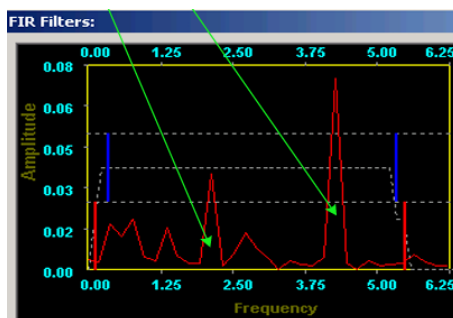


Рисунок 1

На рисунке 2 представлен сигнал, который не расшифрован системой декодирования из-за влияния помех.

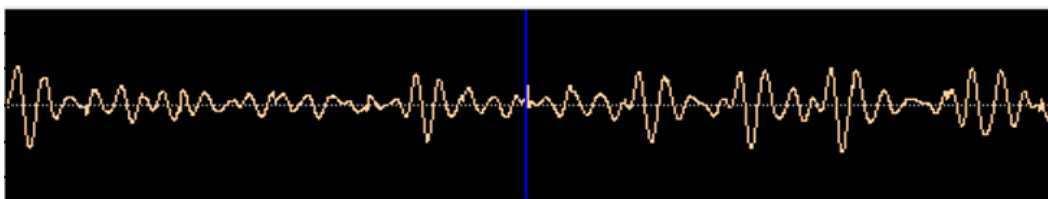


Рисунок 2

На рисунке 3 отображен сигнал с эталонным импульсом, системе удалось расшифровать пакет данных.

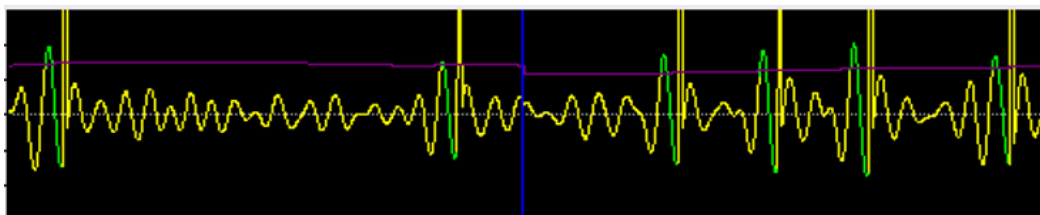


Рисунок 3

На основе рассмотренных методов можно сделать вывод, что проблема передачи данных в телеметрических системах на сегодняшний день еще не решена до конца. При высоком уровне помех полностью сигнал отфильтровать не удастся.

Разработка адаптивной модели управления параметрами детекции сигнала гидравлического канала связи позволит повысить качество передаваемых данных каротажных приборов и приборов контроля траектории ствола скважины, что позволит повысить надежность и качество наклонно-направленного бурения, что особенно важно для сложных геологических условий и глубоких скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лукьянов С.А., Живаева В.В. Оценка характера и уровня вибраций, возникающих при бурении скважин с использованием телесистем, функционирующих через гидравлический канал связи: Самарский государственный технический университет, "СПП Развитие", DOI: 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-12-14
2. Тейтельбаум Д.В., Власов А. А. Быстрые алгоритмы декодирования данных забойных телесистемы, использующей гидравлический канал связи. 2014г., УДК 550.8.054
3. Влацкая И.В., Голубенко И.В. Исследование методов повышения достоверности декодированных данных в забойных телеметрических системах с гидравлическим каналом связи.: Оренбургский государственный университет, г. Оренбург.
4. Ежов И.В. Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Феникс, 2017. – 284 с.
5. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. Москва Недра, 1997. – 651с. – ISBN 5-247-03692-1
6. Нескромных В.В. Бурение скважин. Учебное пособие: Сибирский Федеральный Университет. 2019 г. - 412 с. - ISBN 978-5-7638-3043-9
7. Мендебасев Т.Н., Соловьев Н.В., Смашов Н.Ж. Бурение направленных скважин с использованием навигационной системой управления. Москва, Горная книга. 2016 г. – 9с. - ISSN 978-5-04-119530-4
8. Чодри А. Гидродинамические исследования нефтяных скважин. ООО Премиум Инжиниринг, Москва, 2011 г., 687 стр., УДК: 622.276.02:532.5 (035), - ISBN 978-5-903363-18-6

ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРСОЛЕВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

С.А. Оглезнев, В.А. Капитонов, к.т.н.

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: driveller@yandex.ru

Аннотация. Первичное вскрытие продуктивного пласта – один из ключевых этапов строительства скважины, от которого во многом зависит ее дальнейшая продуктивность. Неправильный выбор бурового раствора может привести к кольматации пор, образованию глинистой корки и снижению проницаемости призабойной зоны. В последние годы все большее распространение получают полимерсолевые растворы, которые сочетают в себе преимущества полимерных и солевых систем, обеспечивая минимальное негативное воздействие на пласт.

Ключевые слова: полимерсолевые (ПСР), фильтрация, кольматация.

Преимущества полимерсолевых растворов [1]

1. Стабильность в высокоминерализованных средах
 - Благодаря высокой концентрации солей (хлоридов натрия, кальция или калия) ПСР подавляют набухание глинистых минералов, предотвращая их диспергирование в пласте.
2. Контроль фильтрации и снижение коьматации
 - Полимерные компоненты (например, карбоксиметилцеллюлоза – КМЦ, полианионная целлюлоза – ПАЦ) формируют качественную фильтрационную корку с низкой проницаемостью, что уменьшает проникновение фильтрата в пласт.
3. Совместимость с коллектором
 - В отличие от традиционных глинистых растворов, ПСР не содержат твердой фазы, способной закупорить поры, что особенно важно для низкопроницаемых коллекторов.
4. Устойчивость к высоким температурам
 - Современные термостабильные полимеры позволяют использовать ПСР в условиях высоких пластовых температур (до 150–180°C).

Состав и рецептуры полимерсолевых растворов

Типовая рецептура ПСР для вскрытия продуктивного пласта включает [2]:

- Основу раствора – пресная или техническая вода.
- Солевой компонент – NaCl, CaCl₂, KCl (концентрация зависит от минерализации пластовых вод).
- Полимерный загуститель – КМЦ, ПАЦ, ксантановая камедь.
- Регулятор фильтрации – крахмалы, полианионные производные.
- Ингибиторы коррозии и стабилизаторы – для защиты обсадной колонны и оборудования.

Пример рецептуры для пластов с высокой минерализацией:

Компонент	Концентрация
Вода	1 м ³
NaCl	50–100 кг
КМЦ	2–4 кг
Полимерный стабилизатор	1–2 кг

Практическое применение и результаты

Опыт применения ПСР на месторождениях Западной Сибири и Волго-Уральского региона показал [3]:

- Снижение коэффициента коьматации в 1,5–2 раза по сравнению с глинистыми растворами.
- Увеличение дебита скважин на 15–25% благодаря сохранению естественной проницаемости пласта.
- Минимизация осложнений при вскрытии (осыпи, поглощения).

Полимерсолевые растворы доказали свою эффективность при первичном вскрытии продуктивных пластов, особенно в условиях высокой минерализации и низкой проницаемости. Их применение позволяет снизить риски повреждения коллектора, повысить продуктивность скважин и сократить затраты на последующие обработки призабойной зоны. Дальнейшее совершенствование рецептов и методов применения ПСР открывает новые перспективы для повышения эффективности бурения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Иванов А.В. Буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов. – М.: Недра, 2020.
2. Петров С.К. Современные технологии бурения нефтяных и газовых скважин. – СПб.: ООО "Профессионал", 2022.
3. Отчеты по испытаниям ПСР на месторождениях ПАО "Роснефть", 2023.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОТЕНЦИАЛА ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАНАЛА СВЯЗИ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

С.А. Лукьянов^{1,2}, О.В. Томазова¹, В.А. Леонов¹

1 - Самарский государственный технический университет; 2 – ООО «Фидель»

г. Самара, Россия

e-mail: ovtom@mail.ru

Аннотация. В данной работе рассматриваются особенности телеметрических систем с электромагнитным каналом связи, которые традиционно характеризуются как недостатки, но нуждаются в переосмыслении и новом подходе с учетом современного этапа развития научно-технического знания. По некоторым направлениям представлен и проанализирован обзор научных публикаций и патентов.

Ключевые слова: электромагнитный канал связи, телеметрическая система, повышение эффективности.

Актуальность. Борьба за повышение экономической эффективности процессов бурения приводит к необходимости внедрения надежных, доступных и конкурентоспособных отечественных решений. Текущие проблемы телеметрических систем с электромагнитным каналом связи ограничивают их производительность в сравнении с гидравлическим каналом связи. Расширив возможности телеметрической системы с электромагнитным каналом связи увеличится горизонт решаемых задач бурения скважин.

Основная часть. Телесистемы с электромагнитным каналом связи весьма эффективны при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин с вертикалями до 3000 м и отходами до 1500 м [1].

К преимуществам электромагнитного канала связи относятся более высокая информативность и скорость передачи данных по сравнению с гидравлическим каналом связи, а также дешевле в производстве и обслуживании [2].

Недостатки и предлагаемые технические решения:

Геологический фактор. Телесистемы, использующие электромагнитный разделитель, испытывают проблемы в передаче данных через высокоомные пласты и могут быть замкнуты в низкоомных пластах вплоть до выхода из строя генератора и других коммутационных элементов. Однако, можно рассмотреть различные варианты размещения силовой секции и диполя, что даст возможность заранее подготовиться к таким условиям, произведя пропись каротажного материала и снятие статических замеров до опасного интервала.

Генераторы телесистем с электромагнитным каналом связи имеют особенность, связанную с перегревом, повышенными нагрузками на обмотки из-за низкого сопротивления среды, ограничениям по оборотам, низкой мощностью. Эти проблемы можно решать несколькими способами - увеличение габаритов устройства для распределения тепловой нагрузки и потенциального увеличения мощности в поиске баланса этих величин, установки современной автоматики или временной механической остановки ротора электрической машины внутри корпуса, стабилизаторами выходного напряжения силовых и сигнальных обмоток, а также передовыми конструкциями шнеков и направляющих аппаратов ротора.

Скорости передачи данных в телесистемах с электромагнитным каналом держатся на достойном уровне в пределах 5 Гц, однако устаревшие системы кодирования заметно сдерживают их потенциал. Обновление этих систем должно увеличить скорость передачи данных от 30 до 150%.

Слабая помехозащищенность является серьёзным ограничением канала связи. Тем не менее, использование разнофазной модуляции на разных частотах позволило бы минимизировать прием соседних буровых, что относится к методам кодирования. Однако, такие процессы как открытая сварка, плохое заземление или спуск инструмента бригады капитального ремонта скважин поблизости остается нерешенной проблемой из-за самой физики явления электромагнитного канала связи.

Одной из самых интересных и творческих задач является *поиск приема сигнала* с помощью нестандартных антенн и способов их размещения, частотных фильтров, эксперименты с материалами антенн. Особенно стоит обратить внимание на дифференциальные антенны, чей потенциал явно недооценен у современного поколения MWD-инженеров. Правильный выбор и использование качественных полевых кабелей для грамотно размещённых приёмников имеет критическое значение. Не всегда стандартное расположение антенн «по отходу» даёт желаемый эффект, однако природные и искусственные водоёмы, такие как болота, озёра или даже «амбары», а также соседние скважины, часто становятся более выигрышным решением. Заслуживает пристального внимания и поле экспериментов с фильтрами сигналов. Здесь возможности безграничны: от физических фильтров, устанавливаемых на входе в УПМ, до программных решений, способных эффективно удалять шумовые составляющие спектра уже в самой программе обработки MWD-данных.

Литературный обзор по тематике работы.

В работе Е. В. Голодных и В. Н. Борикова, а также в исследованиях А. В. Васильева,

Л. Г. Леготина и их соавторов подробно описывается идея использования ретрансляционного модуля в системах телеметрии, особенно для сложных геологических условий, где стандартные решения могут быть малоэффективны. Основной предложенной инновацией является использование ретранслятора, который позволяет усилить сигнал при его ослаблении на значительных глубинах. [3,4].

Принцип работы ретрансляторного модуля основывается на приеме сигнала от источника с сохранением его параметров модуляции и кодировки. Контроллер ретранслятора принимает исходный сигнал, не внося в него изменений, и передает его дальше посредством системы дипольных антенн, которые разделены диэлектрическим слоем корпуса-изолятора. Такая конструкция позволяет минимизировать потери сигнала, эффективно передавать данные через электромагнитный канал связи [5].

Рыжанов Ю. В, Преснухин В А, Латунов С. Н, Бартеньев Е. В. в своей работе предлагают исполнения корпуса генератора, разделенного на три герметичных контура - электрический контур статора, кинематический контур ротора и подшипников и защитный контур уплотнений. В каждом контуре своя жидкость охлаждения [6].

Ю. В. Рыжанов, А. А. Шашкин, В. И. Малыгин разработали приемное устройство телеметрической системы с электромагнитным каналом связи, которое содержит аттенюатор, входной усилитель, фильтр низких частот, режекторный фильтр, управляемый фильтр высоких частот, линейный усилитель, аналого-цифровой преобразователь, центральное процессорное устройство, частотный детектор, блок имитатора нагрузки для проверки и настройки скважинного электронного модуля (предназначен для определения инклинометрических параметров бурения) и модуль диагностики выходного каскада скважинного электронного модуля. Описанное устройство имеет повышенную помехозащищенность и линейность, а также возможность отображать на персональном компьютере частоту питающей сети [7].

Вывод. В условиях борьбы за экономическую эффективность бурения наблюдается острая необходимость в модернизации и совершенствовании технических решений для расширения возможностей в работе телеметрических систем с электромагнитным каналом связи, а также для нивелирования общепринятых недостатков этих систем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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 / В. В. Живаева, С. А. Лукьянов // Ашировские чтения. – 2018. – Т. 1, № 1(10). – С. 101-107.
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. Забойная телеметрическая система «ГОРИЗОНТ»: описание и опыт ее применения на Куюмбинском месторождении / А. В. Васильев, Л. Г. Леготин, В. А. Камоцкий [и др.] // Каротажник. – 2024. – № 4(330). – С. 173-181.
4. Комплекс каротажа в процессе бурения «ГОРИЗОНТ» / А. В. Васильев, Л. Г. Леготин, А. А. Листков [и др.] // Каротажник. – 2024. – № 4(330). – С. 192-202.
5. Голодных Е. В. Ретрансляционный модуль для телеметрической системы с электромагнитным каналом связи / Е. В. Голодных, В. Н. Борилов // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 5-2. – С. 269-273.
6. Патент на полезную модель № 136085 U1 Российская Федерация, МПК E21B 47/12. Телеметрическая система с электромагнитным каналом связи : № 2013140035/03: заявл. 28.08.2013: опубл. 27.12.2013 / Ю. В. Рыжанов, В. А. Преснухин, С. Н. Латунов, Е. В. Бартевев.
7. Патент на полезную модель № 199799 U1 Российская Федерация, МПК E21B 47/12. Приемное устройство телеметрической системы с электромагнитным каналом связи: №2019139769: заявл. 04.12.2019 : опубл. 22.09.2020 / Ю. В. Рыжанов, А. А. Шашкин, В. И. Малыгин; заявитель Общество с ограниченной ответственностью "БИТАС".

УДК 622.245.124

О ПЕРСПЕКТИВАХ ПРИМЕНЕНИЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ ИЗ ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ

М.В. Леонтьев^{1,2}, М.Е. Коваль^{1,2} к.т.н.

¹ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»);
²«Самарский государственный технический университет»
Г. Самара, Российская Федерация
E-mail: hup182@mail.ru

Аннотация. В работе описывается опыт применения композитных труб в качестве обсадных для строительства нефтяных скважин с практическими примерами. Рассмотрены достоинства и недостатки композитных труб по сравнению с традиционно применяемыми стальными обсадными трубами. Представлены возможные направления по внедрению композитных труб для добычи углеводородов.

Ключевые слова: композитные материалы, стеклопластиковые трубы, композитные трубы, радиопрозрачность, борьба с коррозией.

В последние годы в ряде отраслей промышленности увеличивается внедрение различных композитных материалов в качестве замены традиционной стальной продукции. Больше всего в этом в направлении преуспела авиационная отрасль, где особенно ценится прочность и сравнительная легкость композитов, составляющих конкуренцию стальным материалам. Для инженеров-нефтяников данные достоинства также представляют большой интерес, где помимо упомянутых

качеств еще одним важным свойством является стойкость композитных материалов к коррозионно-активным соединениям.

Проекты по добыче продукции, содержащей в своем составе попутный углекислый газ и сероводород, транспортировка высокоминерализованной пластовой воды, технологические линии объектов инфраструктуры с кислыми средами требуют серьезных капиталовложений вертикально интегрированных нефтяных компаний. Формируют значительные затратные части, которые, в интересах роста рентабельности, стремятся снижать. Требования к коррозионной стойкости оборудования существенно увеличивают не только затраты недропользователей на материально-технические ресурсы, но и систему промышленной безопасности, в виду рисков аварий и инцидентов по причине коррозионного разрушения оборудования. В данном сегменте использование композитных материалов будет являться конкурентным преимуществом в виду более низкой стоимости производства по сравнению с легированными сталями и высокой надежностью к коррозионному разрушению.

Для целей строительства скважин композитные материалы применяются в качестве сырья для изготовления оснастки обсадных и бурильных труб. В начале нулевых годов в Российской Федерации началось активное внедрение стеклопластика (близкий аналог композитов) для производства насосно-компрессорных труб (НКТ) хорошо зарекомендовавших себя для борьбы с асфальтено-смолистыми отложениями, формирующимися на внутренней поверхности НКТ при изменении термобарических условий эксплуатации. После полученного успешного опыта эксплуатации данных изделий, появились предпосылки к созданию обсадных труб, предназначенных для обеспечения стойкости конструкции скважин к нарушениям герметичности.

Нефтяные компании Российской Федерации использовали стеклопластиковые трубы для крепления стенок скважин, однако широкого тиражирования данное направление не получило. Как правило это были трубы для артезианских водозаборных скважин, небольшие секции СПОТ в составе эксплуатационных колонн для исследований, а также трубы для перекрытия интервалов нарушений материнских колонн, полученных в ходе эксплуатации. Наиболее интенсивное развитие в направлении применения СПОТ было осуществлено в ПАО «Татнефть» и в ПАО НК «Роснефть».

Создание собственной линейки стеклопластиковых обсадных труб (СПОТ) было осуществлено на предприятии «Татнефть-Пресскомпозит», аффилированной с ПАО «Татнефть». На 6 скважинах в Республике Татарстан было проведено ОПИ по спуску композитных труб глубиной от 892 до 2058 м по стволу. СПОТ спускались на всю протяженность эксплуатационной колонны нагнетательных и поглощающих скважин. Стальные трубы использовались только в районе башмака и ЦКОДа, что не оказывает влияние на последующие ремонты в виду их изоляции цементным стаканом. Для обвязки с оборудованием устья применялась стальная труба из нержавеющей стали, стойкая к высокоминерализованной среде. В данном случае показателен отказ от лифта НКТ в пользу спуска обсадной трубы с композитными муфтами. Наружный диаметр труб составляет 90,2 мм и 117,5 мм. Авторы статьи отмечают увеличение времени на спуск секции в виду длительного свинчивания

вручную и более высокую стоимость трубы по сравнению с традиционной стальной. Технологическая и экономическая эффективность достигается за счёт исключения затрат на капитальный ремонт, связанный с коррозией труб [1].

В 2021 – 2023 годах в ПАО НК «Роснефть» проходило ОПИ по спуску стеклопластиковых обсадных колонн фирмы Fiber Glass [2]. Задачами ОПИ было проведение пилотных спусков стеклопластиковых труб на фонде эксплуатационных скважин, оценка особенностей работы с данными трубами и поиск направлений для их улучшения и дальнейшего применения в Обществах Групп ПАО НК «Роснефть». За всё время ОПИ были проведены спуски на 7 скважинах длиной секций от 463 м до 596 м с общей протяженностью 3710 м на месторождениях АО «Самаранефтегаз». За всё время эксплуатации, на скважинах проводились многочисленные ремонты, вызванные геологическими причинами. Нарушений герметичности стеклопластиковых колонн не фиксировалось, скважины имели надёжность, подтвержденную опрессовками и эксплуатацией [3].

В отличие от спусков СПОТ на месторождениях ПАО НК «Татнефть» для ускорения работы со СПОТ в ПАО НК «Роснефть» применялись стальные переводники и муфты, что позволило выйти на временные показатели свинчивания и спуска обсадных труб близких к стальным.

В работах ООО «ТатНИПИнефть» и ООО «СамараНИПИнефть» отмечены некоторые издержки применения стеклопластиковых труб, а именно необходимость проведения расчётов всплытия обсадных колонн при цементировании в виду малой плотности стеклопластика, близкой к плотности цементного раствора (1800-1900 кг/м³). Компенсацией рисков всплытия обсадной колонны является утяжеление продавочной жидкости для создания положительного веса на крюке.

Большой потенциал применения обсадных труб из полимерных композитных материалов имеют скважины использующиеся для добычи продукции с высоким содержанием коррозионно-активных соединений. Стоимость 1 тонны трубы, стойкой к коррозии, количество последующих ремонтов скважин, связанных с негерметичностью подвесок насосно-компрессорных труб и обсадных колонн, являются серьёзным барьером, влияющим на экономическую рентабельность бурения и разработки подобных месторождений и развития данных проектов. Переход от легированных сталей к композитам в качестве материалов обсадных колонн может позволить улучшить экономические показатели бурения скважин и снизить общие капитальные затраты.

Другим достоинством обсадных труб из полимерных материалов является их радиопрозрачность. Методы ГИС сегодня имеют набор ограничений по исследованию околоскважинной зоны, зачастую можно провести исследования в радиусе до 2,5 метров в зависимости от возможностей прибора и свойств пласта. Как правило исследования проводятся дорогостоящими методами в интервале открытого ствола с рисками прихватов оборудования, а проведение работ в обсаженном стволе имеет свое ограничение в виду экранирующего эффекта металлической обсадной колонны. При включении в состав секции эксплуатационных колонн стеклопластиковых или композитных труб появляется возможность проводить исследования радиоволновыми методами. Данные методы активно применяются в рудных шахтах для оценки направления распространения перспективных зон и

горизонтов. В случае применения данного метода для скважин, пробуренных на нефть и газ, можно вести оценку анизотропии свойств коллектора и характера насыщения. При включении от 50 до 100 м композитных труб в составе эксплуатационных колонн в интервале продуктивных горизонтов, появляется возможность проводить исследования околоскважинной зоны на расстоянии до нескольких сотен метров [4]. Стоит отметить, что для данного метода требуется скоординированная работа служб недропользователей с организацией работ по бурению скважин в определенной сетке.

В долгосрочной перспективе разбуривание фонда скважин с включением композитных труб в интервале продуктивных пластов позволит эффективно планировать геолого-технические мероприятия по зарезке боковых стволов и тем самым кратно снизить ошибки при проводке стволов скважин в зоны с геологической неопределенностью. Также в процессе разработки месторождения появится возможность переосмыслить размещение фонда нагнетательных скважин и тем самым перенаправить фильтрационные потоки нагнетаемого агента, для повышения коэффициента извлечения нефти.

На сегодняшний день текущие технические возможности стеклопластиковых труб позволяют проводить их спуски на глубину 2000-2200 м по стволу скважины в случае использования муфт из стеклопластика. При использовании в качестве оснастки стальных муфт и переводников появляется возможность увеличить глубину спуска колонн до глубин 2600-2700 м по стволу. При этом включение стальной оснастки позволяет увеличить потенциал применения композитных труб в виду большей растягивающей нагрузки, но является уязвимым местом при защите от контакта с агрессивными средами. В связи с этим для разработчиков обсадных труб из полимерных композитных материалов сегодня есть несколько важных задач:

1. Разработка резьбовых соединений с повышенными растягивающими нагрузками и защитой от осевых сжимающих нагрузок для снятия ограничений в виду особенностей траекторий скважин
2. Создание защитных покрытий стальных муфт для работы в условиях коррозионных сред
3. Придание спиралевидных форм трубам для снижения эффекта поршневания

Резюмируя, хочется отметить, что направление по внедрению композитных материалов является перспективным и может позволить переосмыслить текущие подходы бурения скважин и разработки месторождений. Немаловажным фактором внедрения композитных труб является большая организационная работа недропользователей, гибкость поставщиков услуг в условиях изменений, локализация производств в центрах сбыта продукции для снижения издержек производства.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Опыт строительства скважин с эксплуатационной колонной, составленной из стеклопластиковых обсадных труб, в ПАО НК «Татнефть» / И.М. Зарипов, А.Р. Исхаков, Р.И. Катеев, А. М. Зарипов // Нефтяное хозяйство. –2018- №07, С. 18-19

2. Потенциал применения обсадных труб из композитных материалов / Д.А. Федосеев, И.Н. Ляпин, М.Е. Коваль, Г.Г. Гиляев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 3(339). – С. 34–38.
3. Результаты опытно-промышленных испытаний композитных обсадных труб/ Д.А. Федосеев, М.Е. Коваль, А.А. Храмцов, С.Е. Ломакин, Д.В. Коновалов, И.Н. Письменный// Нефтепромысловое дело. – 2023.- №7(655). – С. 59-63.
4. Истратов В.А. Радиоволновые исследования для 4D мониторинга процесса заводнения нефтяных месторождений и ПХГ // Инженерная практика. – 2015. – № 5. – С. 70–75.

УДК 622.24.062 : 622.24.063.2

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СЕРВИСНЫХ ПОДРЯДЧИКОВ ПО ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

А.Е. Эмирасанов², М.Е. Коваль^{1,2} к.т.н., Е.М. Харламова¹

¹ФГБОУ ВО «СамГТУ»;

²ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)

Самара, Россия

E-mail: EmirasanovAE@yandex.ru, bngssamgtu@mail.ru,
Ekaterina_Harlamova@list.ru

Аннотация. Статья посвящена важной проблеме обеспечения качества цементных смесей, применяемых при строительстве нефтяных и газовых скважин, особенно в условиях удаленных и труднодоступных месторождений. В таких локациях, где логистические цепочки удлиняются, а инфраструктура ограничена, поддержание стабильного качества цементной смеси, являющегося основой надежности и герметичности скважины, становится особенно сложной задачей. В работе представлен комплексный анализ системы контроля качества цементирования, сфокусированный на трех предварительных этапах: лабораторные испытания цементных смесей, организация процесса затарки цемента и процедуры отбора проб для оценки соответствия результатов контрольного тестирования плановым значениям.

Подробно рассматривается каждый из этапов, выявляются слабые места и факторы, способные негативно повлиять на качество и достоверность получаемых результатов в условиях удаленности объекта. Анализируются особенности проведения лабораторных испытаний, включая вопросы калибровки оборудования, квалификации персонала и соблюдение отраслевых стандартов.

Целью данной работы является не только идентификация потенциальных проблем на каждом этапе контроля качества, но и разработка практических рекомендаций, направленных на минимизацию рисков и повышение качества цементных смесей. Предлагаемые решения включают в себя оптимизацию процедур лабораторного контроля. Практическая значимость данной работы заключается в повышении качества оказываемых услуг по цементированию скважин, выявление системных проблем, а также помогают заказчику оценить эффективность выполняемых работ.

Ключевые слова: цементирование скважин, лабораторные испытания, цементные смеси, оценка качества, затарка, отбор проб, качество цементного раствора

В нефтегазовой отрасли, где надежность и долговечность скважин играют критически важную роль, процесс цементирования обсадных колонн является фундаментальным этапом, обеспечивающим герметичность и целостность скважины на протяжении всего срока её эксплуатации. Качество цементного раствора, используемого для цементирования, напрямую влияет на эффективность изоляции продуктивных пластов, предотвращение межпластовых перетоков и общую безопасность разработки месторождения [1 – 4]. Особую актуальность вопросы контроля качества приобретают при проведении работ на удаленных месторождениях и скважинных площадок (рис. 1), где логистические сложности, суровые климатические условия и ограниченность ресурсов могут создавать дополнительные риски для стабильности качества цементных смесей.

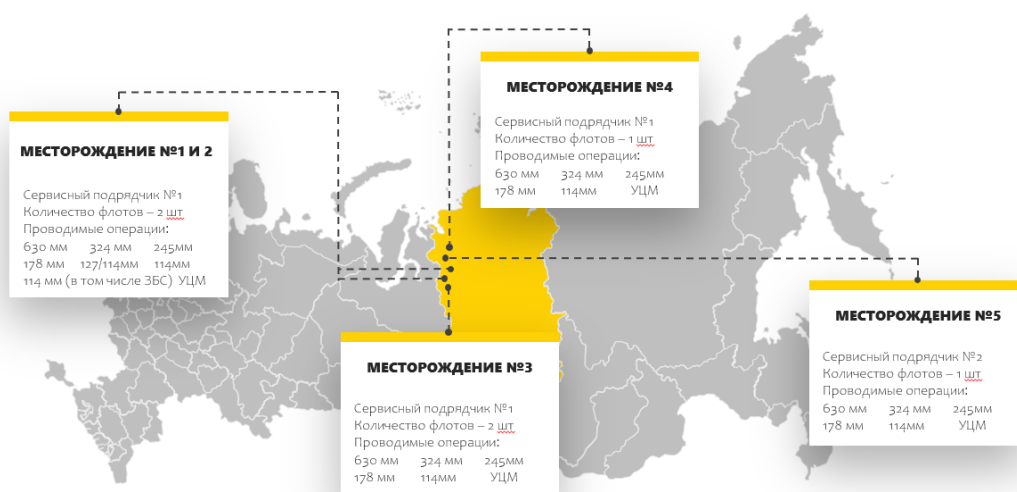


Рисунок 1 – География выполняемых работ

Несмотря на строгий контроль качества, осуществляемый непосредственно сервисным подрядчиком по цементированию, на этапах хранения, затарки и непосредственно при отборе проб для лабораторных испытаний на удаленных объектах возникает целый ряд факторов, способных существенно исказить первоначальные параметры цементного раствора. Несоблюдение технологических регламентов, нарушение условий хранения, ошибки при отборе проб и некорректное проведение лабораторных испытаний могут привести к недостоверной оценке качества цементной смеси и, как следствие, к использованию материалов, несоответствующих требованиям проекта. Это, в свою очередь, чревато серьезными последствиями, такими как некачественное цементирование, снижение производительности скважины, возникновение аварийных ситуаций и значительные финансовые потери, связанные с необходимостью проведения дорогостоящих ремонтных работ и повторного цементирования.

В связи с этим, комплексная и всесторонняя оценка качества проверки цементных смесей перед проведением работ приобретает первостепенное значение. Настоящая статья посвящена детальному рассмотрению ключевых аспектов такой оценки, направленной на обеспечение надежности и достоверности результатов цементных смесей. Выявление потенциальных несоответствий параметров цементного раствора уже на этапе затарки сухой цементной смеси исключает попадание на объекты некачественной смеси, что позволяет гарантировать при отправке цемента непосредственно на работу его соответствие заявленным характеристикам. Так же анализ и выявление отклонений параметров цементных растворах в пробах, прибывающих со скважинных площадок в рамках проводимых расследований причин низкого качества цементирования способен выявить точные причины возникших отклонений. Оценка соответствия условий хранения сухих сыпучих материалов установленным нормам и рекомендациям является неотъемлемой частью процесса проверки, поскольку неправильное хранение, особенно в условиях удаленных площадок с ограниченной инфраструктурой, может привести к деградации свойств цемента из-за воздействия влаги, температуры и других факторов и, как следствие, к ухудшению качества готового цементного раствора. Для обеспечения достоверности, объективности и воспроизводимости результатов лабораторных испытаний требуется оценка состояния лабораторной базы, уровня компетентности персонала, метрологического обеспечения и системы маркировки. Важным аспектом является проверка наличия и актуальности необходимых поверок и аттестаций оборудования [5 – 9].

Реализация указанных целей позволит сформировать эффективную систему контроля качества и минимизировать риски, связанные с использованием некачественных материалов, обеспечивая тем самым надежность предстоящих работ.

Внедрение системы оценки качества проводимых лабораторных испытаний цементных смесей, процесса их затарки и отбора на удаленных объектах способствует следующим эффектам:

- Оснащение и снабжение сервисного подрядчика комплектующими и ЗИП (запасные части, инструменты и принадлежности) для проведения затарочных работ силами завода и выполнения лабораторных тестирований силами лаборатории.
- Повышение качестваготавливаемых цементных смесей.
- Повышение безопасности, культуры производства и производственной ответственности.
- Экономический эффект для заказчика посредством ШОК (шкала оценки качества) в случае выявления недобросовестной работы со стороны подрядчика.
- Усиление контроля за учетом и движением материалов, а также контроль ХОС.
- Стимулирование подрядчика к выполнению требований ТЗ и общепромышленных стандартов.

В ходе проведенных проверок были выявлены следующие сильные и слабые стороны сервисного подрядчика по цементированию №1 и №2:

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Таблица 1 – Выводы по работе сервисного подрядчика №1

Сильные стороны	Слабые стороны
Заводы по приготовлению смесей находятся в отдельно стоящих ангарах	Неспособность обеспечить постоянное соответствие рецептур цементных растворов условиям технического задания
Хорошее оснащение заводов по приготовлению смесей, включая программу записи процесса затарки, наличие вакуума	Предоставление некорректных графиков изменения консистенции и набора прочности за счет ошибок и фактов фальсификации
Наличие необходимого количества ЗИП для имеющегося лабораторного оборудования	Регулярные технические ошибки и опечатки в программах на цементирование, затарочных листах и лабораторных отчетах
Чистота и опрятность заводов и лабораторий, высокая квалификация работающего персонала	Несоблюдение партий при затарке предписанных программой на цементирование



Рисунок 2. Общий вид лаборатории сервисного подрядчика №1



Рисунок 3. Организованное хранение проб сервисного подрядчика №1



Рисунок 4. Общий вид укрытого цементного завода сервисного подрядчика №1

Таблица 2 – Выводы по работе сервисного подрядчика №2

Сильные стороны	Слабые стороны
Хорошие результаты по прочности на сжатие цементного камня для использования в интервалах многолетнемерзлых пород	Завод по приготовлению цементной смеси расположен на открытом воздухе
	Низкая производительность персонала лаборатории ввиду слабой компетенции персонала и проблем с лабораторным оборудованием
	Периодическое отсутствие ЗИП в лаборатории и возможности оперативной замены и ввода в строй оборудования
	Слабая организация труда внутри команды полевого персонала



Рисунок 5, 6 – Общий вид цементного завода сервисного подрядчика №2



Испытательная камера
№1 (слева) вышла из
строя ввиду поломки
насоса, необходимого для
нагнетания давления

Рисунок 7, 8 – Неработающее оборудование в лаборатории сервисного подрядчика №2

Выводы и рекомендации

Проделанная работа убедительно демонстрирует, что оценка качества лабораторных испытаний цементных смесей, а также контроль процессов их затарки и отбора проб являются критически необходимыми элементами успешного и эффективного планирования работ по цементированию, которые в последствии способствует улучшению качества оказываемых услуг по цементированию. Также сделаны следующие выводы:

1. За счет дополнительного контроля снижается риск возникновения аварий и инцидентов.
2. Выявление системных проблем и выдача рекомендаций по их недопущению.
3. Наличие контроля стимулирует сервисного подрядчика по цементированию поддерживать высокий уровень качества работ, лишая возможности недобросовестного подхода.
4. Экономический эффект для заказчика услуг основан на получении достоверной картины производства работ и доведении предусмотренных мероприятий по улучшению.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нельсон, Э.Б., Гийо, Д. Цементирование скважин / Э.Б. Нельсон, Д. Гийо; пер. с англ. под ред. В.И. Грайфера. – Москва: ООО «Премииум Инжиниринг», 2014. – 792 с.
2. Кременецкий, М.И., Шахвердиев, А.Х., Корнилов, А.В. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов. – Москва: Недра-Бизнесцентр, 2006. – 496 с.
3. Овчинников, В.П. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин. – Москва: Недра, 1990. – 352 с.
4. Кульчицкий, В.В., Петров, А.И., Соловьев, А.А. Оценка качества тампонажных растворов на основе портландцемента в условиях удаленных месторождений // Нефтегазовое дело. – 2022. – № 2. – С. 45-52.
5. ГОСТ 30702-2020. Цементы тампонажные. Технические условия.
6. API Specification 10A. Specification for Well Cement, Materials, and Testing.
7. API Specification 10B-2. Recommended Practice for Testing Well Cements.
8. ISO 10426-1:2009. Petroleum and natural gas industries — Cements and materials for well cementing — Part 1: Specification.
9. ISO 10426-2:2003. Petroleum and natural gas industries — Cements and materials for well cementing — Part 2: Testing of well cements.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ 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 рассматриваются результаты промышленных испытаний технологии вращательной осцилляции бурильной колонны, способной решить проблемы, возникающие при бурении горизонтальных скважин. Цель данной статьи заключается в оценке эффективности 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.

Технология наклонно-направленного или горизонтального бурения уже давно не является новшеством для буровиков России. Будучи технологией с высокими рисками осложнений и аварий при бурении, горизонтальное бурение привлекает к себе постоянное внимание в поисках решений проблем данной технологии.

Основные проблемы горизонтального бурения давно известны: плохое качество очистки ствола, неполное доведение нагрузки до забоя, затруднительный контроль траектории ствола скважины, затяжки и посадки в процессе бурения. Наибольшее внимание привлекает проблема неполного доведения нагрузки до забоя, поскольку связана не только с возможными затратами в процессе бурения, но и с появлением технического предела для протяженности горизонтального участка. [1-5]

Перспективная на сегодняшний день технология для решения проблемы неполного доведения нагрузки до забоя – вращательная осцилляция бурильной колонны, осуществляемая ВСП. Суть технологии в осцилляции части бурильной колонны, которая остается неподвижной в процессе бурения «слайдом». В общем смысле осцилляция – это процесс создания колебаний. Модуль, осуществляемый осцилляцию, входит в состав автоматической системы управления бурением (АСУБ). В состав АСУБ по желанию заказчика можно включить автоматическую подачу долота, контроль за буровым раствором и т.д. [1]. Сама АСУБ хорошо вписывается в тренд автоматизации процессов в нефтегазовой отрасли, поскольку во многом исключает человеческий фактор и повышает безопасность процессов. Технология широко известна в мировом нефтегазовом сообществе, однако в России начала набирать популярность в течении последних 10 лет. И, если поначалу это было заимствование иностранного оборудования и программного обеспечения (ПО), то сейчас мы уже наблюдаем вполне конкурентоспособное отечественное ПО, адаптированное под работу с различными типами буровых установок.

Осцилляцию бурильной колонны осуществляет модуль, входящий в автоматическую систему управления бурением. Модуль осцилляции имеет понятный интерфейс, в котором выставляется угол поворота бурильной колонны, частота вращения, ограничения для вращения и т.д. Модуль осцилляции при помощи системы верхнего привода «подворачивает» бурильную колонну на определенный угол в двух направлениях с заданной частотой, благодаря чему снижается воздействие сил трения на неподвижную колонну труб и нагрузка до забоя доходит эффективнее. Тем самым снижается риск возникновения «подклинок» инструмента или возникновения «Баклинг-эффекта». Главное ограничение системы – это зона компоновки низа бурильных труб (КНБК). Если осцилляция бурильной колонны доходит до КНБК, то она изменяет угол отклонителя и, соответственно, изменяется заданное направление бурения. Судить о дохождении осцилляции до КНБК мы можем по показаниям ToolFace, то есть по положению отклонителя в скважине. Если же произойдет изменение направления отклонителя, то необходимо будет «подрывать» компоновку и заново выставлять угол, что может занимать до 60 минут непроизводительного времени.

Очевидно, что эффект от внедрения технологии вращательной осцилляции бурильной колонны будет тем заметнее проследиваться, чем сложнее скважина. Для промышленных испытаний были выбраны скважины горизонтальные скважины №1 и №2 на месторождении Х. Скважина №1 была пробурена без применения модуля осцилляции, а при бурении скважины №2 было проведено испытание технологии. Критериями эффективности выступали показатели: количество подрывов компоновки, механическая скорость проходки (МСП) в слайде и среднее МСП за секцию. Количество подрывов компоновки фактически указывает на количество «подклинок» инструмента в процессе бурения слайдом. То есть момент, когда нагрузка перестает доходить до забоя скважины. В случае подрывов компоновки происходит перевыставление отклонителя в режиме слайдирования. Модуль

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

осцилляции запускался и тестировался при бурении секций эксплуатационной колонны (ЭК) и хвостовика. Средняя протяжённость секции ЭК у двух скважин 1800 м по стволу. Средняя протяжённость секции хвостовика у двух скважин 800 м.

Для начала проанализируем результаты бурения секции ЭК у скважин №1 и №2 (табл.1). По результатам бурения секции ЭК мы видим увеличение МСП на 17%, сокращение подрывов компоновки с 156 до 85 шт. Не такое значительно снижение подрывов зачастую связано с геологическими особенностями каждой отдельной скважины. При бурении секции ЭК для нас более значимый показатель – МСП в слайде. Количество подрывов и переориентирования компоновки играет большую роль при бурении секции хвостовика за счет значительного увеличения углов при бурении данной секции.

Таблица 1

Скв. №1 ЭК			Скв №2 ЭК		
МСП в «слайде»	Количество подрывов	Проходка слайдом	МСП в «слайде»	Количество подрывов	Проходка слайдом
22,65 м/ч	156	832 м	26,67 м/ч	85	1053 м

Наибольший интерес представляют результаты бурения секции хвостовика без использования модуля осцилляции и после его применения (табл.2). Здесь мы видим уже 60% эффект увеличения МСП в слайде с 10,23 м/ч до 16,4 м/ч, а также значительно сокращение перевыставлений в слайд с 107 до 56 при использовании системы осцилляции бурильной колонны.

Таблица 2

Скв. №1 Хвостовик			Скв. №2 Хвостовик		
МСП в «слайде»	Количество подрывов	Проходка в слайде	МСП в «слайде»	Количество подрывов	Проходка в слайде
10,23 м/ч	107	402 м	16,4 м/ч	56	423 м

По результатам проведенных испытаний был достигнут ожидаемый эффект увеличения МСП в слайде на 17% при бурении секции ЭК и на 60% при бурении секции Хвостовика. Как следствие, получили сокращение времени бурения скважины в целом. Также за счет использования системы осцилляции бурильной колонны добились сокращения количества перевыставлений телеметрической системы, что также оказывает значительное влияние на сроки строительства скважины. Следующий шаг – применение модуля осцилляции в комплексе с внутрискважинным осциллятором на скважинах в качестве замены РУС. Ожидается приближенный к технологии РУС эффект, однако со значительной экономией затрат на процесс бурения.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Гранов А.П. Повышение показателей механического бурения скважин на основе автоматизации бурения и осцилляции верхнего силового привода – URL: https://burneft.ru/archive/issues/detail.php?ELEMENT_ID=63192.
Режим доступа: общий (дата обращения 20.04.2025)

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)

УДК 622.276.7

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАСКРЫТИЯ ТРЕЩИН ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ СТЕНОК СТВОЛА СКВАЖИНЫ

А.В. Липатов¹ к.т.н., П.И. Демидова², М.Е. Коваль^{1,2} к.т.н.

¹ ФГБОУ ВО «СамГТУ»;

² ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)) г. Самара, Россия
e-mail: lipatovalexander@mail.ru, demidovapolina7@gmail.com

Аннотация. В данной работе рассмотрен метод повышения устойчивости стенок скважин в трещиноватых породах за счет применения технологии увеличения напряжений в кольцевом пространстве, которая осуществляется путем закупоривания твердыми частицами начало трещины, что препятствует ее эффективному росту. Для расчета объема трещины предлагается математическая модель, за основу которой принято уравнение Снеддона. Для закупоривания трещины в работе предлагается реагент, обладающей мелкодисперсной структурой в состав которого входят ускоритель и замедлитель времени загустевания в зависимости от температурного режима интервала проведения работ.

Ключевые слова: устойчивость ствола скважины, трещиноватые породы, математическая модель, сопротивление распространению трещины, «окно» бурения, тампонажный раствор, цементирование.

Введение

За последнее десятилетие в практику бурения были внедрены и успешно применяются различные методы повышения устойчивости ствола скважины.

Фактически, при правильном применении данной технологии увеличения напряжений в кольцевом пространстве появляются преимущества при строительстве

скважин, сравнимые с преимуществами бурения с регулируемым давлением при меньшем используемом оборудовании и меньшей стоимости.

Технология повышения устойчивости ствола скважины направлена на повышение давления начала раскрытия трещин, что, в свою очередь, увеличивает «окно бурения», т.е. разницу между давлением начала поглощения и пластовым давлением.

Как утверждалось ранее [1], тесты leak-off и на миниразрыв пласта являются отличным инструментом для тестирования технологии увеличения напряжений в кольцевом пространстве скважины, так как полученные данные являются эмпирическими.

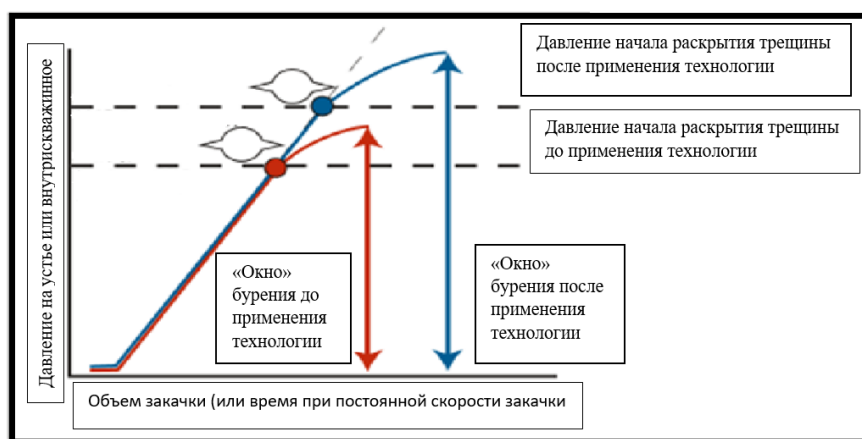


Рисунок 1. Идеализированный результат leak-off теста до (красная кривая) и после (синяя кривая) применения технологии упрочнения ствола скважины, направленной на увеличение напряжений в кольцевом пространстве, что приводит к увеличению давления начала или повторного раскрытия трещины для увеличения «окна» бурения.

Показатели давления, наблюдаемые при повторных leak-off тестах, проводимых до и после упрочняющих работ в стволе скважины, должны принципиально отличаться в том случае, если основными механизмами увеличения напряжения в стволе скважины являются методы кольцевых сжимающих напряжений и напряжения закрытия трещины. Как показано на рисунке 1, если в процессе упрочнения ствола скважины происходит увеличение напряжения в стволе скважины, то должно быть заметно расширение линейной части профиля давления утечки, что указывает на увеличение давления начала раскрытия трещины, которое обеспечивается путем закачки кольматационной пачки или тампонажного раствора в раскрытые трещины скважины на месте проведения работ в процессе leak-off теста.

Для фиксации трещин в раскрытом состоянии и подбора рецептуры тампонажной пачки необходимо знать объём образуемых трещин в околостоловой части скважины, поэтому встает вопрос о создании математической модели, которая описывала бы размер трещины.

Предлагаемая для данной технологии математическая модель позволяет определить расчётную ширину трещины на заданном удалении от стенки скважины и объём образованной трещины с учетом фильтрации тампонажного раствора в пласт и учитывает следующие параметры:

1. Механические свойства горных пород;
2. Пластовое давление;
3. Радиус скважины;
4. Температурный градиент.

За основу модели принято уравнение Снеддона для раскрытия трещин в условиях плоских деформации (Рисунок 2).

$$w(x) = \frac{4 p_0}{E'} \sqrt{x_f^2 - x^2},$$

где $w(x)$ – ширина раскрытия трещины, м;

x – расстояние от условного центра трещины, м;

x_f – полудлина трещины, м;

E' – модуль плоской деформации, Па;

p_0 – давление внутри трещины, Па.

Разработанная математическая модель описывает возникновение единой трещины из условной точки в центре. Для ее раскрытия необходимо создание внутреннего давления p_0 .

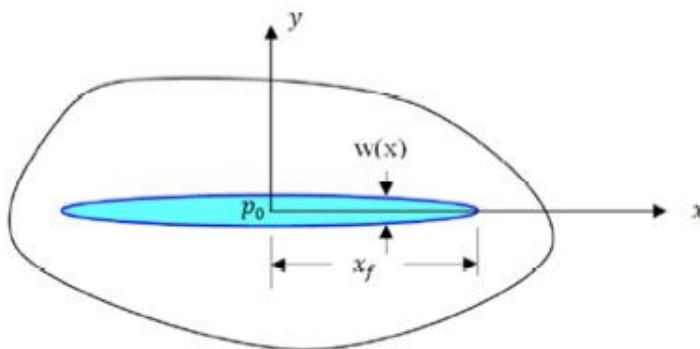


Рисунок 2. Схематическое изображение двумерной трещины

В качестве тампонажного материала для закупорки трещины предлагается реагент, который состоит из двух компонентов:

1. Компонент 1 – порошок белого цвета, без запаха;
2. Компонент 2 – жидкость, от бесцветного до светло жёлтого цвета, с незначительным осадком, с плотностью 1160 кг/м³.

В состав реагента входят следующие компоненты:

1. Ускоритель и замедлитель для регулирования времени схватывания в зависимости от температурного режима интервала проведения работ;
2. Уплотнитель жидкости и регулятор натяжения для снижения размываемости состава при работах на больших глубинах.

Предлагаемый тампонажный раствор обладает мелкодисперсной структурой, что позволяет ему проникать в макро- и микротрещины и обеспечивает его применяемость для описываемой в работе технологии [2].

Были проведены лабораторные исследования тампонажного материала на прочность (рисунок 3) при разных температурных режимах (25, 70°C). Результаты экспериментов приведены в таблице 1. Плотность исследуемого раствора равнялась 1550 кг/м³, вязкость – 23,5 сП.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Таблица 1 – Прочностные характеристики реагента

№ п/п	Наименование показателя	Результаты испытаний через:		
		36 ч	100 ч	150 ч
При температуре 25°C				
1.	Прочность при изгибе, МПа	12,7	15,2	16,5
2.	Прочность на сжатие, МПа	35,5	48,6	47,3
При температуре 70°C				
1.	Прочность при изгибе, МПа	5,1	5,6	3,7
2.	Прочность на сжатие, МПа	5,1	8,1	8,4



Рисунок 3А. Испытание на прочность при изгибе

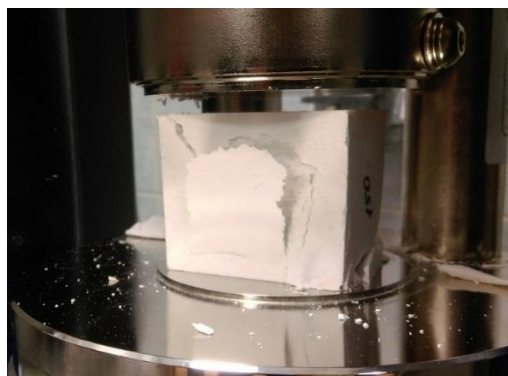


Рисунок 3Б. Испытание на прочность при сжатии

Таким образом предлагаемая технология обеспечивает укрепление стенок ствола скважины в проницаемых горных породах за счет закупорки начала естественных и создаваемых во время циркуляции трещин. Большим преимуществом технологии упрочнения ствола скважины является её экономическая эффективность и простота, которая заключается в отсутствии необходимости замены оборудования и дорогостоящих модификаций буровых установок, которые требуются для большинства методов бурения с регулируемым давлением.

По реологическим данным тампонажного раствора появляется возможность определить расход продажной жидкости, и, при необходимости, обоснования корректировки реологических параметров, обеспечивающих безопасное и качественное проведение операции цементирования трещин в открытом состоянии, что необходимо для повышения напряжений в стволе скважины и как следствие увеличение давления начала раскрытия трещин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Van Oort, E., Friedheim, J., Pierce, T., and Lee, J. Avoiding Losses in Depleted and Weak Zones by Constantly Strengthening Wellbores. SPE Drilling & Completion. Volume 26, Number 4. pp. 519-530. December 2011. SPE 125093. DOI: 10.2118/125093-PA.
2. Демидова, П. И. Моделирование процесса ограничения водопритока с применением тампонажных растворов / П. И. Демидова, А. В. Липатов // Булатовские чтения. – 2023. – Т. 1. – С. 325-327. – EDN VUYTBC.

3. 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.
4. Литвиненко В.С., Николаев Н.И. Математическая модель цементирования обсадных колонн при строительстве и капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин // Записки Горного института. 2012. №.
5. 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.

АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ ПО РАНЕЕ ПРОБУРЕННЫМ СКВАЖИНАМ И СОПОСТАВЛЕНИЕ С РЕЗУЛЬТАТАМИ МОДЕЛИРОВАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО РЕГИОНА

А.А. Парменова^{1,2}, Д.В. Евдокимов^{1,2}, М.Е. Коваль^{1,2}к.т.н

¹ФГБОУ ВО «СамГТУ»,

²ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)

г. Самара, Россия

e-mail: alina.parmenova03@mail.ru, evdokimov_dv@mail.ru

Аннотация. Строительство скважин сложный процесс, включающий в себя множество операций и subprocesses от разрушения горных пород под действием породоразрушающего инструмента до крепления скважины обсадными колоннами, который сопровождается возникновением различного рода осложнений. Для разработки превентивных мероприятий по предупреждению осложнений, необходимо чётко понимать по какой причине они произошли. Это можно достигнуть проведением анализа ранее пробуренных скважин или построением геомеханической модели.

Ключевые слова: анализ, осложнения, причины, геомеханическая модель, устойчивость ствола скважины.

В настоящее время актуальной проблемой в процессе бурения скважин на месторождениях Волго-Уральского региона является наличие различных видов осложнений. Чаще всего это поглощения промывочной жидкости и дестабилизация стволов скважин. Для того, чтобы снизить риск возникновения данных негативных явлений, необходимо применять аналитические методы прогнозирования и выявления зависимостей. Таким образом, полученные результаты можно будет использовать при строительстве новых скважин в Волго-Уральском регионе и других регионах со схожими геологическими условиями.

Цель работы: проанализировать информацию о ходе строительства скважин на месторождениях Волго-Уральского региона, выявить причины возникновения осложнений и сопоставить результаты с геомеханической моделью.

Задачи данной работы можно решить в несколько этапов – рассмотреть геологический разрез, а также виды осложнений, произошедшие в процессе бурения скважин, проанализировать факторы, которые могли бы повлиять на наличие осложнений, построить зависимости наличия осложнений от этих факторов, а также сопоставить информацию об осложнениях с моделью устойчивости ствола скважины.

В первую очередь, для анализа причин возникновения осложнений изучается геологическая информация. Рассматриваемому месторождению Волго-Уральского региона по своему строению присущи древние рифовые массивы, которые характеризуются в пределах одной залежи существенными отличиями условий проводки скважин.

Рифы имеют своё природное строение: карбонатное ядро биогерма и продукты разрушения биогерма, состоящие из обломочных известняков различной крупности [2]. Наличие поглощений с широким диапазоном интенсивностей зависят от того, в каком месте рифа проходит скважина. В интервале карбонатного ядра биогерма и его фронтальных сторонах, как правило, происходят частичные поглощения [4]. В то время как в интервалах органогенной постройки отсутствуют поглощения или же они незначительны [4]. Рифовые объекты обладают определенным литологическим расположением в теле общего массива напластования, которому сопутствует резкая смена пород на коротких участках, вследствие чего, рельеф в зоне рифовых структур является расчленённым [3]. Именно наличие органогенных и рифовых отложений объясняет особенности геологического разреза рассматриваемого месторождения Волго-Уральского региона.

Для дальнейшего анализа в геологическом разрезе выделяются интервалы, которым свойственен высокий риск возникновения осложнений. Для более подробного изучения горных пород используются данные проведённых геофизических исследований в скважинах в процессе их строительства. Благодаря каротажным методам имеется возможность получения информации о глубинах залегания пород, их смещении, границах, наличии пор, каверн, трещин, их размере, плотности, глинистости. Сейсмические исследования позволяют выявить тектонические нарушения с помощью распространяющихся в горных породах сейсмических волн.

Важным аспектом в процессе бурения скважин является технико-технологическая информация. К ней относятся параметры режима бурения (нагрузка на долото, частота вращения долота, плотность бурового раствора, расход), скорость бурения, время, затраченное на проведение операций, проходка. Контроль за такими

параметрами является важным аспектом в процессе бурения, анализируя их можно выявить прямые и косвенные причины возникновения осложнений.

В ходе анализа технико-технологической информации были построены графики зависимости «глубина – день», на которых отражены текущий забой, осложнённые участки, применяемая плотность бурового раствора (рис. 1). По каждой скважине отражены их направление по азимуту и зенитному углу. На рисунке 1, в качестве примера, приведены графики, на которых зафиксированы осложнения и аварии, возникшие в процессе бурения трёх близкорасположенных скважин. По представленным графикам можно увидеть общую картину процесса строительства скважин и сделать вывод, например, о том, что на скважине 2 произошло существенно больше осложнений по сравнению с другими. Также можно выделить наиболее осложнённые участки – Фаменский ярус, Франский ярус, которые характеризуются трещиноватыми известняками с переслаиванием обвальными глинами, что объясняет наличие таких осложнений как поглощения при проводке скважин в данных ярусах, а также наличие обвалов горных пород. Бобриковский и Радаевский горизонты преимущественно сложены песчаником, алевролитом и аргиллитами средней и поздней степени катагенеза, что также объясняет причину низкой стабильности стенок скважины при недостаточной плотности, ингибирующих и крепящих свойствах бурового раствора.

Рассмотрим в графическом виде влияние возможных причин осложнений на длительность технологических операций.

В процессе бурения, ствол скважины остаётся в необсаженном состоянии до тех пор, пока не будет спущена и зацементирована обсадная колонна. Чем больше ствол скважины находится в открытом состоянии, тем больше времени взаимодействует буровой раствор с горными породами, что может повлечь за собой дестабилизацию потенциально неустойчивых пород.

Время СПОПП – общее время проведения технологических операций по спуску и подъёму инструмента, промывке и проработке. Этот показатель применяется для оценки эффективности процесса бурения скважин и его высокое значение в большей степени является признаком наличия негативных явлений в скважине. Например, скважины 1 и 2 (рис. 2) характеризуются большим количеством осложнений, вследствие чего время, затрачиваемое на проведение СПОПП, является повышенным.

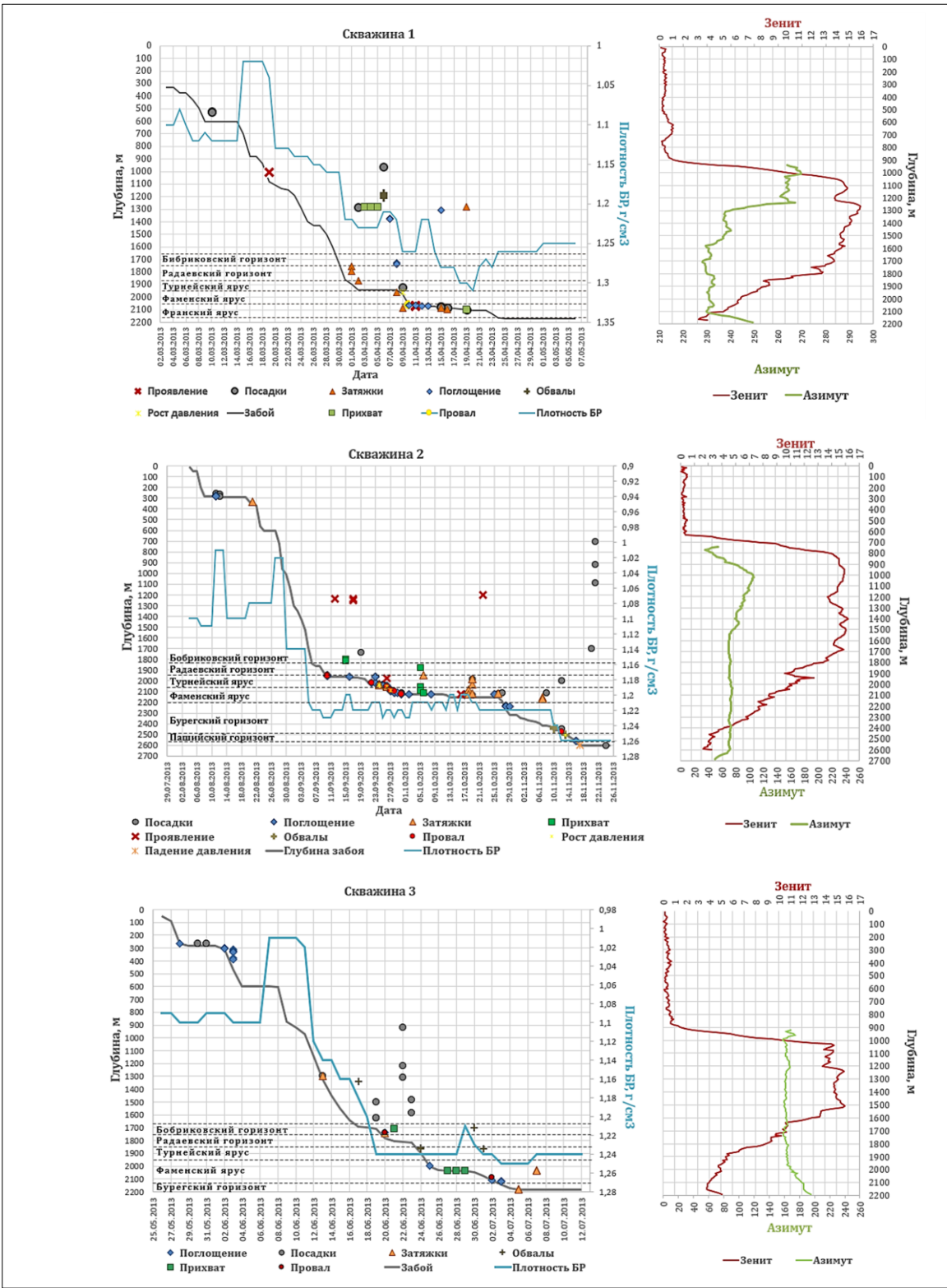


Рис. 1. График «глубина – день» отображения интервалов возникновения осложнений

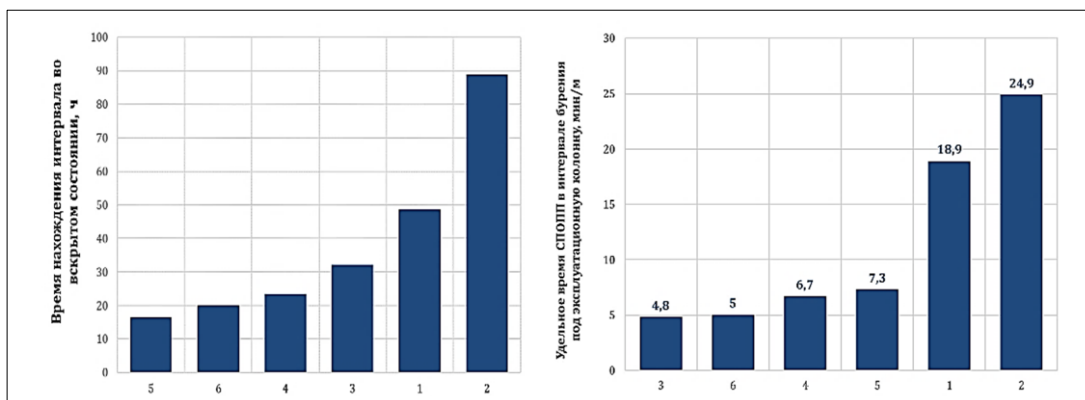


Рис. 2. Ранжирование скважин по времени нахождения ствола скважины в открытом состоянии и удельному времени СПОПП

На рисунке 2 приведены графики времени нахождения скважины в открытом состоянии и удельного времени, затраченного на спускоподъёмные операции, промывки и проработки. Скважины 3, 4, 5, 6 находились в необсаженном состоянии менее 45 часов и им свойственно меньшее количество осыпей и обвалов, прихватов, поглощений по сравнению со скважинами 1 и 2, характеризующихся высоким числом осложнений. Время, затраченное на проведение операций СПОПП закономерно увеличивается с ростом числа осложнений. В скважинах 1 и 2 было отмечено наличие прихватов при спуске и подъеме инструмента, а в скважинах 4, 5, 6 происходили лишь затяжки и посадки.

При анализе данных скважин зависимость наличия осложнений от зенитного угла не выявлена, так как выбранные скважины имеют небольшие отличия друг от друга по зенитному углу (рис. 3, слева).

Можно отметить влияние азимутально угла на наличие осложнений. Скважины, пробуренные под азимутальным углом свыше 280° в четвёртой четверти, характеризуются меньшим числом осложнений (рис. 3, справа). Стоит отметить, что скважина 3 с наименьшим временем СПОПП, имеет мало осложнений и пробурена в третьей четверти с азимутальным углом меньше 200° .

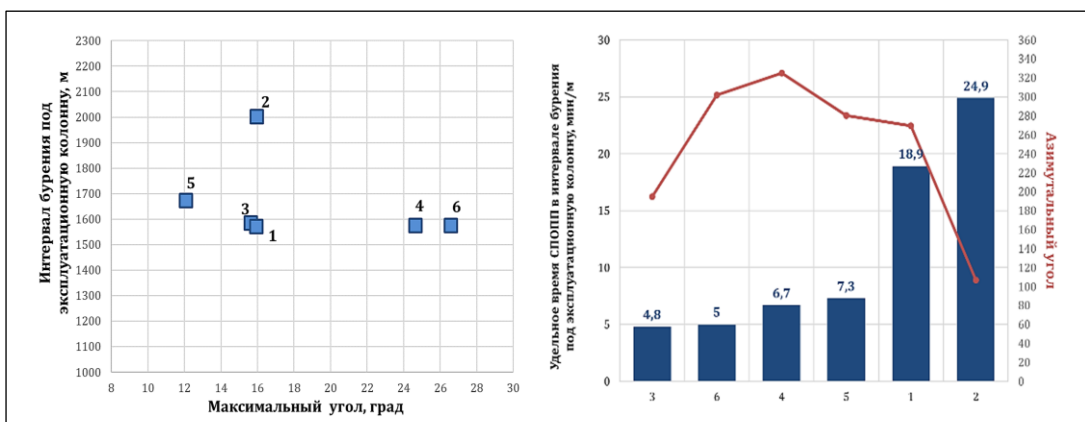


Рис. 3. Графики зависимости наличия осложнений от зенитного и азимутального угла

На рисунке 4 можно видеть влияние параметров бурового раствора на наличие осложнений. В скважинах с меньшим количеством осложнений значения пластической вязкости, СНС и ДНС имеют минимальные значения. Повышение пластической вязкости и ДНС способствует увеличению эквивалентной циркуляционной плотности, что в конечном итоге может повлечь образование и раскрытие трещин в горных породах и привести к повышению интенсивности поглощения бурового раствора. С увеличением статического напряжения сдвига возрастают знакопеременные гидродинамические нагрузки на стенки скважины в момент возобновления циркуляции, что негативно сказывается на увеличении рисков возникновения поглощений и нарушении стабильности ствола.

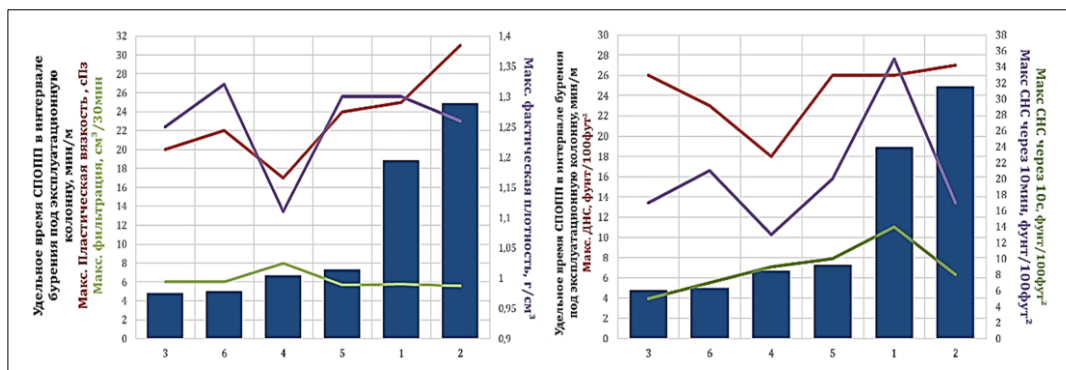


Рис. 4. Графики зависимостей наличия осложнений от параметров бурового раствора

На основании геофизических данных была построена модель устойчивости ствола скважины (рис. 5), которая отражает градиенты обрушения, поглощения, выброса, гидроразрыва пласта. По графику можно видеть зоны, в которых происходит увеличение плотностей тех или иных осложнений. Это увеличение сужает коридор оптимальных условий бурения, исходя из которого подбираются значения эквивалентной циркуляционной плотности.

Модель устойчивости ствола скважины показывает влияния плотности бурового раствора на риск возникновения осложнений в Радаевском, Турнейском, Фаменском и Франском ярусах.

По анализу чувствительности (рис. 6) представлены стереограммы, на которых отображены две линии уровня: прямая линия постоянного наклона и окружность – линия постоянного азимута, с значениями наклона и азимута рядом с ними [1]. То есть, регулируя зенитный и азимутальный углы, можно определить при каких значениях будут оптимальные условия бурения. Анализ чувствительности подтверждает ранее выявленный факт, что при азимутальном угле свыше 280° плотности гидроразрыва пластов будут выше. Учёт данной особенности при проектировании скважин позволит снизить риск возникновения осложнений.

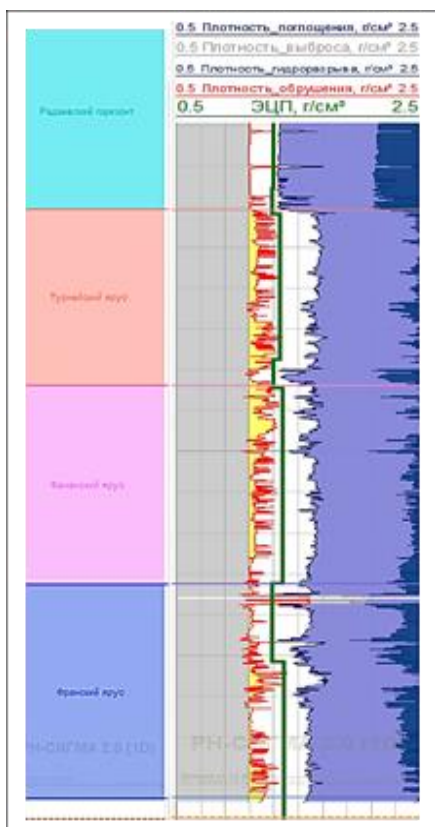


Рис. 5. Модель устойчивости ствола скважины

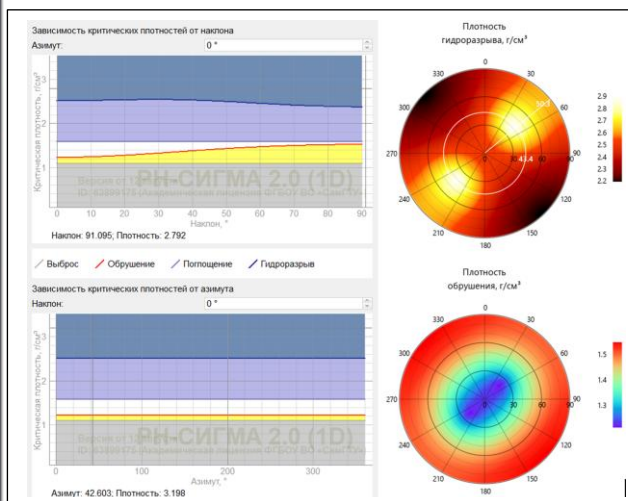


Рис. 6. Анализ чувствительности

Выводы

В рамках статьи были проанализированы данные по скважинам и выявлены причины возникновения осложнений по полученным графическим зависимостям:

- было определено, что большее количество осложнений связано с повышенными реологическими параметрами бурового раствора;

- зависимость от азимутального угла – скважины, пробуренные в третьей и четвёртой четвертях, отличались меньшим числом осложнений;

- было отмечено, что скважины, которые находились долгое время в необсаженном состоянии, характеризуются высокими рисками возникновения осыпей и обвалов, затяжек, посадок, прихватов – высоким удельным временем СПОП.

Интервалы, которые характеризуются наибольшими осложнениями, в основном представлены породами слабой крепости – аргиллитами, что объясняет

наличие таких видов осложнений, как осыпи и обвалы, в некоторых случаях и прихватами. Применение растворов с наименьшими значениями показателей реологии и структурно-механических свойств, при бурении скважин, дало наименьшее количество осложнений.

Исходя из построенной геомеханической модели и проведённого анализа чувствительности был подтвержден факт зависимости наличия осложнений от азимутального угла, выявленный в рамках анализа ранее пробуренных скважин. Стереогаммы и графики, на которых представлены зависимости критической плотности от азимута и зенита, позволяют провести более глубокий анализ условий безопасного бурения с учетом всех четырех значений критических плотностей [1].

В дальнейшем планируется доработка, расширение и модификация предложенного способа анализа, для более детального понимания причин возникающих осложнений, разработке действенных мероприятий по их предупреждению.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ванюшкин, В. С., Парменова, А. А., Авдеева, К. В., Шиповский, К. А. Построение одномерной геомеханической модели в программе РН-СИГМА // Ашировские чтения. - Самара: Самар. Гос. Техн. Ун-т, 2024. - С. 100-103.
2. Кузнецов В.Г. Геология рифов их нефтегазоносность. М.: Недра, 1978. 304 с.
3. Шиповский К.А., Циркова В.С., Коваль М.Е., Кожин В.Н. Закономерности распределения зон поглощений в одиночных рифах депрессионной зоны Камско-Кинельской системы прогибов // Экспозиция Нефть Газ. - 2021. - №1. - С. 34-39.
4. Шиповский К.А., Циркова В.С., Коваль М.Е., Кожин В.Н., Пилипец Е.Ю., Крепостнов Д.Д. Повышение эффективности прогнозирования и предупреждения зон полных и катастрофических поглощений бурового раствора в рифовых постройках Камско-Кинельской системы прогибов // Нефтяное хозяйство. - 2021. - №12. - С. 97-101.

ОСЦИЛЛЯЦИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И СКВАЖИН С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ
ОТ ВЕРТИКАЛИ

М.Е. Пронькин^{1,2}, М.Е. Коваль^{1,2} к.т.н, М.В. Петров^{1,2}

¹ФГБОУ ВО «СамГТУ»;

²ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)

Самара, Россия

E-mail: mick29@mail.ru, bnqssamgtu@mail.ru

Аннотация. В настоящее время с развитием современных технологий, одной из важнейших задач является увеличение длин горизонтальных участков скважин, а также строительство скважин с большим отходом от вертикали (БОВ). Скважина БОВ это такая горизонтальная скважина, у которой отход от вертикали как минимум в два раза превышает величину глубины по вертикали. Одним из основных преимуществ горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали является повышение дебита в несколько раз из-за большей площади контакта в продуктивном горизонте в отличие от обычных горизонтальных скважин. А также, это значительно позволяют снизить затраты на обустройство кустовых площадок, особенно в районах Крайнего Севера, для которых характерна заболоченная местность, что влечет за собой высокие капитальные вложения.

Ключевые слова: метод осцилляции, нагрузки, компоновка, бурение, осциллятор, бурение с большим отходом, РУС.

OSCILATION OF DRILL STRING FOR WELLS WITH EXTENSIVE REACH

M.E. Pronkin^{1,2}, M.E. Koval,^{1,2} candidate of technical sciences, M.V. Petrov^{1,2}

¹Samara State Technical University; ²SamaraNIPIneft LLC

Samara, Russia

E-mail mick29@mail.ru, bnqssamgtu@mail.ru

Annotation. Currently, with the development of modern technologies, one of the most important challenge is drilling horizontal wells with large vertical deviation (ERD). ERD well has been defined as a well with a Horizontal/Total Vertical Depth (HD/TVD) ratio > 2.0. One of the main advantages of horizontal wells with a large vertical deviation is sufficient increase of production due to the large contact area in the productive horizon, unlike directional wells. In addition, wells with a large vertical deviation allow to significantly reduce the costs of developing well pads, especially in the North regions, which are characterized by swampy terrain, which entails high capital investments in the development of well pads.

Keywords: oscillation method, loads, layout, drilling, oscillator, long-distance drilling, RSS.

Технология строительства скважин с большим отходом от вертикали является дорогостоящим и техническим сложным проектом. Традиционный подход бурения протяженного горизонтального участка предусматривает применение роторно-управляемой системы (РУС).

История применения первых РУС при строительстве скважин берет своё начала с 90-х годов. На сегодняшний день в мире выпускаются и применяются

РУСы 3-х типов, которые отличаются друг от друга конструктивными особенностями:

1. Push the bit (отклонение долота);
2. Point the bit (направление долота);
3. Continuous Proportional Steering (непрерывное пропорциональное управление).

Push the bit – изменение траектории производится путем отклонения долота, при этом искривление ствола зависит от площади соприкосновения со стенками скважины (рис.1). Отклонение долота осуществляется при помощи лопаток которые вращаются вместе с бурильной колонной и выдвигаются с помощью давления бурового раствора посредством установки положения клапана [1].

Point the bit – данная система работает по принципу направления долота (рис.2). При наличии размывов, высокой абразивности пород, каверн, эффективность Push the bit резко снижается, поскольку изменение траектории ствола зависит от площади контакта долота со стенкой скважины. Поэтому для снижения влияния таких показателей отклонение долота выполняется смещением приводного вала относительно КНБК либо при помощи смещения эксцентричного механизма.

С развитием технологий и ужесточением требований для строительства скважин с большим отходом от вертикали на смену системам Push the bit и Point the bit пришла более сложная технически, гибридная версия Continuous Proportional Steering (рис.3). Данная система позволяет обеспечивать минимальную извилистость ствола скважины, контролируя поддержание углов стабилизации постоянно.

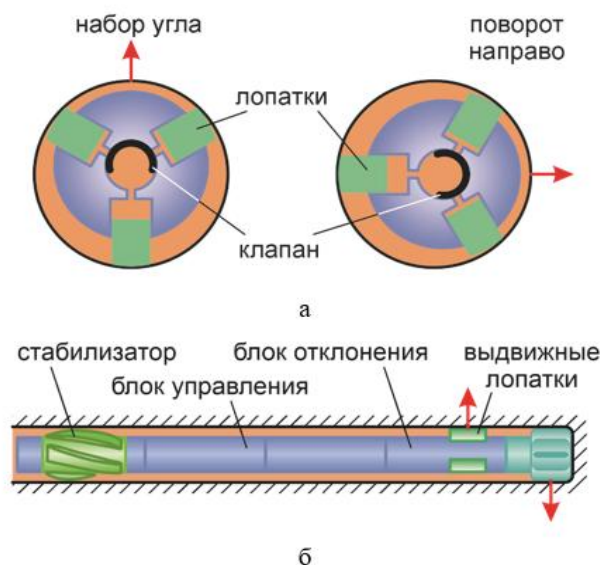


Рис. 1. Принцип работы системы Push the bit (толкать долото)
а – отклоняющий элемент; б – компоновка

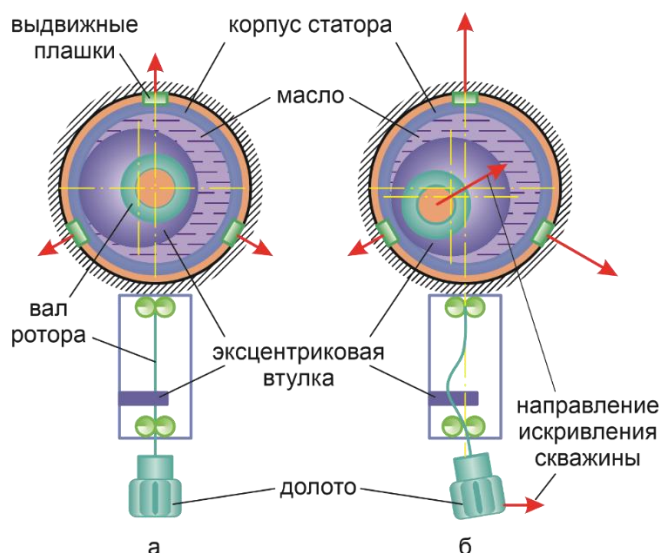


Рис. 2. Принцип работы системы Point the bit (направлять долото)
а – прямолинейное направление бурения; б – изменение направления бурения

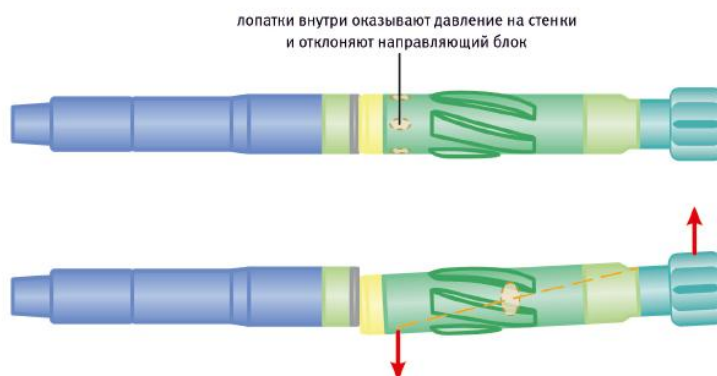


Рис. 3. Схема работы Continuous Proportional Steering

Основными преимуществами применения РУС являются:

1. Высокая механическая скорость проходки.
2. Низкие перепады давления в процессе бурения.
3. Увеличение нагрузки на долото.

В процессе бурения протяженного горизонтального участка скважины сталкиваются с основной проблемой недохождения нагрузки на долото из-за повышенного коэффициента трения по причине большой площади контакта КНБК и бурильных труб, которая ограничивает протяженность скважины. Одним из методов решения данной проблемы является:

1. Применение раствора на углеводородной основе (РУО) для снижения коэффициента трения.

2. Применение моторизованного РУС с ВЗД. В совокупности это дает увеличение момента и скорости вращения долота, что тем самым повышает нагрузку на долото.

На сегодняшний день существуют трудности бурения скважин с большим отходом от вертикали из-за проблем с доведением нагрузки на долото. Альтернативным решением данной проблемы является бурение на ВЗД с применением осцилляторов.

Различают два типа осциллятора: поверхностный и внутрискважинный.

Работа внутрискважинного осциллятора основана на принципе преобразования гидравлической энергии жидкости в амплитудные колебания при помощи устройства, создающего пульсацию давления в системе (рис.4). Данная технология основана на изменении поперечного сечения канала при движении буровой жидкости определенной геометрической формы за счет чего происходят колебания давления. По такому принципу создаются дополнительные осевые нагрузки на колонну в результате чего обеспечивается снижение сил трения в скважине.



Рис. 4. Внутрискважинный осциллятор

Вращательная осцилляция обеспечивает снижение сил трения в большей части буровой колонны (БК) за счет разнонаправленного вращения буровых труб при помощи верхнего силового привода (рис.5).

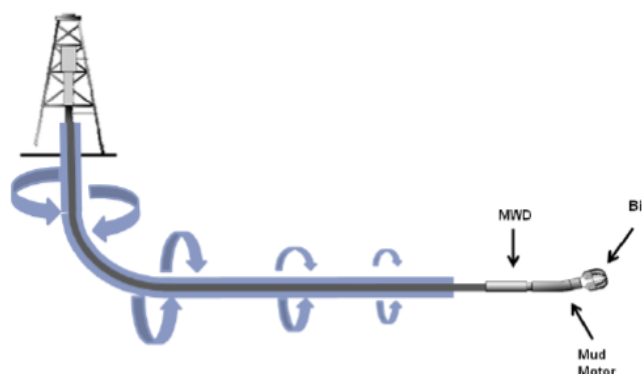


Рис. 5. Вращательная осцилляция

Таким образом, вращению подвергается верхняя часть бурильной колонны с почти постоянным тангенциальным движением, тем самым создавая коэффициент динамического трения, который значительно ниже статического трения, создаваемого на вращающейся части бурильной колонны.

В режиме слайдированного бурения наблюдается наибольший рабочий эффект работы осциллятора. Осцилляция бурильной колонны зависит от частоты амплитудных колебаний, создаваемых центробежной силой инерции ротора, которые вычисляют расчётным путем [2].

Частота вибраций героторного механизма определяется по формуле:

$$\nu = n \cdot (z_2 + 1) \quad (1)$$

где n – частота вращения выходного вала, z_2 – число зубьев ротора.

Параметры, требуемые для определения частоты вибраций, согласно [1]:

1. Частота вращения выходного вала по формуле:

$$n = Q/V \quad (2)$$

где Q – расход бурового раствора.

2. Рабочий объем механизма:

$$V = z_2 \cdot S \cdot T \quad (3)$$

где S – площадь живого сечения рабочих органов, T – шаг винтовой поверхности статора.

3. Площадь живого сечения рабочих органов:

$$S = \pi \cdot e \cdot (D_k - 3 \cdot e) \quad (4)$$

где e – эксцентриситет, D_k – контурный диаметр рабочих органов.

Центробежная сила инерции ротора определяется согласно [1] по формуле:

$$F_{ин} = m \cdot z_2^2 \cdot \omega^2 \cdot e \quad (5)$$

где m – масса ротора осциллятора, $\omega = 2 \cdot \pi \cdot n$ – угловая скорость.

Согласно формулам частота колебаний, создаваемых осциллятором, значительно зависит от угловых скоростей ротора. Помимо этого, можно сделать вывод по формуле (1), что частота вибраций имеет прямолинейную зависимость от расхода бурового раствора.

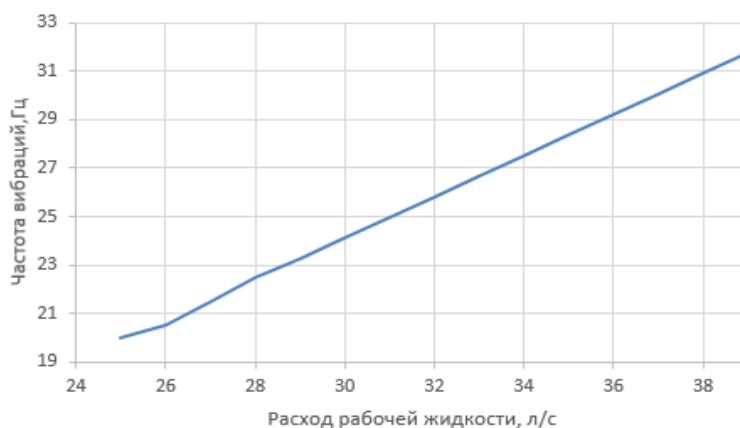


Рис. 6. Зависимость частоты вибраций от расхода бурового раствора

Помимо этого, исходя из того, что инерционная сила, действующая на бурильную колонну, зависит от частоты вибраций, создаваемых осциллятором, можно сделать вывод, что инерционная сила также имеет прямую зависимость, как и частота вибраций от расхода бурового раствора (рис. 7).

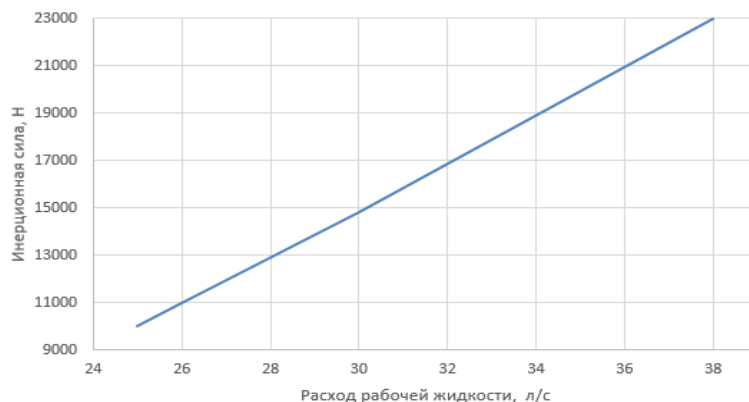
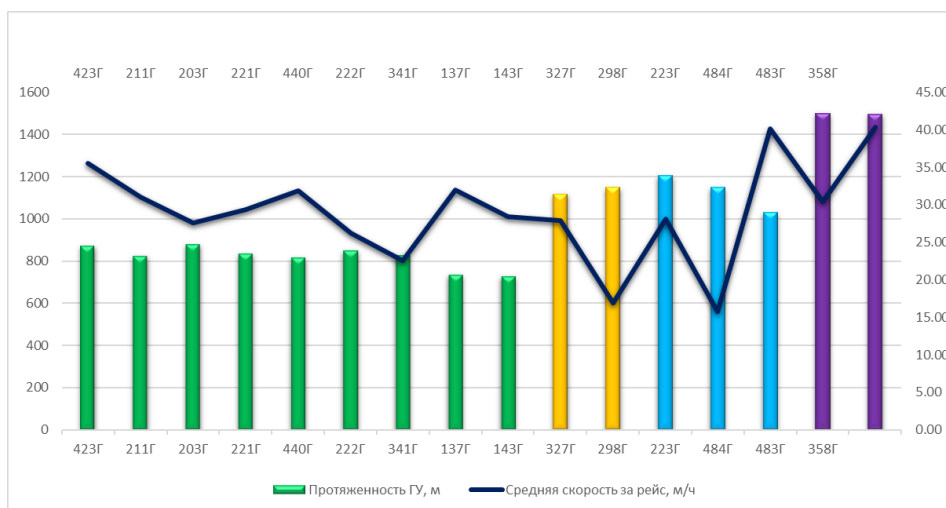


Рис. 7. Зависимость инерционной силы от расхода рабочей жидкости

Эффективность применения двойной осцилляции подтверждается положительными результатами в проведенных опытно-промышленных испытаниях на Радонежском месторождении, где были достигнуты такие показатели как рост механической скорости проходки до 45 м/ч и протяженность горизонтального участка - 1500 м, что превышает аналогичные пробуренные скважины на одном ВЗД. Сравнительная аналитика бурения горизонтальных скважин при помощи поверхностной осцилляции и двойной осцилляции представлена на рисунке 8.



■ – поверхностная осцилляция, ■ – двойная осцилляция

Рис. 8. Результат бурения скважин на Радонежском месторождении

Вывод:

Преимущество применения двойной осцилляции позволяет достигать высоких показателей бурения за счёт снижения коэффициента трения на протяженном участке горизонтального ствола, тем самым решая проблемы с недохождением нагрузки на долото. В результате чего растет механическая скорость проходки и расширяются границы бурения горизонтального участка.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Петров М.В., Капитонов В.А., Ефимов А.В. Разработка отечественных роторно-управляемых систем // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 3.
2. Применение осцилляторов для бурения скважин / Э.Н. Крутик, М.С. Борисов, О.И. Фуфачев, А.Ю. Патласов, А.М. Попов, С.Ю. Синицких // Бурение и нефть 2019 №5.
3. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели: справ. пос. М.: Недра. 1999.1. – С. 3–8.
4. Проектирование строительства горизонтальных скважин с отрицательным отходом / М.В. Петров, К.А. Шиповский // Ашировские чтения. – Самара: СамГТУ, 2023 – С. 47–55.

ВЛИЯНИЕ МИКРОКОЛЬМАТАНТОВ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ И СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ГЛИНИСТОЙ СУСПЕНЗИИ

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

¹ ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»);

² ФГБОУ ВО «Самарский ГТУ»

г. Самара, Россия

e-mail: spiridonov56pavel@yandex.ru

Аннотация. В данной работе приведены результаты исследований влияния микрокольматантов на реологические и структурно-механические свойства глинистой суспензии. При рассмотрении реагенты были разбиты на группы в зависимости от основных веществ, входящих в состав микрокольматантов. В статье подробно рассматривается влияние цвета и прозрачности фильтрата после измерения фильтрации глинистой суспензии с микрокольматантами, компонентного состава микрокольматантов, растворимости и pH водного раствора микрокольматантов на пластическую вязкость, динамическое напряжение сдвига и статическое напряжение сдвига. По каждой группе дано заключение по оказываемому влиянию на реологию суспензии. По итогам исследований приводятся основные выводы.

Ключевые слова: микрокольматант, асфальтен, асфальт, гильсонит, карболигносульфонат пековый, реология, пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига, структурно-механические свойства, статическое напряжение сдвига, растворимость, фильтрация.

Для предупреждения разупрочнения стенок скважины в буровой раствор (БР) добавляются различные микрокольматанты. В роли микрокольматантов могут выступать асфальтены, гликоли, сульфированный битум, сульфированный асфальт, гильсониты и т.д. Данный материал для буровых растворов отлично зарекомендовал себя по обеспечению устойчивости обвалоопасных горных пород в связи с улучшением ряда свойств раствора [1, 2]. Среди них можно выделить: снижение показателя фильтрации и коэффициента трения, формирование более прочной, непроницаемой и эластичной фильтрационной корки [3]. Зачастую производители указывают, что их микрокольматант может применяться для стабилизации реологических свойств, предотвращения загущения и гелеобразования бурового раствора. На практике влияние на реологические и структурно-механические свойства БР могут быть различными, но чаще, как правило, реологические и структурно-механические параметры снижаются, что в некоторых случаях может быть полезно.

В качестве объекта исследования выступали существующие на рынке реагенты, из них 11 сыпучих асфальтенов в сухом виде (на графиках будут подписаны 1(А) – 11(А)), 2 карболигносульфоната пекового, далее КЛСП, в сыпучем виде (на графиках 12(К) – 13(К)), 4 гильсонита в сыпучем виде (на графиках 14(Г-с) – 17(Г-с)), 5 гильсонитов в полигликолях в виде суспензии (на графиках 18(Г-ж) – 22(Г-ж)). Так же примитивным способом был разделен асфальтен 2 (А) на

растворимую и нерастворимую части с кодовым наименованием 23 (А), 24 (А) соответственно. Для разделения на части, растворенный в воде асфальтен 2 (А) фильтровался через бумажный фильтр, остатки до и после фильтра высушивались. Так как данный способ может иметь погрешность в разделении, результаты исследования образцов носят информационный характер.

Для определения влияния микрокольматантов на реологические и структурно-механические свойства буровых растворов с глинистой фракцией рассмотрим их влияние на глинистую суспензию. Для этого в одной емкости глина марки ПБМБ диспергируется в воде. В другой емкости затворяется микрокольматант до полного перемешивания. Далее растворы смешиваются с созданием воронки под лопастью перемешивателя до однородной консистенции. Итоговая концентрация на конечный объем ПБМБ 80 г/л, микрокольматанта 30 г/л. Следующим этапом образцы устанавливаются на термостарение при 80 °С в течение 16 часов. Процесс термостарения в некоторой степени эмитирует работу БР в скважине, так как в вальцовой печи он находится в постоянном движении и при заданной температуре. Термостарение БР позволяет оценить термическую стабильность, склонность к гелированию и биодеструкции. В результате произошедших процессов в буровом растворе после термостарения, можно оценить седиментационную устойчивость. Так же в результате термостарения все компоненты БР в полной мере диспергируются и исследуемая жидкость принимает схожее состояние с раствором, фактически применявшимся в скважине.

После производились измерения на ротационном вискозиметре параметров, представленных в табл.1. Наблюдаем, что присутствует явное снижение всех значений почти каждого образца в нашем диапазоне скоростей вращения ротора вискозиметра 600, 300, 200, 100, 6, 3 оборотов в минуту на рис.1. Данный факт говорит об уменьшении силы внутреннего трения жидкости и межмолекулярного взаимодействия частиц глинистой суспензии. Это может быть связано с частичным растворением микрокольматантов, что влияет на реологические свойства или способности микрокольматантов в нерастворенном виде снижать силу взаимодействия других молекул компонентов, находящихся в исследуемой жидкости, в результате равномерного распределения. Гистограмма в виде столбцов СНС за 10 секунд на рис.1 представлена для сравнения с поведением суспензии при измерении скорости вращения ротора вискозиметра при 3 – 600 оборотах в минуту. Как мы видим изменение кривых и гистограммы практически идентичное. СНС за 10 секунд в большинстве случаев близко по значению к углу закручивания вискозиметра при 3 об/мин. Поведение значений СНС за 10 минут исследуемых образцов отличное, поэтому будет рассмотрено ниже.

Таблица 1 – Параметры, измеряемые на ротационном вискозиметре

Параметр	Ед. измерения	Параметр	Ед. измерения
Температура замеров параметров	49°С	Знач. при 3 об/мин	-
Знач. при 600 об/мин	-	СНС 10сек	фунт/100фут ²
Знач. при 300 об/мин	-	СНС 10мин	фунт/100фут ²
Знач. при 200 об/мин	-	ПВ	сП
Знач. при 100 об/мин	-	ДНС	фунт/100фут ²
Знач. при 6 об/мин	-		

Учитывая различный состав основных веществ микрокольматантов и анализируя графики на рис. 1-2, можно сделать вывод, что в большинстве случаев стоит рассматривать каждую группу микрокольматантов отдельно.

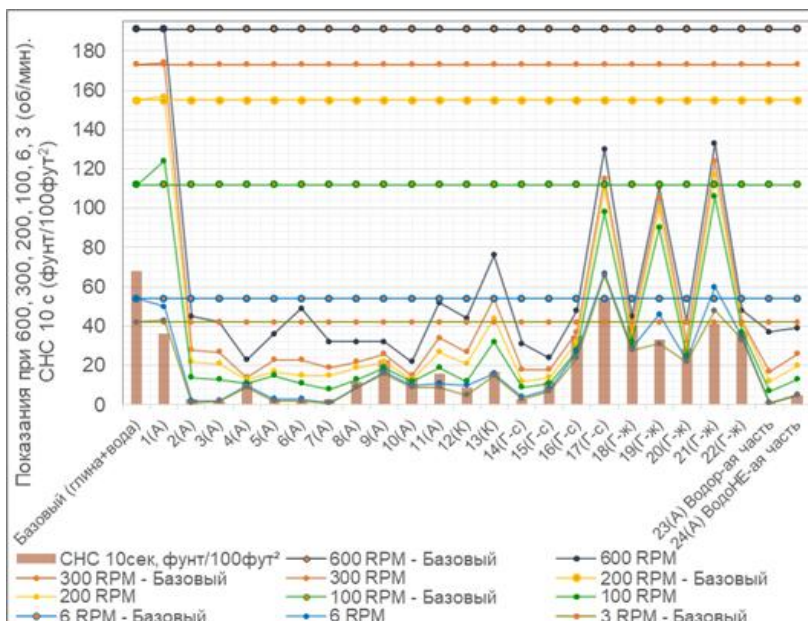


Рис. 1 – Сравнение показаний вискозиметра базовой глинистой суспензии и суспензии с добавлением микрокольматантов

Наименьшее влияние на реологические параметры глинистой суспензии наблюдаются у образца 1(A) рис.1, 2, пластическая вязкость (ПВ) и динамическое напряжение сдвига (ДНС) практически равны базовому составу без добавления микрокольматанта. Стоит отметить, что растворимость в воде микрокольматанта 1(A) равна 12%, что является достаточно низким значением среди остальных асфальтенов. А учитывая, что цвет фильтрата (рис.3-6) самый светлый как при измерении показателя фильтрации при низкой температуре низком давлении, так и при высокой температуре высоком давлении, а также наличие плотного распределения твердых частиц микрокольматанта в фильтрационной корке (рис.3), можно сделать вывод о низком значении растворимости с увеличением температуры. Рассмотрение влияния микрокольматантов на показатель фильтрации отражено в статьях [4, 5]. Согласно сопроводительной документации в составе 1(A): асфальтен 25 – 35 %, гуматы натрия 65 – 75 %. Если обратиться к теоретической части, то выясним, что гумат натрия хорошо диспергируется в воде, имеет внешний вид от коричневого до темно-коричневого цвета и действует как разжижитель глинистых буровых растворов. Подобные свойства можно наблюдать у образца 7(A) у которого значение ДНС глинистой суспензии одно из самых низких, а ПВ снизилась почти в 2 раза. В составе 7(A) асфальт сульфированный 25-35%, гуматы натрия 65-75%. Соответственно можно сделать вывод, что в образце 1(A) было использовано некачественное сырье или состав основных веществ не соответствует заявленному. Все остальные 10 образцов асфальтенов существенно снизили значение ДНС и ПВ. Цвет фильтрата глинистой суспензии с асфальтенами 2-11(A) имеет достаточно темный оттенок, вероятно, из-за увеличения растворимости при

термостатировании [6] образцов, что могло повлиять на существенное изменение реологических параметров. Ввод микрокольматантов с основным веществом в составе асфальтен поможет уменьшить активность глины, снизить и стабилизировать реологические параметры БР [7]. Образцы 19(Г-ж), 21(Г-ж) существенно снизили ПВ, но значение ДНС в сравнении с другими образцами микрокольматантов снизилось несущественно. При добавлении образцов 20(Г-ж), 18(Г-ж), 22(Г-ж) значительно снижается ПВ и уже более значительно снижается ДНС в сравнении с другими образцами гильсонитов в полигликолях (рис. 2). Иными словами, в суспензии снизилось механическое трение диспергированных частиц глины и незначительно относительно других образцов асфальтенов, КЛСП снизилась сила притяжения между частицами дисперсной фазы. Такое влияние на изменение реологических параметров промывочной жидкости актуально в тех случаях, когда требуется хорошая выносящая способность БР, а количество химических реагентов, способных увеличивать значения динамического напряжения сдвига и вязкость при низких скоростях сдвига, ограничено. Таким образом возможно сократить экономические затраты на обработку БР, однако, важно учитывать основной эффект работы, получаемый по прямому назначению микрокольматанта. Распределение гильсонитов в полигликолях по изменению ДНС в отображенном порядке на рис. 2 предположительно можно объяснить цветом и прозрачностью фильтрата, представленного на рис. 7-11. Из общей массы выбивается образец 21 (Г-ж), который имеет чуть более темный фильтрат, чем у образца 19(Г-ж) и самое незначительное влияние на ДНС, ПВ среди гильсонитов в полигликолях, поэтому стоит рассматривать вещества, входящие в состав данных гильсонитов. Гильсониты в полигликолях зачастую многокомпонентные табл. 2. Наличие высокой заявленной концентрации полигликоля у образца 18 (Г-ж) проявляется снижением ДНС. У образца 19(Г-ж) заявленная концентрация полигликоля имеет большой диапазон 10-60% и несущественное снижение значения ДНС, соответственно фактическая концентрация полигликоля в отобранном образце была не высока. Образец 22(Г-ж) в составе имеет незначительные концентрации асфальта 12-15%, полигликоля 3-6% и ряд других веществ, влияние которых необходимо изучать в лаборатории, поэтому точную характеристику дать затруднительно. Суспензия с образцом 21(Г-ж) имеет самое низкое уменьшение значения ДНС. В составе не заявлено полигликоля, а растворимость гильсонита и нефтяного битума в данном образце очень низкая, о чем говорит достаточно светлый цвет фильтрата, что могло сыграть ключевую роль на влияние ДНС. Наличие в составе этиленгликоля (Этан-1,2-диол) 57%, вероятно, не имеет значительного влияния на уже диспергированную глину или фактическая концентрация в товарном микрокольматанте не соответствует заявленной. Влияние иных веществ образца 21(Г-ж) на текущий момент оценить сложно. Изменение ДНС глинистой суспензии при добавлении сыпучих гильсонитов прямо зависит от цвета фильтрата чем темнее фильтрат, тем ниже ДНС (рис. 2, 12-15). Цвет фильтрата может приобретать более темный оттенок с увеличением растворимости микрокольматанта, а растворимость может увеличиваться с увеличением температуры дисперсной среды [6]. Так как основное вещество в образцах 14-17(Г-с) гильсонит в концентрации 100%, то такое различное поведение изменения реологии и цвета фильтрата может быть обусловлено различными карьерами откуда добывают этот природный минерал, отличием в методе обработки продукта, ложной информацией в сопроводительной документации и т.д. Также стоит учитывать и

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

другие возможные механизмы снижения ПВ, ДНС, например, за счет гидрофобных свойств. Среди образцов КЛСП более значительное снижение ПВ и ДНС наблюдается при добавлении образца 12(К) в котором содержание натриевых солей жирных кислот и натриевых солей смоляных кислот выше, чем в образце 13(К), а вот на цвет и оттенок фильтрата в данном случае ориентироваться не стоит.

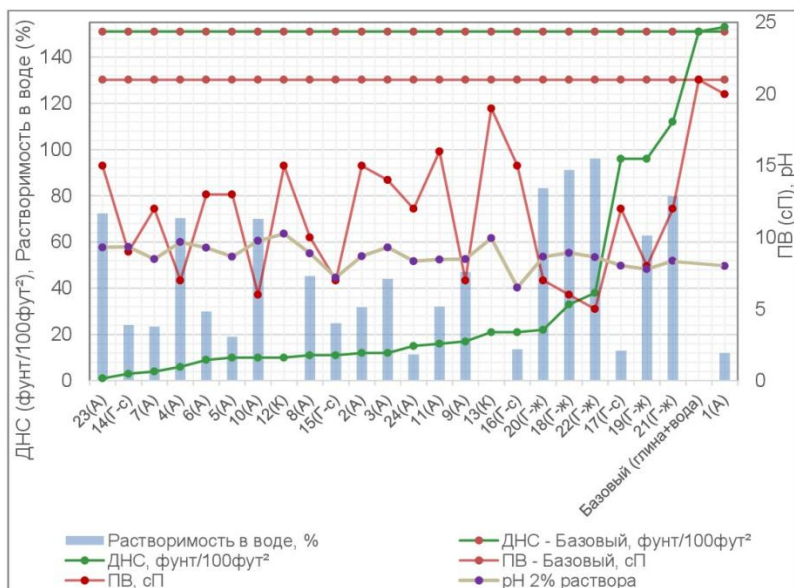


Рис. 2 – Влияние микрокоальтантов на реологические свойства глинистой суспензии (ранжирование по значению ДНС)

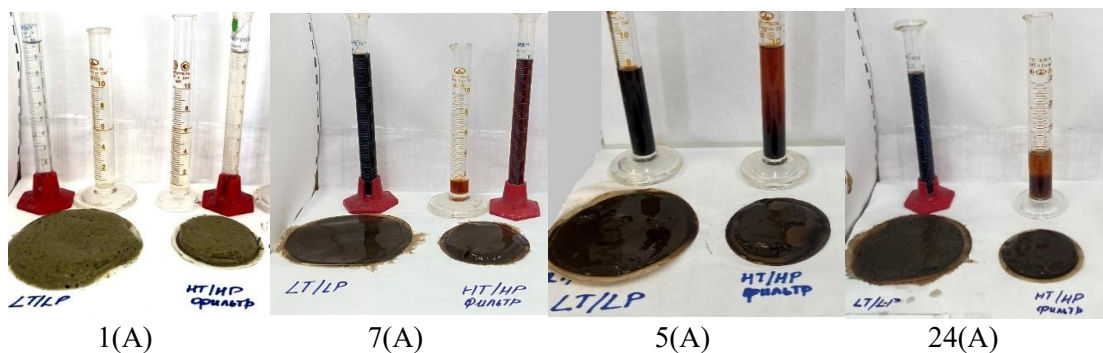


Рис. 3-6 – Сравнение цвета фильтрата после измерения фильтрации при НТНД, ВТВД при добавлении асфальтенов

Таблица 2 – Состав гильсонитов в полигликолях (расположены в порядке возрастания ДНС слева направо)

Основные вещества	№ CAS	20 (Г-ж)	18 (Г-ж)	22 (Г-ж)	19 (Г-ж)	21 (Г-ж)
Гильсонит, %	CAS 12002-43-6	Инф.	20-50	7-12	10-30	10
Полигликоль, %	CAS 25322-68-3	отс.	50-80	3-6	10-60	-

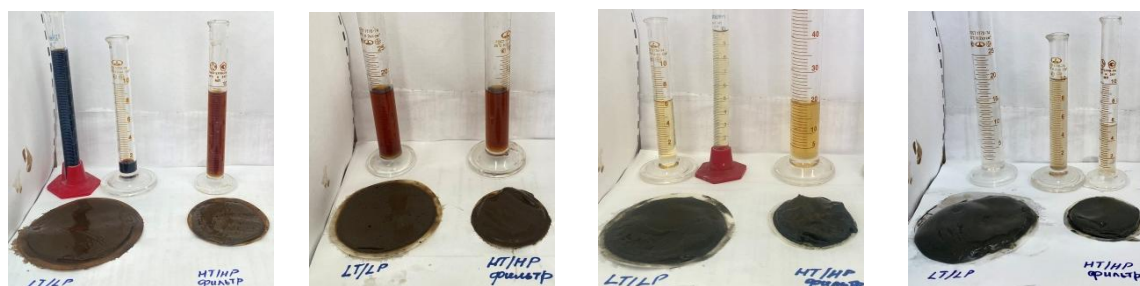
БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Битум нефтяной, %.	CAS 64742-93-4	-	-	-	20
Асфальт сульфат натрия, %	CAS 68201-32-1	-	12-15	-	-
Леонарлит, %	CAS 129521-66-0	-	-	-	10
Этан-1,2-диол, %.	CAS 107-21-1	-	-	-	57
Спирты C12-C14 Этоксифирированные, %.	CAS 68439-50-9	-	-	-	3
2,2,4-Триметилпентан-1,3-диолмоно, %	-	-	-	>10	-
2,2 –Оксидиэтанол, %	CAS 111-46-6	-	7-12	-	-
Пропантриол 1,2,3, %	CAS 56-81-5	-	10-15	-	-
4-Нонилфенокси, %	CAS 131890-11-4	-	1-2	-	-
Окси-1,2-этандинил, %	CAS 25322-68-3	-	3-6	-	-
Вода, %	CAS 7732-18-5	-	остальное	-	-



20(Г-ж) 18 (Г-ж) 22(Г-ж) 19(Г-ж) 21(Г-ж)

Рис. 7-11 – Сравнение цвета фильтрата после измерения фильтрации при НТНД, ВТВД при добавлении гильсонитов в полигликолях



14(Г-с) 15(Г-с) 16(Г-с) 17(Г-с)

Рис. 12-15 – Сравнение цвета фильтрата после измерения фильтрации при НТНД, ВТВД при добавлении сыпучих гильсонитов

Так как значения pH водного раствора микрокольматантов лежат в диапазоне 8-10%, то изменение pH глинистой суспензии незначительно и не влияет на изменение реологических и структурно-механических свойств.

На графике изменения статического напряжения сдвига после введения микрокольматантов в глинистую суспензию рис. 16 наблюдаем, что в 96% случаях присутствует снижение СНС относительно базового состава. Изменение СНС за 10 секунд базового состава относительно значения угла закручивания при 3 об/мин равно 62%, а среднее изменение аналогичных параметров по 24 образцам равно 40%, что говорит о снижении способности набирать структуру в состоянии покоя за короткое время для большинства образцов при добавлении микрокольматанта. Иная ситуация при сравнении СНС за 10 минут и значения при 3 об/мин. Для базовой суспензии изменение составляет 79%, а для рассматриваемых 24 образцов среднее изменение равно 734%. Данный факт показывает, что влияние микрокольматантов на образование структуры глинистой суспензии за более продолжительное время уменьшается, за исключением образцов: 9(А), 22(Г-ж), 17(Г-с), 19 (Г-ж), 21(Г-ж), 1(А). В эту группу входят образцы, влияние которых на значение ДНС было минимальным.

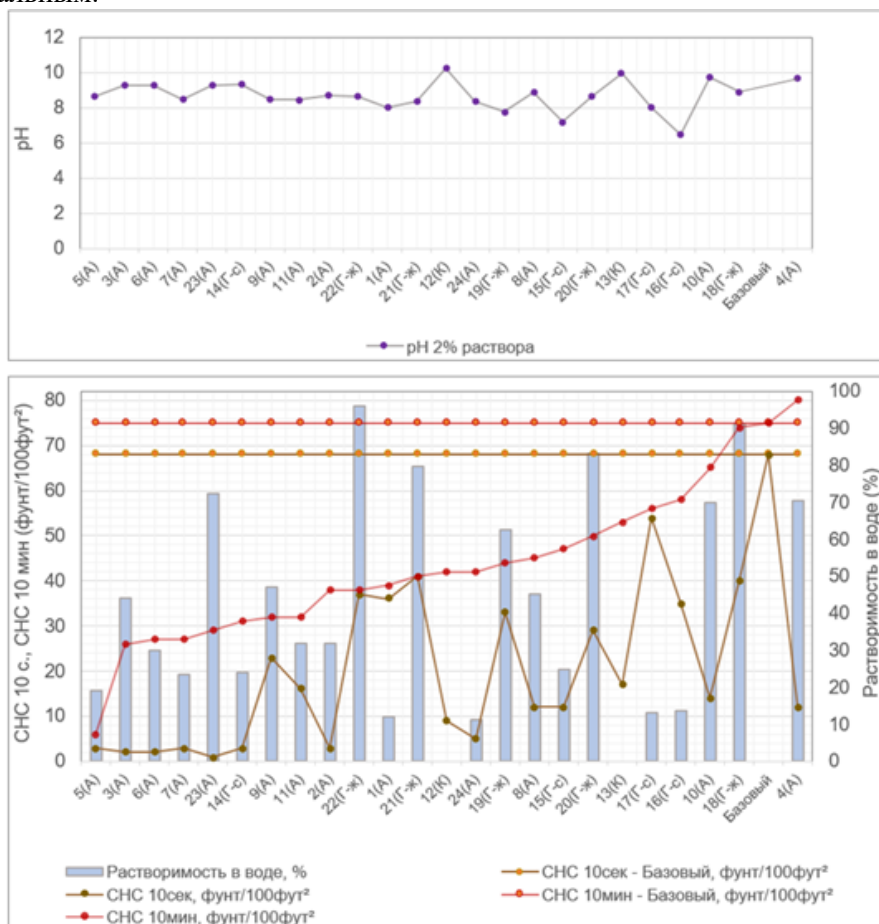


Рис. 16 – Влияние микрокольматантов на структурно-механические свойства глинистой суспензии. (ранжирование по СНС за 10 минут от меньшего к большему)

Выводы:

1. Основным назначением микрокольматантов является повышение устойчивости ствола скважин в интервале уплотнённых глин, за счёт кольматирования микротрещин и затруднения попадания в них фильтрата. Чаще всего их вводят в буровой раствор перед вскрытием аргиллитов.

2. По результатам проведенных исследований и построенных графиков, очевидно, что микрокольматанты снижают реологические и структурно-механические свойства глинистой суспензии.

3. Все рассмотренные образцы асфальтенов (исключая образец 1(А)) и карболигносульфонатов пековых существенно снизили пластическую вязкость, динамическое напряжение сдвига, статическое напряжение сдвига глинистой суспензии.

4. Наличие в образцах 1(А) и 7(А) идентичного состава основных веществ и разной эффективности работы, говорит о возможном несоответствии фактического состава с составом в сопроводительной документации или о низком качестве продукции.

5. Гильсониты в полигликолях значительно снизили ПВ и не так сильно снизили значение ДНС нежели асфальтены и КЛСП.

6. При выборе микрокольматантов, в особенности гильсонитов в жидком виде, необходимо учитывать вещества, входящие в состав товарного микрокольматанта.

7. Степень снижения ПВ, ДНС, СНС при добавлении асфальтенов, сыпучих гильсонитов и гильсонитов в полигликолях зависит от цвета и оттенка фильтрата после измерения фильтрации при НТНД, ВТВД. В рассмотренных образцах влияние на реологические параметры усиливается при получении более темного (не прозрачного) фильтрата.

8. Более существенное снижение ПВ, ДНС при добавлении КЛСП наблюдается при более высокой концентрации натриевых солей жирных кислот и натриевых солей смоляных кислот.

9. Микрокольматанты значительно снижают образование СНС за короткий промежуток времени, с увеличением времени измерения СНС, влияние на образование структуры уменьшается.

10. Образцы, которые меньше остальных снизили ДНС, создают наименьшую разницу в значениях СНС за 10 секунд и СНС за 10 минут.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булатов, А. И. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учеб. пособие для вузов / А. И. Булатов, П. П. Макаренко, Ю. М. Проселков. – М.: Недра, 1999. – 424 с.
2. Рязанов, Я. А. Энциклопедия по буровым растворам / Я. А. Рязанов. – Оренбург: Летопись, 2005. – 664 с.
3. 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.
4. 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.

5. Применение силантов в рецептуре бурового раствора для предупреждения осложнений при строительстве скважин, способы контроля их эффективности / П.Ю. Спиридонов, В.В. Живаева // Научная статья в журнале Ашировские чтения Том 2, 2022 год, стр 30-40
6. Влияние температуры на эффективность работы растворимых микрo-кольматантов / П.Ю. Спиридонов, В.В. Живаева // Ашировские чтения [Электронный ресурс]: сб. трудов Всероссийск. Науч. практ. конференции Том 2/ Отв. Редактор В.В. Живаева. – Самара: Самар. Гос. Техн. Ун-т, 2023 – 1 электрон. Опт. Диск. С 85-89.
7. Унгер, Ф. Г. Фундаментальные аспекты химии нефти. Природа смол и асфальтенов / Ф. Г. Унгер, Л. Н. Андреева // Институт химии нефти Сибирского отделения РАН. - Новосибирск: Наука. Сиб. издат. фирма РАН, 1995.

УДК 622.24.05

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ РОССИЙСКОЙ РОТОРНОЙ УПРАВЛЯЕМОЙ СИСТЕМЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

К.А. Шиповский^{1,2} к.т.н., М.В. Петров^{1,2}, М.Е. Коваль^{1,2} к.т.н.

***Самарский государственный технический университет¹,
ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)²***

г. Самара, Россия

E-mail: Shipovskika@bk.ru

Аннотация. В данной статье рассматриваются результаты опытно-промысловых испытаний российской роторной управляемой системы (РУС) на месторождениях Западной Сибири. Конструкция новой РУС-120-ГТ основана на технологии управления траекторией ствола скважины при бурении путем отклонения долота за счёт внешнего выдвижения лопаток и их контакта со стенками скважины («Push the bit»). Дается технико-технологическая оценка результатов опытно-промысловых испытаний данной РУС-120-ГТ. Отмечается значительный успех разработчиков в создании опытных образцов РУС и их модернизации по результатам полевых испытаний. Авторы статьи отмечают необходимость постоянной работы научно-производственных, нефтегазодобывающих и сервисных предприятий по внедрению новой техники и технологий для обеспечения потребности нефтегазовой отрасли в высокотехнологичном оборудовании для строительства горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали (БОВ).

Ключевые слова: бурение, роторная управляемая система, горизонтальные скважины, опытно-промысловые испытания, технология «Push the bit», траектория ствола скважины.

THE RESULTS OF PILOT FIELD TESTS OF THE RUSSIAN ROTARY CONTROLLED SYSTEM IN THE FIELDS OF WESTERN SIBERIA

This article discusses the results of pilot field tests of the Russian rotary controlled system (RUS) in the fields of Western Siberia. The design of the new RUS-120-GT is based on the technology of controlling the trajectory of the borehole during drilling by deflecting the bit due to the external extension of the blades and their contact with the walls of the well ("Push the bit"). A technical and technological assessment of the results of pilot field tests of this RUS-120-GT is given. The significant success of the developers in creating prototypes of RUS and their modernization based on the results of field tests is noted. The authors of the article note the need for constant work by scientific and production, oil and gas production and service enterprises to introduce new equipment and technologies to meet the oil and gas industry's need for high-tech equipment for the construction of horizontal wells with a large deviation from the vertical (BOV).

Keywords: drilling, rotary controlled system, horizontal wells, pilot field tests, "Push the bit" technology, borehole trajectory.

Для строительства технологически сложных скважин с большими горизонтальными отходами от вертикали более 1-1,5 км применяются роторные управляемые системы (РУС). До последнего времени на российском нефтесервисном рынке доминировали зарубежные производители РУС: SLB, Halliburton, Weatherford, Baker Hughes и другие. За прошедшие 2021-2024 годы отечественные разработчики РУС достигли существенных успехов в создании собственных технологических систем с их внедрением в процессы строительства горизонтальных скважин [1,2,3].

Одним из положительных примеров разработки российской технологии отклонения долота путем внешнего выдвижения лопаток и их контакта со стенками скважины («Push the bit») стало применение РУС-120-ГТ на месторождениях Западной Сибири.

В 2022-2023 годах в рамках опытно-промысловых работ прошли испытания модернизированного РУС-120-ГТ на П-ом и М-ом месторождениях. Конструктивно РУС-120-ГТ состоит из следующих основных модулей и блоков:

- электрогенератор для обеспечения питания РУС;
- датчик определения наличия циркуляции бурового раствора;
- инклинометр для измерения зенитного и азимутального угла в процессе вращения буровой колонны;
- модуль управления лопатками с датчиками AzGR (азимутальная гамма) и акустический канал связи РУС с базовой системой на буровой;
- силовой блок «Push the bit» с внешними выдвижными лопатками для управления траекторией бурения (рис. 1).

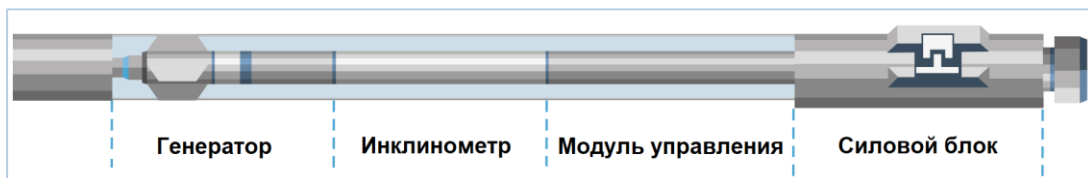


Рис. 1. Состав роторно-управляемой системы РУС-120-ГТ

РУС-120-ГТ может применяться для бурения скважин с диаметрами буровых долот 139,7-155,6 мм. Технические характеристики РУС-120-ГТ приведены в таблице 1 [4].

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Таблица 1.

Общие технические характеристики			
Рабочая температура, °С		150	
Рабочее давление макс., МПа		100	
Вибрационная нагрузка, G		20	
Межсервисный интервал, час		250	
Наработка на отказ, час		600	
Механические параметры:			
Диаметр долота, мм	Диаметр по лопаткам в закрытом положении, мм	Диаметр по лопаткам в открытом положении, мм	Наружный диаметр по центрирующему элементу, мм
139,7	136	158	136.5
146,1	140	165	142.8
155,6	147	172	152
Диаметр тела, мм		121	
Функциональные характеристики:			
Набор кривизны, °/10 м		2,5	
Скорость вращения, об/мин		60 - 250	
Перепад давления на лопатке, МПа		2,5—4	
Диапазон расхода, л/с		10-20	

В процессе проводки горизонтального ствола выполняется комплекс геофизических измерений (MWD, LWD) для исследования геологического разреза и управления траекторией скважины в заданном коридоре бурения. Изменение режимов работы РУС для ориентированного бурения осуществляется с помощью вращения бурильной колонны.

Первый опыт применения РУС-120-ГТ с системой управления долотом «Push the bit» был на П-ом месторождении. Бурение из-под башмака транспортного ствола скважины (точка Т1) до участка выполаживания зенитного угла с 80 до 90° (точка Т2) осуществлялось типовой КНБК с ВЗД и телесистемой. Далее бурение горизонтального участка под хвостовик проводилось опытным образцом РУС-120-ГТ.

Работы были выполнены в два рейса. Первый с глубины 3376,8 м, а второй с 3431,9 м до 3926,5 м. Общая длина горизонтального участка, пробуренного с применением РУС-120-ГТ, составила – 549,7 м (план – 550 м). Общее время циркуляции – 95,85 ч, механическая скорость бурения – 5,7 м/ч (3376,8-3926,5 м). Средняя пространственная интенсивность составила – 0,82°/10 м, максимальная – 1,37°/10 м. Нагрузка на долото – 8-10 тн, обороты ВСП – 60-80 об/мин, расход промывочной жидкости – 16 л/с.

По результатам следующих опытно-промысловых испытаний РУС-120-ГТ на двух скважинах П-ого месторождения установлена надежность данной РУС с возможностью эффективного управления траекторией и передачей необходимой геолого-геофизической и технологической информации в процессе бурения (рис. 2). Также отмечен штатный режим управления и нулевой износ лопаток блока отклонителя РУС-120-ГТ.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

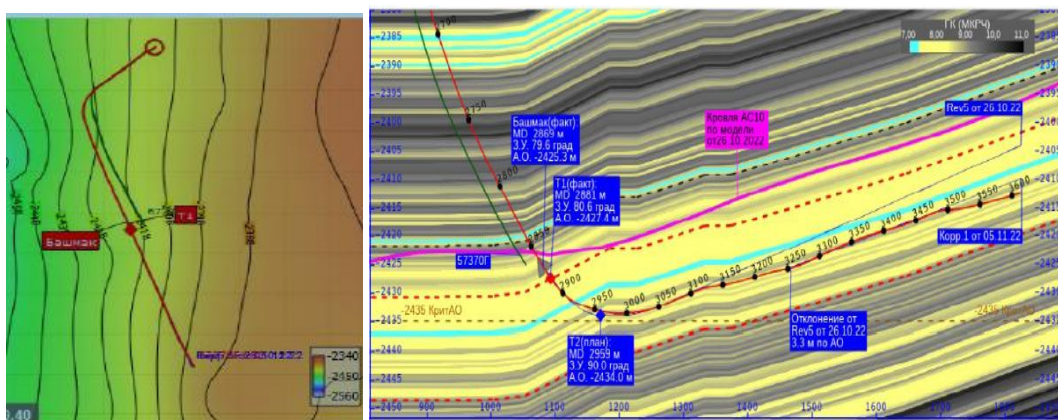


Рис. 2. Результаты применения РУС-120-ГТ при бурении горизонтальной скважины с условным номером №570Г на пласт AC10 П-ого месторождения

По результатам опытно-промысловых испытаний разработчиком РУС проведена следующая модернизация: увеличена интенсивность набора параметров кривизны в заданном направлении; повышена надежность узла перераспределения давления на лопатки отклонителя; повышена точность информации о работоспособности силового блока управления. Также были представлены усовершенствованные конструкции РУС с повышенной надежностью отдельных узлов для предупреждения промыва корпуса и проточной головки (рис. 3).

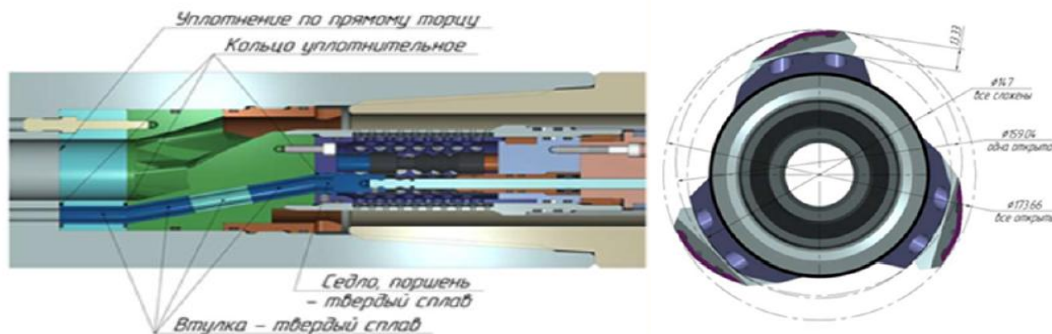


Рис. 3. Модернизация узла перераспределения давления на выдвижные лопатки РУС-120-ГТ

Повторные результаты бурения горизонтальных участков показали положительный результат модернизации узла перераспределения давлений на лопатки. В данном случае бурение из-под башмака транспортного ствола скважины (точка Т1) до участка выполаживания ствола по зенитному углу с 80,8 до 88,8° (точка Т2) осуществлялось уже модернизированной РУС-120-ГТ.

Общая длина пробуренного горизонтального участка до проектного забоя составила – 789 м (3086-3875 м). Общее время циркуляции – 154,71 ч, механическая скорость бурения – 5,1 м/ч. Максимальная пространственная интенсивность увеличилась и составила – 1,7°/10 м. Нагрузка на долото – 1-10 тн, обороты ВСП – 60-100 об/мин, расход промывочной жидкости – 14-16 л/с при плотности бурового раствора – 1360 кг/м³.

За период 2023-2024 годов в рамках опытно-промысловых испытаний с применением РУС-120 и РУС-170 было пробурено 28 скважин. Например, на С-ом месторождении выполнено бурение горизонтального ствола на скважине с условным номером №119.

По результатам опытно-промысловых работ с РУС-120-ГТ на С-ом месторождении получены следующие результаты: общая длина пробуренного горизонтального участка до проектного забоя увеличилась и составила – 1207 м (2378-3585 м). Общее время бурения 52,67 ч, механическая скорость бурения – 22,9 м/ч. Максимальная пространственная интенсивность увеличилась и составила – 1,87°/10 м. Нагрузка на долото – 1-10 тн, обороты ВСП – 60-100 об/мин, расход промывочной жидкости – 14-16 л/с при плотности бурового раствора – 1360 кг/м³ (рис. 4).

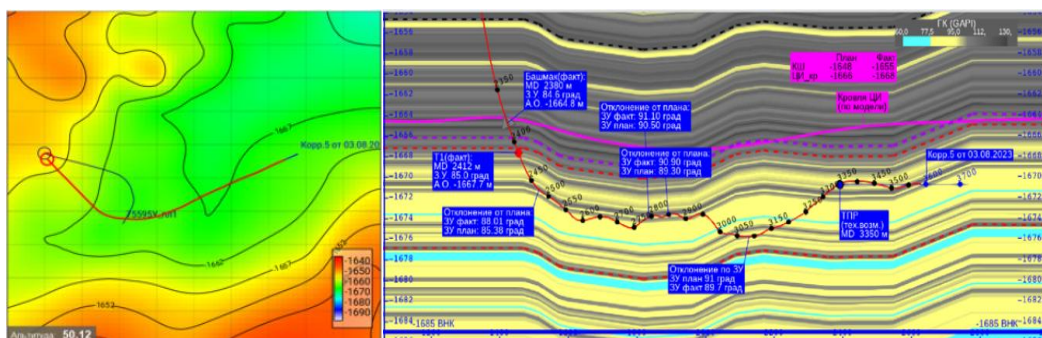


Рис. 4. Результаты применения РУС-120-ГТ при бурении горизонтальной скважины с условным номером №119 на пласт АВ1(1-2) С-ого месторождения

Отмечены следующие улучшения работоспособности РУС-120-ГТ:

- эффективное управление траекторией бурения горизонтального участка с возможностью корректировки «в ручном режиме»;
- штатная работа лопаток силового блока управления в заданных алгоритмах с расчетным перепадом давлений без отклонений.

Таким образом, опытно-промысловые испытания РУС-120-ГТ на месторождениях Западной Сибири показали возможность замещения импортных технологий при строительстве горизонтальных участков скважин. Дальнейшее повышение технико-технологических характеристик отечественных РУС требует от научно-производственных, сервисных и нефтегазодобывающих компаний системной работы по совершенствованию существующих конструкций и внедрению новой техники и технологий при бурении горизонтальных скважин и скважин БОВ.

Выводы

1. В настоящее время в России разработаны и успешно внедряются в производство отечественные РУС с технологией отклонения долота путем внешнего выдвижения лопаток «Push the bit».
2. В рамках опытно-промысловых испытаний российские РУС с технологией «Push the bit» на месторождениях Западной Сибири показали возможность бурения горизонтальных участков скважин до 1207 м.
3. Результаты промысловых испытаний на месторождениях Западной Сибири позволили повысить надежность модулей и узлов опытных экземпляров

РУС-120-ГТ для начала организации их массового внедрения в процессы строительства горизонтальных скважин.

4. Для повышения надежности и эффективности РУС необходимо постоянное взаимодействие научно-производственных, нефтегазодобывающих и сервисных предприятий по внедрению новой техники и технологий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рвалов М.А., Петров М.В., Капитонов В.А., Гиладев Г.Г. Проектирование наклонно-направленного и горизонтального бурения скважин в Самарской области // Бурение и нефть. 2022. №11. С.3-8.
2. Петров М.В., Капитонов В.А., Ефимов А.В. Разработка отечественных роторно-управляемых систем // Экспозиция.Нефть.Газ. 2024. №3. С.26–28.
3. Петров М.В., Шиповский К.А. Проектирование строительства горизонтальных скважин с отрицательным отходом / // Ашировские чтения. – Самара: СамГТУ, 2023 – С. 47–55.
4. *Руководство по эксплуатации роторно-управляемой системы РУС-120-ГТ* / РЭ 416725-004-66172412-21 – Тверь, ООО «ГЕРС Технолоджи», 2023г. – 27 с.

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ ОБСАДНЫХ ТРУБ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН ДЛЯ ЗАКАЧКИ CO₂ В ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОБЪЕКТЫ

Н.С. Бодоговский^{1,2}, Д.А. Федосеев^{1,2}, М.Е. Коваль^{1,2} к.т.н.

¹ФГБОУ ВО «СамГТУ»;

²ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)

Самара, Россия

E-mail: Bodogowsky.Nekit@yandex.ru

Аннотация. В статье приводится результат анализа перспективных материалов обсадных труб применяемых при строительстве скважин для закачки CO₂ в геологические объекты. В связи с высокой коррозионной агрессией углекислоты (соединение углекислого газа с водой) рассматриваются стойкие материалы для производства обсадных и насосно-компрессорных труб. В статье рассматривается практический опыт применения труб из различных углекислотостойких материалов, а также их сравнительная технико-экономическая эффективность.

Ключевые слова: углекислый газ, углекислотная коррозия, высоколегированная сталь, алюминиевый сплав, стеклопластик, конструкция скважины, обсадные трубы, насосно-компрессорные трубы

Утилизация углекислого газа в настоящее время является одной из самых актуальнейших задач в мировой экологической проблематике. В настоящей статье

рассматривается одна из составляющих частей технологии улавливания и закачки углекислого газа (CCS – Carbon Capture and Storage), которая в свою очередь считается наиболее распространённой. Строительство новых или же использование скважин «старого фонда» для закачки CO_2 в геологические объекты должны отвечать требованиям сохранения целостности конструкции скважины, в основном это касается коррозионной стойкости применяемых материалов обсадных труб [1].

Рассматриваемая в настоящей статье технология широко распространена в США, где Агентство по охране окружающей среды (EPA) в своих руководящих документах рекомендует к применению сталь AISI 316 (российский аналог 08X17H13M2) в качестве материала обсадных труб. Российскими производителями освоено производство обсадных труб из высоколегированной стали с содержанием хрома 24-27% и никеля 29,5-36,5%, и значением минимального предела текучести от 758 МПа. Опыт применения таких труб характеризуется объектами с высокой коррозионной агрессивностью добываемого флюида, например, месторождения на территории Республики Коми и Астраханской области. Безусловно применение высоколегированных (нержавеющих) сталей значительно снижает риск углекислотной коррозии и последующего нарушения целостности конструкции нагнетательных скважин, однако стоимость таких обсадных труб в десятки раз превышает стоимость труб из традиционных материалов, что существенно влияет на рентабельность строительства таких скважин.

Ведущими мировыми металлургическими предприятиями в результате многочисленных исследований определено, что содержание в стали хрома в количестве 13% снижает воздействие углекислотной коррозии до минимального значения 0,1 мм/год. На рисунке 1 изображена диаграмма зависимости коррозионного износа от содержания хрома в стали в условиях минеральной воды, парциального давления CO_2 0,1 МПа, при температуре 60°C в течение 150 часов [2].

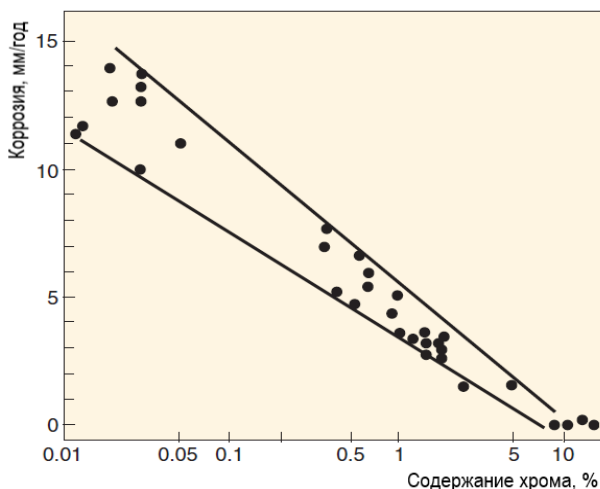


Рисунок 1 – Зависимость коррозионного износа от содержания хрома в стали

Производство труб из сталей с содержанием хрома 13% предусмотрено как зарубежными, так и российским стандартами, а также техническими условиями заводов-изготовителей, в широком диапазоне групп прочности (с минимальным пределом текучести от 552 МПа до максимального 965 МПа). Опыт применения обсадных труб из стали с содержанием хрома 13% характерен для добывающих обществ, эксплуатирующих высокодебитные скважины (порядка 1000 м³/сут и более) с содержанием растворенного углекислого газа в добываемом флюиде [3]. При планировании строительства скважин с использованием таких труб необходимо учитывать, что их стоимость превышает традиционные трубы примерно в 5 раз.

Также еще одними из высокоэффективных материалов можно рассматривать алюминиевые сплавы, которые широко применяются в авиационной, космической и автомобильной промышленности. Алюминиевые сплавы за счет своих привлекательных физико-механических свойств нашли применение и в нефтяной промышленности. Трубы из алюминиевых сплавов в меньшей степени, чем стальные, подвержены коррозии. Основную роль в защите алюминиевых сплавов от коррозии играет пленка окислов алюминия, образующаяся на поверхности труб при их контакте с кислородом. В настоящее время для производства так называемых легкосплавных труб нефтяного сортамента широко используются сплавы Д16Т (Al-Cu-Mg) и 1953Т1 (Al-Zn-Mg). В качестве легкосплавных обсадных труб (ЛОТ) целесообразно применять трубы безмуфтовой раструбной конструкции (рис. 2). Основным направлением применения ЛОТ может являться их эксплуатация в скважинах с агрессивными пластовыми флюидами, в том числе и при повышенном содержании диоксида углерода.

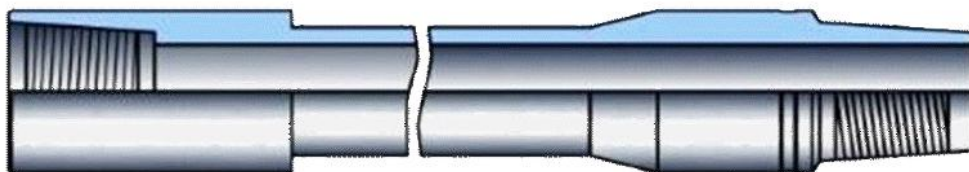


Рисунок 2 – Легкосплавная обсадная труба

В 1980 году на Мочалеевском месторождении в Самарской области была спущена первая легкосплавная обсадная колонна типоразмером 168х10 мм из сплава Д16Т на глубину 1370 метров. В январе 2011 года в скважину №15 Баяндыского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на глубину 4219 метров была успешно спущена одной секцией легкосплавная эксплуатационная колонна, состоящая из безмуфтовых раструбных обсадных труб ОТТГ-178х14 из алюминиевого сплава 1953Т1 [4]. При проведении предварительных лабораторных исследований значение скорости общей коррозии материала сплава в условиях содержания сероводорода 13,5% и диоксида углерода 1,05% не превышала 0,084 мм/год. Стоимость обсадных труб из алюминиевых сплавов зависит от биржевой стоимости основного элемента алюминия, и может составлять порядка в 4-5 раз выше стоимости традиционно применяемых стальных труб.

Следующими перспективными материалами являются композиционные (стекло- или базальтопластиковые), которые обладают высокой стойкостью к агрессивным средам. В нефтяной промышленности наиболее широко распространено применение композитной трубной продукции для линейных трубопроводов, а также имеется положительный опыт применения стеклопластиковых НКТ в качестве лифтовых колонн для скважин с высокой коррозионной активностью. Применение обсадных труб из стеклопластика рекомендовано Агентством по охране окружающей среды (ЕРА) для строительства нагнетательных скважин для закачки CO_2 в геологические объекты на территории США.

В РФ полноразмерная эксплуатационная колонна, составленная из стеклопластиковых обсадных труб, впервые была спущена на 6 скважинах нефтяных месторождений ПАО «Татнефть» в 2016-2017 гг.

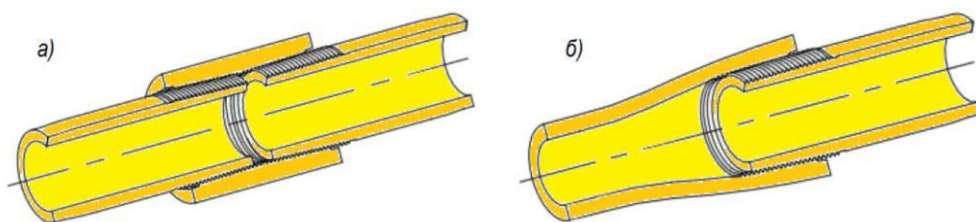


Рисунок 3 – Варианты исполнения резьбовых соединений композитных труб:
а – муфтовое; б – безмуфтовое раструбное

На рисунке 3 показаны варианты исполнения резьбовых соединений композитных труб. Так основываясь на многолетний опыт применения композитных труб с точки зрения прочности на растяжение для их соединения между собой нарезается резьбовое соединение типа LC – это удлиненная закругленная треугольная резьба, которой практически не оснащаются обсадные трубы. Кроме того, раструбный конец или муфта, изготовленные из композиционного материала, имеют большой наружный диаметр, что влечет за собой необходимость увеличения диаметра ствола скважины, и, соответственно, повышения затрат на цемент и утилизацию бурового шлама. В связи с вышеуказанными недостатками при опытно-промышленных испытаниях композитных обсадных труб на объектах АО «Самаранефтегаз» трубы оснащались стальными коннекторами (рис. 4) с ответным резьбовым соединением типа Батресс (BC), которые представляли собой муфтовый и проходной переводники соответственно [5].

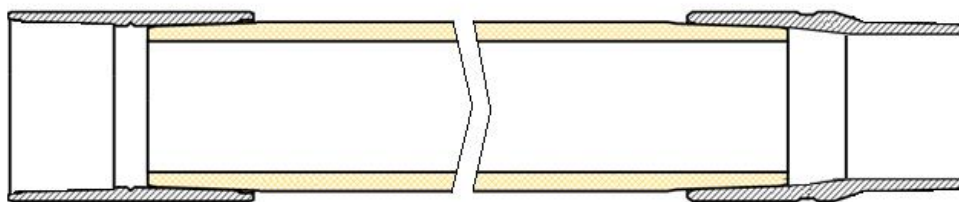


Рисунок 4 – Конструкция композитной обсадной трубы со стальными коннекторами

Для определения экономической эффективности применения композитных обсадных труб в сравнении с трубами из стали с добавлением хрома 13% рассмотрим их компоновки на примере следующей конструкции скважины, представленной на рисунке 5.

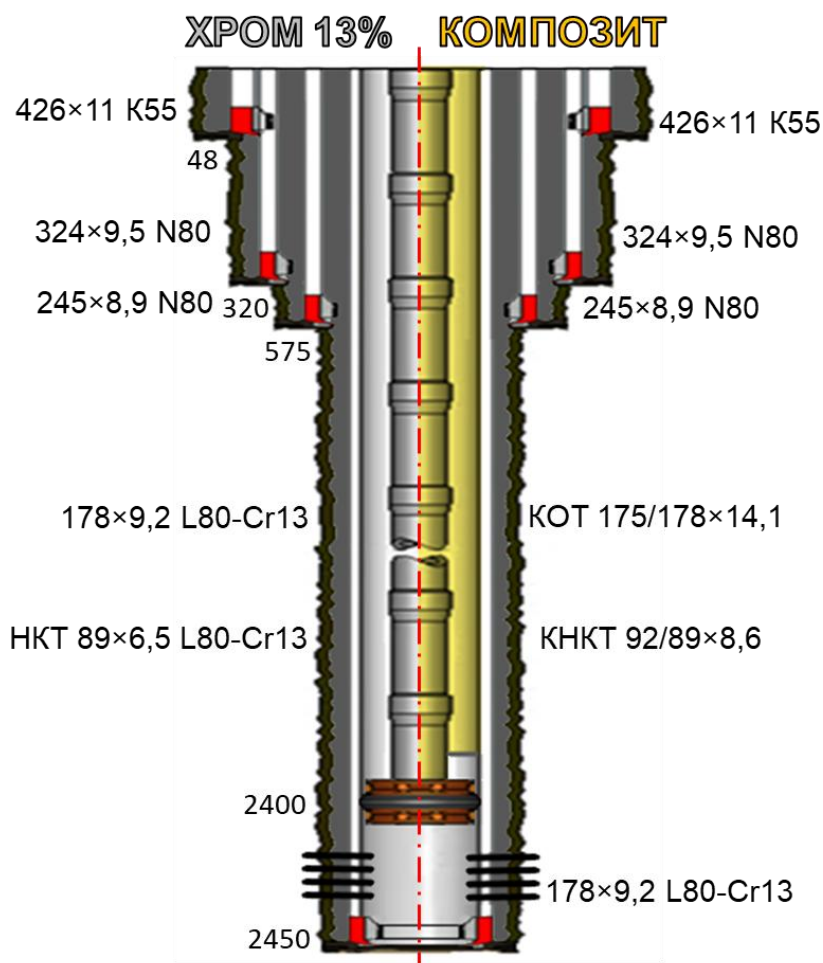


Рисунок 5 – Пример конструкции скважины

Верхняя часть конструкции скважины аналогичная для обоих вариантов, а эксплуатационная и лифтовая колонны выполнены из материалов стойких к углекислотной коррозии. Вариант с применением композитных труб (на рис.5, слева) предусматривает использование резьбовых коннекторов и 5 труб в нижней части в интервале посадки пакера, которые выполнены из стали с содержанием хрома 13%. В результате анализа стоимости исполнения двух вариантов рассматриваемой конструкции определено, что использование композитных труб позволит сэкономить около 28 млн. рублей по эксплуатационной колонне, и около 12 млн. рублей для лифтовой колонны, по сравнению с вариантом применения полностью стальных труб с добавлением хрома 13%.

Таким образом, в результате анализа перспективных материалов обсадных труб установлено, что композитные трубы имеют успешный опыт применения в качестве эксплуатационных колонн, и обладают сравнительно низкой стоимостью по сравнению с металлическими материалами. С учетом вышеизложенного, рекомендуется рассматривать композитные обсадные трубы для строительства нагнетательных скважин для закачки CO₂ в геологические объекты.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конструкционные особенности скважин на объектах с применением закачки углекислого газа / Р.Ш. Зиганшин, Н.С. Бодоговский, П.В. Рошин [и др.] // Вестник евразийской науки. – 2022. – Т. 14, № 3.
2. Sumitomo Products for the Oil and Gas Industries. Каталог компании Sumitomo.
3. Федосеев, Д.А. Обсадные трубы и НКТ для эксплуатации в условиях углекислотной агрессии / Д.А. Федосеев, Б.Ф. Кузичев // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 10(263). – С. 46-48.
4. Басович, В.С. Алюминиевые трубы нефтяного сортамента для бурения и эксплуатации скважин на месторождениях с повышенным содержанием сероводорода / В.С. Басович, И.Н. Буяновский, И.В. Петункин // Бурение и нефть. – 2017. – № 4. – С. 50-55.
5. Результаты опытно-промышленных испытаний композитных обсадных труб / Д.А. Федосеев, М.Е. Коваль, А.А. Храмцов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 7(655). – С. 59-63.

ПРОБЛЕМЫ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ РАЗВЕДОЧНОМ БУРЕНИИ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД НА СУХОДУДИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

О.Е. Топольский, Л.В. Ермолаева

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

OTopolsky@yandex.ru

Аннотация. Многомерзлые породы – это особый тип пород, длительно находящийся в мерзлом состоянии. Бурение данных пород представляет собой сложную техническую задачу, обусловленную сложными физико-механическими свойствами мерзлого грунта. Многолетний опыт работы на месторождениях полезных ископаемых в Сибири и Арктике доказывает острую необходимость углубленного изучения геологических условий конкретного региона и выбора эффективных способов разработки и проектирования подземных сооружений. Настоящая статья посвящена рассмотрению основных проблем при разведочном бурении в условиях мерзлоты на Суходудинском месторождении.

Ключевые слова: бурение, многолетнемерзлые породы, растепление, примерзание, скважина.

Введение

Многолетнемерзлые породы – это вид грунтовых массивов, температура которых постоянно держится ниже точки замерзания воды. Подобные условия наблюдаются на значительной части территории России – от Восточной Сибири до арктического побережья. Согласно данным Национального Атласа России вечная мерзлота наблюдается на 65% территории страны. По географическому положению мерзлоту условно можно разделить на шельфовую, субаэральную и субгляциальную. Для добывающей промышленности фактор вечной мерзлоты создает особые трудности, обусловленные проблемой устойчивости откосов выработки, предотвращения морозного пучения грунтов и т.д.

Геологические особенности района многолетней мерзлоты на Суходудинском месторождении

Многолетнемерзлая зона характеризуется неравномерностью распределения температуры массива, наличием включений льда, подземными льдами. Мерзлый грунт обладает особой прочностью и способностью выдерживать большие нагрузки. Однако изменения температурного режима приводят к изменениям свойств породы, появлению деформаций, уменьшению прочности.

Суходудинское месторождение расположено на территории Таймырского Долгано-Ненецкого района. Значительную часть территории района занимают ледники и вечная мерзлота. База сырьевых продуктов полуострова Таймыр оценивается как значительная: здесь были открыты запасы нефти, газа, титана, фосфритов, рутити и т.д.

Актуальность

Основные проблемы, возникающие при бурении и разработке горных выработок на Суходудинском месторождении.

В ходе разведочного бурения в условиях многолетней мерзлоты на Суходудинском месторождении были выявлены две основные проблемы: растепление и примерзание.

Примерзание – это основной риск, возникающий при бурении в многолетнемерзлых породах. При разрушении горной породы в условиях мерзлоты при контакте резцов инструмента происходит интенсивное выделение тепла, которое способствует таянию мерзлых пород, а вследствие этого – примерзанию горной породы к буровому инструменту. Последствиями примерзания становятся различные аварии и осложнения: обрушение стенок скважины, образование просадочной воронки с потерей устойчивости наземных конструкций.

Для предотвращения примерзания при бурении скважин используют раствор на бентонитовой основе с добавлением карбоната натрия. Также высокую эффективность показали азрированные растворы. Их получают с помощью введения в раствор газа или воздуха. Еще одним способом борьбы с примерзанием является теплоизоляция устья и арматуры.

Растепление скважины – это еще одна серьезная проблема, возникающая в процессе бурения в условиях мерзлоты на полуострове Таймыр. В результате растепления образуются приустьевые провалы и воронки, происходит просадка обсадных колонн. В результате возникает острая необходимость проведения дополнительных работ по ее подсыпке, а в некоторых случаях приводит даже к необходимости ликвидации скважины. Для решения проблемы растепления

скважины на Суходудинском месторождении оптимально использовать термокейсы – термоизолирующее направление обсадной трубы, при котором снижается теплопередача от устья скважины к многолетнемерзлым породам. Данный способ избавляет от необходимости значительно увеличивать расстояние между устьями скважин, что, в свою очередь, влечет за собой значительные финансовые капитальные затраты на отсыпку грунтов и т.д.

Практическая значимость

В результате разведочного бурения на Суходудинском месторождении было выявлено отсутствие значительных нефтяных запасов. Однако опыт бурения в данных климатических и географических условиях дает нам возможность использовать вышеуказанные методы на близлежащих нефтяных месторождениях. Поскольку, согласно неофициальным данным проблема, например, растепления становится причиной 23% случаев отказа технических систем.

Вывод

Опыт разведочного бурения и решения проблем растепления и примерзания на Суходудинском месторождении может успешно применяться и на других месторождениях в условиях многолетнемерзлых пород.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Грязнов Г.С. Особенности глубокого бурения скважин в районах вечной мерзлоты. - М.: Недра, 1969 г. – 167 с.
2. Ковалев Н.Т., Гольцман Ф.И. «Нефтепромысловая химия» - М.: Недра, 1987 г.
3. Быков И.Ю., Бобылева Т.В. Термозащита конструкций скважин в мерзлых породах: учебное пособие – Ухта: УГТУ, 2007 г – 131 с.

УДК 550.34.06

ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ АКУСТИЧЕСКОЙ ЭМИССИИ ПРИ БУРЕНИИ ПОРОД

Ф.Ф. Ибрагимов, К.В. Авдеева, Р.А. Хасаев

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: frz.ibragimov@yandex.ru, avdeeva.kv@samgtu.ru, khasaev.ra@samgtu.ru

В настоящее время передача данных в процессе бурения скважин достигли высокого уровня. Однако современные технологии при получении оперативной информации о пространственном положении забоя скважины до сих пор остается нетривиальной задачей. Прежде всего это обусловлено необходимостью применения

сложных систем, аппаратное оформление которых должно обеспечивать как сбор необходимой информации, так и её передачу на дневную поверхность скважины. Реализация подобных решений дополнительно осложняется ограничением доступа к передовым зарубежным технологиям. В свою очередь, отказ от оперативного мониторинга пространственного положения забоя сопровождается значительным снижением точности бурения, увеличением числа спуско-подъемных операций, трудоемкости и стоимости строительства скважин. Решением данной проблемы может служить внедрение в практику сейсмоакустического канала связи, в основе которого лежит оперативное получение данных о пространственном положении забоя и параметрах бурения непосредственно от акустического сигнала, генерируемого работой забойного породоразрушающего инструмента. Настоящая статья посвящена анализу результатов исследования влияния группы крепости горных пород и частоты вращения долота на амплитуду его виброперемещений.

Ключевые слова: виброперемещения, долото, источник акустической эмиссии, бурение, сейсмическая волна, канал связи.

Правильное определение информационных волн играет важную роль для формирования связи между забоем скважины и дневной поверхностью. Для достоверного выделения сейсмических волн необходимо иметь данные, характеризующие амплитудно-частотные характеристики (АЧХ) источника акустической эмиссии, в качестве которого выступает породоразрушающий инструмент. Известно, что на картину АЧХ долота может оказывать влияние широкий спектр факторов, однако, наиболее выраженное влияние оказывают физико-механические характеристики разбуриваемых пород, конструкция долота и частота его вращения [1-3]. Цель данной работы проанализировать зависимость амплитуды виброперемещений от частоты вращения долота в условиях разной категории буримости горных пород для построения модели распространения сейсмического сигнала от породоразрушающего инструмента.

Проведение экспериментальных исследований выполнялось с привлечением научно-технической базы предприятия АО «ЯМАЛПРОМГЕОФИЗИКА». В основе методики проведения исследований выступало физическое моделирование реального процесса бурения при помощи специально доработанного обкаточного стенда СОИ500. Модификация стенда включала в себя установку дополнительного блока, выполненного в виде полого стального глухого цилиндра, в котором на специальном креплении размещался керн, служащий для моделирования разбуренной горной породы. Снаружи цилиндра в месте совпадения плоскости, перпендикулярно пересекающей рабочую часть долота, с вертикальной осью цилиндра устанавливался вибропреобразователь автоматического измерителя вибраций типа TV110 (рис. 1).



Рисунок 1. Общий вид измерителя вибрации типа TV110

Имитация работы забойной компоновки выполнялась при помощи забойного двигателя серии ДГР-178.7 и трехшарошечного долота диаметром 214,3 мм. Расход жидкости на ВЗД принимался в соответствии с требуемой частотой вращения. Экспериментальное исследование включало в себя опыты по имитации процесса бурения горных пород I÷VI групп крепости (на керновых образцах пород соответствующей группы крепости) при низко- и среднеоборотном режимах бурения, соответствующих частотам вращения долота 1÷7 Гц, с разрешением по частоте 1 Гц. За итоговый результат, принималось среднеарифметическое значение амплитуды виброперемещений, определенное по итогам серии из трех параллельных опытов.

Обработка данных виброизмерителя производилась с использованием комплектного программного обеспечения осциллографа. Преобразование аналогового сигнала в численные значения амплитуды виброперемещений выполняется в соответствии со следующей закономерностью:

$$A_v = \frac{0,02533 \cdot A_{осц}}{k_{пр.д} \cdot f_{осц}^2}, \text{ мм}, \quad (1)$$

где $A_{осц}$ – амплитуда выходного сигнала ($U_{\text{макс.}}$), определяемая по осциллограмме, мВ;

$k_{пр.д}$ – коэффициент преобразования датчика, В/м/с²;

$f_{осц}^2$ – частота выходного сигнала, определяемая по осциллограмме, Гц.

По итогам выполненных экспериментальных исследований, были получены графики зависимости амплитуды виброперемещений от частоты вращения долота при разных группах буримости (рис.2).

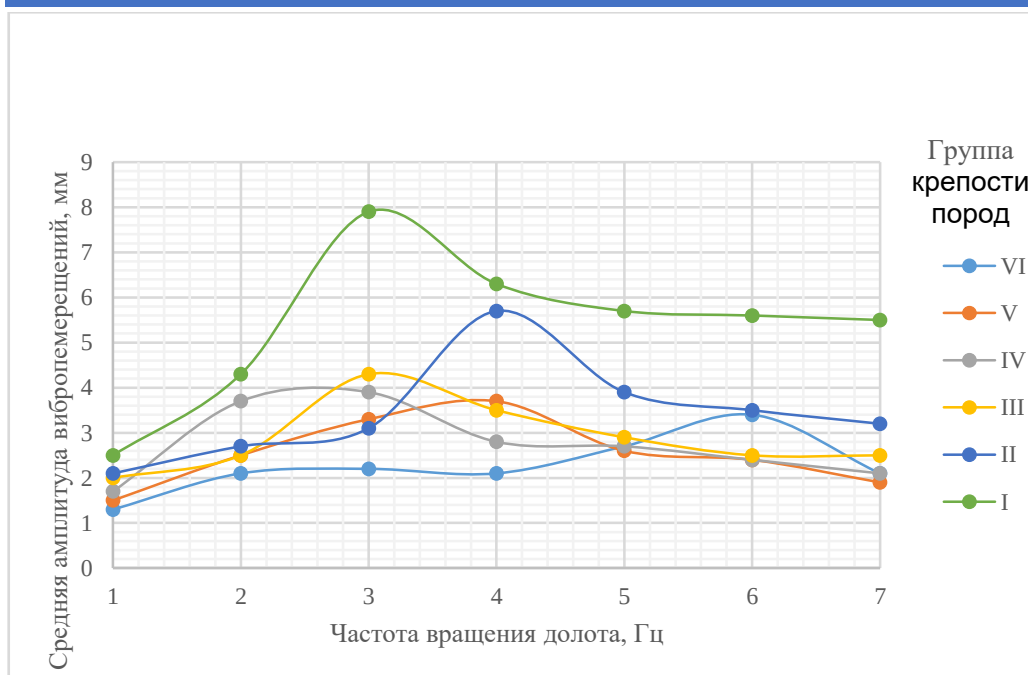


Рисунок 2. Графики зависимости средних амплитуд виброперемещений трехшарошечного долота от группы крепости пород и частоты вращения

Анализ полученных данных позволяет установить наличие достаточно выраженной зависимости положения пика амплитуды вибромерещений относительно частоты вращения долота от группы крепости разбуриваемых пород. Абсолютное значение пиковой амплитуды вибромерещений также зависит от группы крепости породы, так, наибольшее значение пиковой амплитуды виброперемещений в 7,9 мм достигается при разбурировании наиболее крепких пород группы крепости I и снижается до 3,4 мм при разбурировании пород VI группы крепости.

Что касается выбора частот для формирования наиболее интенсивного информационного сигнала, соответствующего достижению пика амплитуды виброперемещений, т.е. интенсивности сейсмоакустической эмиссии, можно установить, что при бурении пород I и III групп крепости, сигнал будет генерироваться при частоте вращения долота, близкой к 3 Гц, для II и V групп – к 4 Гц, для IV – 2,5 Гц и для VI – 6 Гц.

Для построения модели распространения сейсмического сигнала используется однородная среда. Чтобы понимать, как изменяется сигнал используется общее уравнение для акустического сигнала сферической волны в однородной среде

$$A(r) = A_0 * e^{-ar/r^2}$$

где $A(r)$ – амплитуда сигнала, A_0 – амплитуда сигнала на долоте, a – коэффициент поглощения среды, r – расстояние между долотом и приёмником.

Коэффициент затухания для однородной среды рассчитывается по формуле

$$a = 2\pi f/Qv$$

где f – частота сигнала, Q – параметр затухания, v – скорость распространения волны (для песчаника 3000 м/с)

На рисунке 3 представлена схема расстановки приёмников и положение долота.

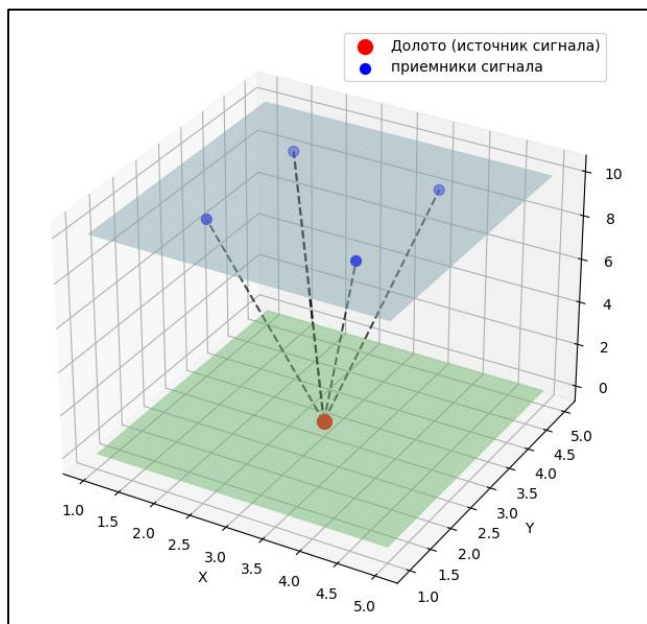


Рисунок 3. – 3D модель расположения приемников и источника сигнала

В однородной среде амплитуда сейсмического сигнала уменьшается из-за затухания, а частота остается неизменной (рис. 4), поэтому информативной составляющей сигнала остается его частота.

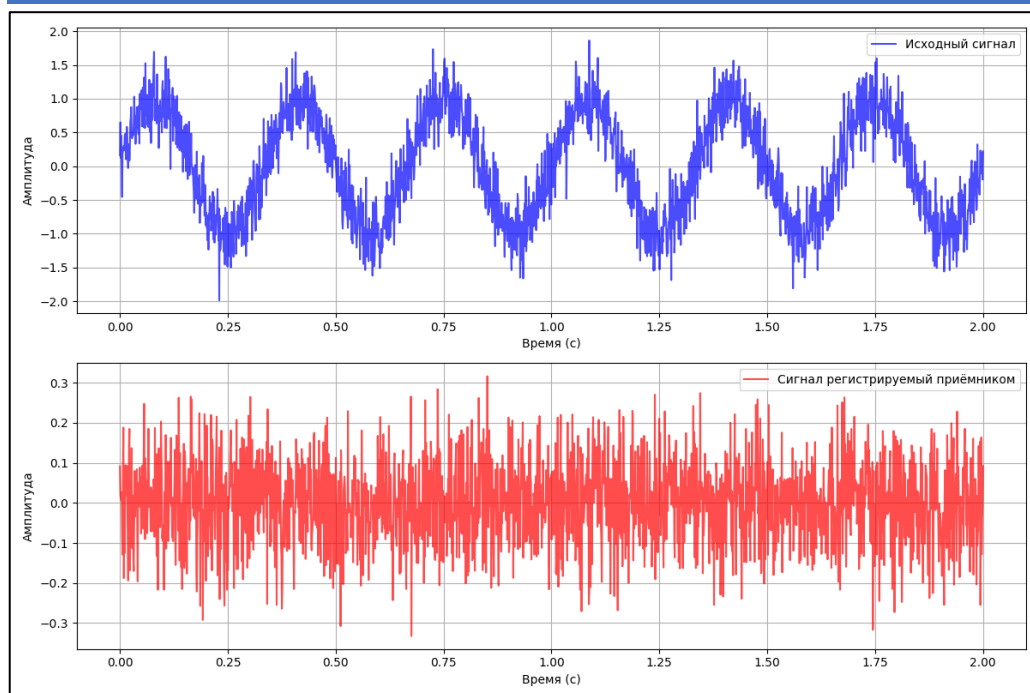


Рисунок 4. Изменение исходного сигнала с учетом коэффициента затухания

В данной работе было установлено, что изменение частоты вращения долота зависит от категории буримости горных пород. Был произведен расчёт синтетического сигнала, демонстрирующий выраженное изменение амплитуды с учетом коэффициента затухания. Для дальнейших исследований и практического применения необходима разработка методов и алгоритмов цифровой фильтрации для выделения полезного сигнала и разработка методов спектрального анализа для идентификации типов пород. Перспективным направлением дальнейших исследований является не только фиксирование изменение амплитуды, но и по частоте вращения определять положение долота с учетом геологических особенностей разреза.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Юнин Е. К. Динамика бурения нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. – Ухта: УГТУ, 2004. – 90 с.
2. Шлык Ю. К., Мавлютов М. Р. Механико-гидравлический канал связи с забоем при турбинном бурении скважин. – Тюмень: Вектор Бук, 1999. – 200 с.
3. Юнин Е. К. Волновые процессы при наклонно-направленном бурении. – Ухта, 2002. – 60 с.

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ КАК КОРРОЗИОННАЯ СРЕДА ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

В.С. Ванюшкин, А.А. Парменова, А.В. Селихметьев

Научный руководитель – к.х.н. Парфенова С.Н.

*Институт нефтегазовых технологий,
кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»
г. Самара, Россия*

Аннотация. Коррозия бурильного инструмента при участии бурового раствора как коррозионной среды является неотъемлемым процессом при строительстве нефтяных и газовых скважин. Для применения эффективных мер по снижению коррозионной активности, необходимо произвести анализ механизмов протекания коррозии и оценку влияния бурового раствора на сам процесс. Итогом являются рекомендации для снижения коррозионной активности бурового раствора.

Ключевые слова: буровые растворы, коррозия, сероводород, углекислый газ, гидролиз, бурильный инструмент.

Буровые растворы являются одним из ключевых инструментов бурения нефтяных и газовых скважин. Буровой раствор – это сложная многокомпонентная дисперсная система суспензионных, эмульсионных и азрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения [1]. Буровой раствор выполняет ряд важных функций в процессе промывки скважины [2]. Однако, помимо выполнения ключевых функций, есть и небольшие побочные эффекты. Один из них - коррозионное воздействие, которое является нежелательным фактором и имеет сферу воздействия на буровое оборудование, бурильные трубы и бурильный инструмент. Воздействие происходит вследствие побочных химических реакций компонентов бурового раствора с бурильной трубой.

Актуальность темы обусловлена последствиями коррозионного воздействия, которые выражаются в виде снижения срока эксплуатации и повышения риска осложнений и аварий в процессе строительства нефтяных и газовых скважин, что увеличивает экономические затраты на ремонт, замену или ликвидацию аварийных ситуаций.

Цель работы: рассмотреть буровой раствор как коррозионную среду.

Задача заключается в анализе механизма взаимодействия химических реагентов в буровом растворе на водной основе с бурильной трубой.

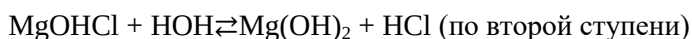
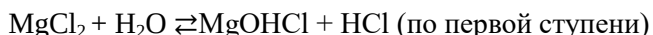
Предметами исследования являются компоненты бурового раствора.

Основой для бурового раствора на водной основе является вода (чаще техническая или соленасыщенная), которая является коррозионной средой за счет солей, содержащихся в ней в растворенном состоянии.

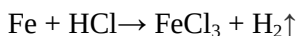
Соли катионов кальция Ca^{2+} , магния Mg^{2+} и анионов хлора Cl^- , сульфат-анионы SO_4^{2-} , карбонат-анионы CO_3^{2-} образуют соли, которые в результате взаимодействия с водой гидролизуются. Гидролиз солей – это обменная реакция соли с водой с образованием слабого электролита [3].

Известно, что соли кальция гидролизуются на 10 %, соли магния на 90 %. Повышение температуры усиливает процесс гидролиза.

В результате гидролиза образуется кислота, которая уменьшает уровень pH бурового раствора, создавая слабокислую коррозионную среду. Например, гидролиз сульфата магния протекает по уравнению:



Образующаяся слабокислая среда служит первопричиной для образования микрогальванопар с последующим возникновением коррозионного тока, в результате чего начинается разрушение железа. Реакцию в общем виде можно написать следующим образом:



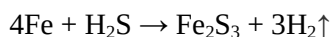
Это уравнение описывает коррозионный процесс в следствии побочного процесса гидролиза солей.

Буровые растворы используют преимущественно на водной основе, поэтому процесс взаимодействия железа с кислородом и водой с образованием гидратированного трехвалентного оксида железа (ржавчины) протекает по реакции:



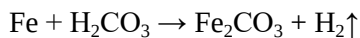
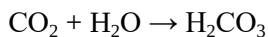
Данная реакция является необратимой и протекает на протяжении длительного времени.

Сероводород и серосодержащие вещества также способствуют коррозии буровых труб, однако их механизм взаимодействия отличается от механизма взаимодействия железа с водой и кислородом и скорее описывает коррозионный процесс, воспроизведенный ранее:



В данном случае наблюдается реакция замещения водорода железом за счёт большей силы взаимодействия. Из реакции железа с сероводородом образуется сульфид трехвалентного железа с выделением водорода, который усиливает коррозионные процессы, за счет проникновения вглубь кристаллической решетки металла буровой трубы, дела ее более хрупкой (охрупчивание металла). Поэтому для защиты от воздействия сероводорода применяются химические реагенты, способствующие поглощению сероводорода [5].

Углекислый газ также является веществом, которое усиливает коррозионные процессы железа в буровых трубах. Химически процесс взаимодействия идёт не напрямую, а спустя реакцию - взаимодействие углекислого газа с водой, с образованием слабой нестойкой угольной кислоты, которая, в свою очередь, уже взаимодействует с железом.



Железо, взаимодействуя с угольной кислотой, образуя карбонат двухвалентного железа с выделением водорода. Водород, как и при реакции с

сероводородом, может проникать в кристаллическую решетку металла, ухудшая свойства. Углекислый газ, как и сероводород, встречаются в газосодержащих горных породах и могут быть попутными газами от природного газа [4]. При образовании, угольная кислота понижает водородный показатель бурового раствора, отчего возрастает скорость протекания коррозионного процесса.

Основные методы борьбы с коррозией в буровых растворах на водной основе: поддержание водородного показателя раствора (применение каустической соды или гашеной извести и другие реагенты щелочного характера) и дегазация бурового раствора. В результате появляется возможность уменьшить скорость протекания коррозионного процесса.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бабаян Э. В. Буровые растворы. Учебное пособие / Бабаян Э. В., Мойса Н. Ю. — М.: Инфра-Инженерия, 2019 — 333 с.
2. Кошелев В. Н. (д-р техн. наук, геология) Промывка нефтяных и газовых скважин : [для инженерно-технических работников буровых предприятий] / В. Н. Кошелев. - Москва : Недра, 2019. - 687 с.
3. Глинка, Н. Л. Общая химия: Учебное пособие для вузов [Текст] / Н. Л. Глинка— М.: Интеграл-Пресс, 2003 — 728 с.
4. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии; Справочник рабочего / Саакян Л. С., Ефремов А. П., Соболева И. А. и др.—М.: Недра, 1985, 206 с.
5. Ившин Я. В. Защита оборудования ингибиторами коррозии в нефтяной отрасли: учебное пособие / Я. В. Ившин, А. Е. Лестев; под ред. А. Ф. Дресвянникова; Минобрнауки России, Казан.нац. исслед. технол. ун-т. — Казань : Изд-во КНИТУ, 2021. — 112 с.

УДК 622.276

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ РЕШЕНИЙ НА ОСНОВЕ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В ЗАДАЧАХ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

*Д.В. Круглов, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов,
С.Ю. Милькова, М.Г. Казаян*

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

e-mail: parfenova.samgtu@yandex.ru

В статье представлен обзор актуальных алгоритмов машинного обучения, применяемых для решения ключевых задач в бурении скважин, включая моделирование гидравлических характеристик, прогнозирование давления, оценку потерь давления и оптимизацию транспорта бурового шлама. Методы машинного обучения находят широкое применение в бурении, способствуя снижению рисков осложнений и повышению экономической эффективности процессов.

Ключевые слова: буровой раствор, машинное обучение, прогнозирование давления, потери давления, транспортировка бурового шлама, искусственные

нейронные сети, гидравлика бурения, моделирование, бурение скважин, интеллектуальные методы анализа данных.

Современное бурение скважин характеризуется высокой степенью неопределенности, особенно при работе в условиях сложной геологической структуры и на больших глубинах. Одним из ключевых факторов, определяющих эффективность и безопасность буровых операций, является буровой раствор. Его гидравлические и реологические свойства оказывают непосредственное влияние на устойчивость ствола скважины, эффективность очистки и предупреждение осложнений. Традиционные методы анализа параметров бурового раствора, основанные на физических уравнениях и эмпирических зависимостях, часто оказываются недостаточными для учета сложных нелинейных взаимосвязей между многочисленными переменными. В этом контексте наблюдается активное внедрение алгоритмов машинного обучения (ML), способных выявлять скрытые закономерности в данных и формировать точные предиктивные модели.

Применение методов машинного обучения в бурении обусловлено необходимостью повышения точности прогнозов и снижения операционных затрат. В условиях глубокого бурения возрастают риски, связанные с колебаниями давления, неэффективным удалением шлама и потерями бурового раствора. В то время как классические физические модели имеют ограниченные возможности в учёте комплексного взаимодействия параметров, алгоритмы машинного обучения, включая искусственные нейронные сети, метод опорных векторов, случайные леса и гибридные подходы, позволяют моделировать сложные зависимости и адаптироваться к изменяющимся условиям в режиме реального времени.

Суть машинного обучения заключается в построении математических моделей, способных обучаться на основе наблюдаемых данных и использовать полученные зависимости для прогнозирования новых ситуаций. Применение инженерии признаков позволяет создавать новые характеристики, отражающие, например, совместимость литологических свойств пород с параметрами бурового раствора, что увеличивает точность моделей. Выбор подходящего алгоритма зависит от природы данных и конкретной цели: будь то регрессионный анализ, градиентный бустинг или глубокое обучение [1–3].

Одной из наиболее развитых и практически значимых областей применения машинного обучения является моделирование гидравлики бурения. Под этим понимается циркуляция бурового раствора в стволе скважины, включая давление, скорость потока и режим течения в различных геометрических и реологических условиях. Эти расчёты критически важны для определения безопасного давления бурения, выбора диаметра струйной насадки долота, поршневания и свабивования при спуско-подъёмных операциях, продавки цемента, а также транспорта бурового шлама [4]. В зависимости от условий гидравлическое поведение бурового раствора может начинаться с простого ламинарного потока ньютоновской жидкости в идеально вертикальном стволе скважины и развиваться до сложного турбулентного потока неньютоновской жидкости в наклонно-направленных или горизонтальных скважинах [5].

Алгоритмы машинного обучения в этой области в основном применяются для прогнозирования давления и оценки эффективности шламотранспорта. Входные данные моделей включают реологические свойства раствора, скорость циркуляции, параметры бурения (скорость проходки, частоту вращения, крутящий момент), а

также свойства частиц шлама, такие как концентрация и плотность. Наиболее часто используются искусственные нейронные сети, случайные леса, метод опорных векторов и генетические алгоритмы. Так, одна из моделей, обученная на выборке из 53 000 временных записей, показала высокую точность прогнозирования давления.

Значительное внимание в научной литературе уделяется прогнозированию давления на насосе и в напорной линии. Например, Фрухвирт разработал модель, основанную на стандартных параметрах бурения, таких как скорость проходки, частота вращения и крутящий момент, впоследствии дополнив её характеристиками раствора и геометрией ствола. Это позволило сократить среднее квадратичное отклонение прогноза до 2 бар [6]. В других исследованиях, например, Вана и Салехи, были достигнуты высокие значения коэффициента детерминации (до $R^2 = 0,9981$) при прогнозе скорости проходки, однако количественное выражение давления оказалось затруднительным [7]. Эрге и ван Оорт предложили гибридный подход, сочетающий физические модели с алгоритмами машинного обучения, который продемонстрировал улучшенные результаты, уменьшив среднее квадратичное отклонение на 22% [8].

Не менее важным направлением является прогнозирование потерь давления, возникающих в различных участках циркуляционной системы. Эти потери влияют как на устойчивость ствола, так и на эффективность промывки. Модели, построенные с использованием нейросетей, успешно применяются для прогнозирования потерь в условиях использования буровых растворов, описываемых моделью Гершеля–Балкли, а также при наличии многофазных потоков. Например, в работе [9] достигнут коэффициент корреляции $R > 0,99$ и средняя абсолютная ошибка 4,32%. В работе [10] была использована нейросеть с генетическим алгоритмом в условиях газожидкостного потока и продемонстрировал высокую точность модели. В свою очередь, Озбайоглу в своей работе [11] показал, что модели, основанные на реальных измерениях, превосходят по точности те, что используют безразмерные входные параметры, особенно при наличии сложностей, таких как изгиб буровой колонны, вращение и твердая фаза.

Важной задачей также является оптимизация транспортировки бурового шлама, обеспечивающая очистку ствола от выбуренных частиц и предотвращающая осложнения. Здесь ключевыми параметрами являются концентрация твердых частиц, высота шламовой подушки и фрикционные характеристики потока. Разработанные модели на основе искусственных нейронных сетей позволяют с высокой точностью прогнозировать поведение шлама. В том же исследовании Озбайоглу [11] точность модели составила менее 10% ошибки при оценке высоты шламовой подушки. В другом случае, при моделировании концентрации шлама на пенообразном растворе, нейросеть превзошла модель множественной линейной регрессии и механистическую модель по точности, достигнув средней ошибки всего 3,2% [9]. Также показано, что модели на основе машинного обучения согласуются с эмпирическими зависимостями, что подтверждает их применимость для прогнозирования скорости осаждения частиц в вертикальной скважине [12].

Проведенный анализ демонстрирует высокую эффективность методов машинного обучения в задачах моделирования параметров бурового раствора. Наибольшее распространение получили нейросетевые и гибридные модели, отличающиеся способностью учитывать сложные геометрические условия, динамику течения и многокомпонентный состав среды. Особый интерес вызывают задачи прогнозирования давления, расчёта потерь и оценки эффективности

транспорта шлама. Несмотря на ограничения отдельных моделей, связанные с конкретными типами растворов или геометриями скважин, большинство из них демонстрируют высокую точность (вплоть до $R^2 > 0,99$ и ошибки менее 5%).

Таким образом, методы машинного обучения представляют собой перспективное направление повышения эффективности бурения за счёт более точного и адаптивного управления поведением бурового раствора. Дальнейшие исследования, направленные на развитие гибридных моделей, расширение обучающих выборок и внедрение систем реального времени, будут способствовать ещё большему росту эффективности и безопасности буровых операций.

ЛИТЕРАТУРА

1. Парфенов К.В. Обзор современных методов машинного обучения, применяемых в бурении нефтяных и газовых скважин // Ашировские чтения. – 2023. – Т. 1, № 1(15). – С. 44-46.
2. Парфенов К.В. Методология выбора ML модели для оптимизации состава бурового раствора // Ашировские чтения. – 2023. – Т. 2, № 1(15). – С. 37-39.
3. Парфенов К.В., Дурыманов Н.В., Самойлычев И.Ю., Овакянян А.Н., Тимофеев В.Г. Разработка алгоритма построения модели машинного обучения для оптимизации состава бурового раствора // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 1, № 1(16). – С. 281-284.
4. Zhong R., Salehi C., Johnson R. Machine learning for drilling applications: A review // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2022. – Vol. 108, Article number 104807.
5. Давуди Шадфар Гибридная интеллектуальная система для оперативного определения свойств бурового раствора на основе машинного обучения: дисс. канд. техн. наук: 2.3.1 / Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск. – 2024. – 182 с.
6. Fruhwirth R.K., Thonhauser G., Mathis W. Hybrid simulation using neural networks to predict drilling hydraulics in real time // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, September 24–27, 2006. - Society of Petroleum Engineers, 2006, Article number SPE-103217-MS.
7. Wang Y., Salehi S. Drilling hydraulics optimization using neural networks // SPE Digital Energy Conference and Exhibition, Woodlands, March 3–5, 2015. - Society of Petroleum Engineers, 2015, Article number SPE-173420-MS.
8. Erge O., van Oort E. Combining physics-based and data-driven modeling in well construction: Hybrid fluid dynamics modeling // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2022. – Vol. 97, Article number 104348.
9. Rooki R. Estimation of pressure loss of herschel–bulkley drilling fluids during horizontal annulus using artificial neural network // Journal of Dispersion Science and Technology. – 2014. – Vol. 36. – P. 161-169.
10. Barati-Harooni A., Najafi-Marghmaleki A., Tatar A., Arabloo M., Le Phung, Lee Moonyong, Bahadori A. Prediction of frictional pressure loss for multiphase flow in inclined annuli during Underbalanced Drilling operations // Natural Gas Industry B. – 2016. – Vol. 3. – P. 275-282.
11. Ozbayoglu E.M., Miska S.Z., Reed T., Takach N. Analysis of bed height in horizontal and highly-inclined wellbores by using artificial neural networks // SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well

- Technology Conference, Calgary, November 4-7, 2002. - Society of Petroleum Engineers, 2002, Article number SPE-78939-MS.
12. Kamyab M.A., Dawson R., Farmanbar P. New method to determine friction factor of cuttings slip velocity calculation in vertical wells using neural networks // SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Perth, October 25-27, 2016. - Society of Petroleum Engineers, 2016, Article number SPE-182359-MS.

УДК 622.276

**АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ
ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СВОЙСТВ БУРОВОГО РАСТВОРА С
ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ**

*Д.В. Круглов, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов,
С.Ю. Милькова, М.Г. Казазян*

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

e-mail: parfenova.samgtu@yandex.ru

В данной статье представлен аналитический обзор современных исследований, посвящённых применению методов машинного обучения для прогнозирования реологических и фильтрационных свойств буровых растворов. Особое внимание уделено анализу точности, применимости и ограничений существующих моделей, а также степени их обобщаемости в различных условиях бурения. Выявлена необходимость разработки универсальных прогностических моделей, способных функционировать в реальном времени на основе ограниченного набора часто измеряемых параметров.

Ключевые слова: буровой раствор, машинное обучение, реологические свойства, водоотдача, искусственная нейронная сеть, прогнозирование, адаптивные модели, фильтрационные характеристики.

Буровой раствор является ключевым элементом технологического процесса при строительстве скважин. Его свойства напрямую влияют на эффективность очистки ствола, транспортировку шлама, контроль давления и предупреждение осложнений в процессе бурения. В условиях интенсификации буровых работ и усложнения геологических условий растёт потребность в точном прогнозировании свойств буровых растворов в реальном времени. Наиболее перспективным направлением в решении данной задачи является применение методов машинного обучения (МО), позволяющих строить адаптивные модели на основе накопленных полевых и лабораторных данных.

За последние десять лет методы МО, включая искусственные нейронные сети (ANN), адаптивные нечеткие системы вывода (ANFIS), метод опорных векторов (SVM) и другие алгоритмы интеллектуального анализа данных, нашли широкое применение в задачах моделирования реологических и фильтрационных характеристик буровых растворов [1–3].

Несмотря на высокий интерес научного сообщества к применению МО в буровой индустрии, большинство существующих моделей обладают рядом существенных ограничений [4]. Во-первых, модели разрабатываются для конкретных типов буровых растворов (например, инвертно-эмульсионных, на основе KCl или NaCl), что ограничивает их обобщаемость [5]. Во-вторых, они опираются на параметры, которые сложно измерить в полевых условиях в режиме реального времени (например, пластическая вязкость (ПВ) или динамическое напряжение сдвига (ДНС)). В-третьих, существует дефицит моделей, способных одновременно прогнозировать как реологические, так и фильтрационные свойства раствора, используя ограниченное число доступных и часто измеряемых параметров: плотность, содержание твердой фазы и условную вязкость.

Целью настоящей статьи является аналитический и критический обзор научных публикаций, посвящённых применению методов машинного обучения для прогнозирования свойств буровых растворов. Анализ направлен на систематизацию современных подходов, выявление ограничений существующих моделей и определение направления дальнейших исследований в области разработки универсальных и обобщаемых прогностических моделей.

Первое известное применение интеллектуальной модели для прогнозирования реологических свойств бурового раствора на водной основе было предложено в 2016 году [6]. Модель на основе ANN использовала 9000 записей полевых данных, включая условную вязкость, плотность и концентрацию твердой фазы. Полученные результаты показали высокую точность прогнозирования параметров ПВ, ДНС, показателя текучести (n) и консистентности (k): абсолютная процентная погрешность (APE) составляла 3,7–5%, а коэффициент детерминации $R^2 = 0,89–0,92$ [6]. Однако модель была применима исключительно к инвертно-эмульсионному раствору, что ограничивает её обобщаемость [5].

Алсабаа и др. [7] использовали ANFIS для прогнозирования тех же параметров (ПВ, ДНС, n , k) на базе 741 записи. Входными переменными были условная вязкость и плотность. Достигнута точность: APE от 1,69% до 5,66%, $R^2 = 0,92–0,97$, сопоставимая с результатами ANN. Однако модель также ограничена инвертно-эмульсионным типом бурового раствора.

Аль-Азани и др. [8] обучили ANN с обратным распространением ошибки на 383 записях данных. Параметры: условная вязкость, плотность и содержание твердой фазы. Результаты показали APE от 5,65% до 10,42%, $R^2 = 0,77–0,91$. Более поздняя работа [9] с применением 3000 записей для растворов на основе KCl позволила снизить APE до 2,7–4,7% при $R^2 = 0,89–0,97$.

Эль-Кататни [10] разработал модель ANN для раствора на основе NaCl (816 записей), получив APE от 3,98% до 7,7% и R^2 от 0,92 до 0,97. Говида и др. предложили модели ANN для растворов на основе NaCl и бентонита [11], показав APE от 2,8% до 10,42% и $R^2 > 0,90$. Однако во всех этих случаях модели ограничены конкретными типами растворов и не адаптируются к разным условиям бурения.

Гомаа и др. [12] разработали модель ANN для высокоплотных буровых растворов на водной основе (1200 записей), используя только плотность и условную вязкость в качестве входов. Точность APE составила от 3,5% до 7,7%, $R^2 = 0,94–0,97$. Ограничение — применимость только к растворам для глубокого бурения.

Несмотря на высокую точность, подавляющее большинство моделей узкоспециализированы, не учитывают вариативность геологических условий и

требуют входных данных, трудно доступных в реальном времени. Практическая ценность моделей ограничивается именно этим.

Прогнозирование водоотдачи изучено значительно меньше. Голсефатан и Шабази [13] разработали три модели (ANN, ANFIS, LSSVM) для оценки водоотдачи нанокремнеземсодержащих растворов. Метод наименьших квадратов опорных векторов (LSSVM) показал наилучший результат: APE = 4,69%, $R^2 = 0,994$. Однако все данные основаны на лабораторных экспериментах, что ограничивает применение в реальных условиях.

В более широком исследовании [11] ANN использовалась для прогнозирования водоотдачи различных наножидкостей (1003 записи, 7 входных параметров). Модель достигла $R^2 = 0,99$ при низком среднеквадратичном отклонении. Тем не менее, обобщаемость ограничена спецификой наночастиц.

Лекомцев и др. [13] применили LSSVM и алгоритм экстремального машинного обучения (ELM), оптимизированные методом роя частиц, и достигли рекордной точности (СКО = 0,2459, $R^2 = 0,999$). Однако и здесь данные ограничены лабораторными исследованиями.

Гюль и Оорт [15] предприняли попытку обобщения на полевые условия. Использовано 1298 записей для буровых растворов на водной основе и 105 — на углеводородной. Методы: линейная регрессия, MLP, SVM, XGBoost, Random Forest. Наилучший результат показал Random Forest: APE от 7,2% до 22,56%, $R^2 = 0,70–0,85$. Модели использовали параметры ПВ и ДНС в качестве входов, что снижает применимость в режиме реального времени.

Модели для прогнозирования водоотдачи демонстрируют высокую точность только в лабораторных условиях. Использование параметров, редко измеряемых в поле, ограничивает их применение в оперативном управлении процессом бурения.

Аналитический обзор исследований в области прогнозирования свойств буровых растворов с применением МО показывает, что:

- большая часть моделей создается для узкоспециализированных типов растворов, что ограничивает их адаптацию к различным условиям бурения;
- в качестве входных параметров чаще всего используются данные, которые недоступны или редко измеряются в режиме реального времени;
- прогнозирование водоотдачи в полевых условиях остается малозакрытой задачей;
- практически не существует моделей, одновременно прогнозирующих реологические и фильтрационные свойства на основе минимального набора доступных переменных (ρ , содержание твердой фазы, условная вязкость).

Таким образом, существует явная потребность в разработке обобщаемых, гибких моделей, способных функционировать в реальном времени, использовать доступные параметры и охватывать широкий спектр буровых растворов. Разработка таких моделей, в том числе гибридных, является перспективным направлением, имеющим важное прикладное значение для нефтегазовой отрасли.

ЛИТЕРАТУРА

1. Zhong R., Salehi C., Johnson R. Machine learning for drilling applications: A review // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2022. – Vol. 108, Article number 104807.

2. Третьяк А.Я., Кузнецова А.В., Борисов К.А., Карельская Е.В. Нейросетевое прогнозирование реологических параметров бурового раствора // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 8. – С.163-173.
3. Ismail A., Rashid H.M.A., Gholami R., Raza A. Characterization based machine learning modeling for the prediction of the rheological properties of water-based drilling mud: an experimental study on grass as an environmental friendly additive // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2022. – Vol. 12. – P. 1677-1695.
4. Давуди Шадфар Гибридная интеллектуальная система для оперативного определения свойств бурового раствора на основе машинного обучения: дисс. канд. техн. наук: 2.3.1 / Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск. – 2024. – 182 с.
5. Gul S. Machine learning applications in drilling fluid engineering: a review // ASME 2021 40th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, Virtual, June 21–30, 2021. – OMAE, 2021. – Vol. 10, Article number OMAE2021-63094.
6. Elkatatny S., Tariq Z., Mahmoud M. Real time prediction of drilling fluid rheological properties using Artificial Neural Networks visible mathematical model (white box) // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – Vol. 146. – P. 1202-1210.
7. Alsabaa A., Gamal H., Elkatatny S., Abdulraheem A. Real-time prediction of rheological properties of invert emulsion mud using adaptive neuro-fuzzy inference system // Sensors. – 2020. – Vol. 20, № 6, Article number 1669.
8. Al-Azani K., Elkatatny S., Abdulraheem A., Mahmoud M., Al-Shehri D. Real time prediction of the rheological properties of oil-based drilling fluids using artificial neural networks // SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition 2018, Dammam, April 23–26, 2018. - Society of Petroleum Engineer, 2018, Article number SPE-192199-MS.
9. Elkatatny S., Mousa T., Mahmoud M. A new approach to determine the rheology parameters for water-based drilling fluid using artificial neural network // SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition 2018, Dammam, April 23–26, 2018. - Society of Petroleum Engineer, 2018, Article number SPE-192190-MS.
10. Elkatatny S. Artificial neural network models for real-time prediction of the rheological properties of NaCl mud // Arabian Journal of Geosciences. – 2020, Vol. 13, Article number 257.
11. Golsefatan A., Shahbazi K. A comprehensive modeling in predicting the effect of various nanoparticles on filtration volume of water-based drilling fluids // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. - 2020. – Vol. 10. – P. 859-870.
12. Gomaa I., Elkatatny S., Abdulraheem A. Real-time determination of rheological properties of high over-balanced drilling fluid used for drilling ultra-deep gas wells using artificial neural network // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2020. – Vol. 77, Article number 103224.
13. Golsefatan A., Shahbazi K. Predicting performance of SiO₂ nanoparticles on filtration volume using reliable approaches: application in water-based drilling fluids // Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects. – 2021. – Vol. 43, № 23. – P. 3216-3225.

14. Lekomtsev A., Keykhosravi A., Moghaddam M.B., Daneshfar R., Rezvanjou O. On the prediction of filtration volume of drilling fluids containing different types of nanoparticles by ELM and PSO-LSSVM based models // Petroleum. – 2022. – Vol. 8, № 3. – P. 424-435.
15. Gul S., van Oort E. A machine learning approach to filtrate loss determination and test automation for drilling and completion fluids // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 186, Article number 106727.

ДОБАВКИ НА ОСНОВЕ ПОЛИАКРИЛАМИДА В СОСТАВЕ БУРОВОГО РАСТВОРА

И. Ч. Гилязов¹, С. Н. Парфенова²

*Самарский государственный технический университет¹, СамараНИПИнефть²
г. Самара, Россия*

e-mail: gilyazov_ildar_90@mail.ru, parfenova.samgtu@yandex.ru

Аннотация. В условиях постоянного совершенствования технологий бурения возрастает число требований к промывочным жидкостям. Это приводит к необходимости корректировки их составов, а также физических и химических характеристик. Данная динамика обусловлена потребностью в решении различных задач, возникающих при бурении в сложных геологических условиях, таких как солевая агрессия, неоднородность горных пород, высокие температуры и давление. Также актуально создание и внедрение простых и эффективных систем буровых растворов для интенсивного бурения. Указанные обстоятельства подчеркивают важность разработки методов и средств физико-химического контроля характеристик буровых растворов.

Ключевые слова: Бурение, буровой раствор и его функции, промывочная жидкость, строительство скважины, геологические условия, полиакриламид.

Ключевую роль в процессе бурения играют рецептуры буровых растворов. Использование тех растворов, которые соответствуют геолого-техническим условиям, а также правильный выбор методов обработки буровых жидкостей, оказывают значительное влияние на качество бурения. Эффективность строительства скважин, которая связана с предотвращением аварийных ситуаций, получением достоверной геологической информации и сохранением продуктивных свойств пласта-коллектора, зависит от ряда факторов. Среди них: оптимальный выбор состава и характеристик промывочной жидкости, корректное управление качеством бурового раствора и высокий уровень квалификации персонала [3].

Технологические функции буровых растворов играют ключевую роль в процессе эффективного бурения скважин. Эти жидкости обладают множеством свойств, которые непосредственно влияют на ход разбуривания, обеспечивая необходимую чистоту ствола и забоя, а также способствуя оптимизации фильтрационных процессов и повышению устойчивости стенок скважины. Кроме того, буровые растворы уменьшают сопротивление движению бурильного инструмента, когда он контактирует со стенками скважины и фильтрационной

коркой, что является особо важным при раскрытии и освоении коллекторов, содержащих флюиды.

В зависимости от условий бурения, таких как глубина скважины и геологические характеристики пород, буровой раствор выполняет разнообразные функции. Эти функции становятся особенно критичными в условиях повышенного давления газа и нефти, что требует от буровых растворов адаптации к сложным условиям. Таким образом, процесс бурения включает в себя целый ряд операций, что определяет технологические аспекты проходки [1].

К числу основных функций буровых растворов можно отнести следующие: эффективное удаление продуктов разрушения с забоя скважины и их вынос на поверхность; обеспечение противодействия на стенки скважины для предотвращения обвалов и осыпей, а также проявлений газа, нефти и воды; удержание частиц утяжелителя и выбуренной породы во взвешенном состоянии в период остановки циркуляции; и формирование фильтрационной корки на стенке скважины, что помогает ограничить проникновение фильтрата в пласт. Эти функции не только способствуют успешному завершению бурения, но и обеспечивают надежность буровой операции в целом.

Буровой раствор представляет собой сложную многокомпонентную дисперсную систему, применяемую для промывки скважин в процессе бурения. Эта система включает в себя эмульсионные, суспензионные и аэрированные жидкости, которые используются в процессе строительства скважин. Выбор типа бурового раствора, его состав, а также область применения определяются рядом геологических факторов, таких как пластовое и горное давление, забойная температура, а также физико-химические свойства горных пород и флюидов.

Существует две главные категории буровых растворов в зависимости от дисперсионной среды: на водной основе и на неводной основе. Среди водных растворов особую популярность приобрели полимерные растворы, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения. Эти буровые растворы, содержащие полимеры, преимущественно применяются при строительстве скважин в крепких горных породах. Они обладают такими характеристиками, как высокая гидрофильность и псевдопластичность, что позволяет им разжижаться при высоких скоростях сдвига и загустевать при низких [4].

Первый полимерный буровой раствор был использован в Соединенных Штатах в 50-е годы прошлого века и состоял из бентонитового порошка, сополимера винилацетата и малеиновой кислоты, а также кальцинированной соды. Полимер имел свойства флокулянта и загустителя [2]. С тех пор рецептура полимерных буровых растворов изменилась, включая разнообразные полимеры. Для инкапсуляции частиц шлама, предотвращения их диспергирования, ингибирования сланцев и увеличения вязкости применяют полимеры с длинной цепью и высокой молекулярной массой, такие как целлюлоза, природные камеди и акриламид.

Полиакриламидами называют карбоцепные полимеры и сополимеры на основе акриламида (амид акриловой кислоты) и других ненасыщенных амидов. В бурении полиакриламидами пользуются в качестве многофункциональных добавок: загустителей, флокулянтов, флотореагентов, диспергаторов и добавок для уменьшения гидродинамического сопротивления жидкости, что улучшает устойчивость стенок скважин. Кроме того, в нефтехимии полиакриламид используется как полиакриловый стабилизатор и эффективный понизитель фильтрации для глинистых буровых растворов. Следует отметить, что

полиакриламид эффективен только в глинистых растворах и менее результативен в системах без твердой фазы, однако в качестве добавки для повышения вязкости водной фазы он также имеет эффективность в безглинистых системах, включая минерализованные водные растворы.

Физическая сущность параметров бурового раствора и их влияние при бурении на функции промывки определяются несколькими характеристиками, среди которых можно выделить: плотность, статическое и динамическое напряжение сдвига, условную и пластическую вязкость, а также показатель фильтрации. В рамках данного исследования были проведены опыты для оценки влияния полимеров на свойства бурового раствора при нормальных условиях.

Результаты проведенных исследований представляются в виде гистограмм: структурно-механические свойства – рисунок 1; реологические свойства – рисунок 2.

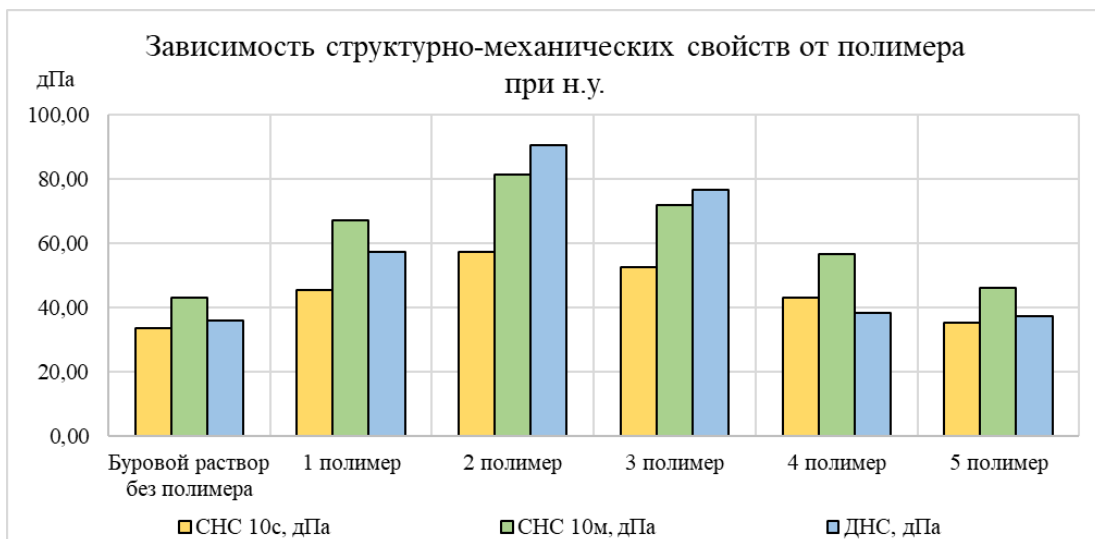


Рис. 1 – Зависимость структурно-механических свойств от полимера

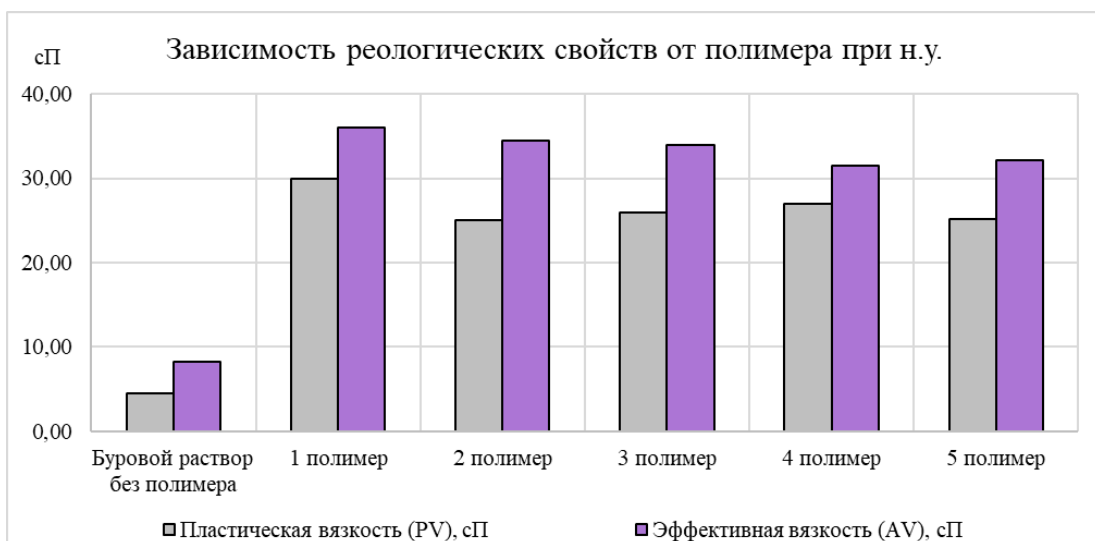


Рис. 2 – Зависимость реологических свойств от полимера

Выводы

Была произведена оценка реологических, структурно-механических и фильтрационных свойств буровых растворов с добавлением различных полимеров. Исследованные образцы полимеров положительно влияют на коллоидно-реологические и фильтрационные свойства бурового раствора. По результатам проведенного анализа был выбран полимер на основе акриламида, который является наиболее оптимальным с точки зрения стабильности в условиях высоких температур и при высокой степени минерализации. Данный полимер оказывает наибольшее влияние как на фильтрационные, так и на коллоидно-реологические свойства, помимо этого он обладает достаточно высокой устойчивостью к воздействию высоких температур и солевой агрессии, в сравнении с другими образцами, т.е. является наиболее оптимальным для применения в качестве добавки к буровому раствору при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бруй Л. К., Шемлей Н. В., Аткинговская Т. В. Буровые и тампонажные растворы. – 2019.
2. Грей Д. Р., Дарли Г. С. Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) // М.: Недра. – 1985. – С. 509.
3. Третьяков И. А. Преимущества применения буровых растворов на углеводородной основе при бурении нефтяных и газовых скважин / И.А. Третьяков // Журнал «Трибуна ученого» – 2020 г. – №11 – с 122–128.
4. Фазилова Н.Р. Анализ строения и классификации полимеров и применение их в буровых растворах / Материалы IX Международной научной конференции молодых ученых «Молодые – наукам о земле», г. Москва, 2020 г. – С. 179-183.

УДК 622.24

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ САЛЬНИКООБРАЗОВАНИЯ ПРИ БУРЕНИИ ПЛАСТИЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

*Д.А. Еременков, К.А. Шиповский **

**Научный руководитель: доцент, кандидат технических наук
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия
e-mail: dmitriy.eremenkov@bk.ru*

Аннотация. Статья рассматривает проблему сальникообразования при бурении пластичных горных пород, которая может привести к тяжелым прихватам бурового инструмента, препятствовать углублению забоя и вызывать эффект поршневания при спускоподъемных операциях. Автор статьи анализирует причины и условия возникновения сальников, а также предлагает технические и технологические решения для их предупреждения или ликвидации.

Статья также рассматривает проблему образования сальников в пластичной зоне разбурываеваемой глинистой породы, когда слабы когезионные силы. Автор статьи предлагает способы предотвращения образования сальников, такие как

дегидратация шлама с целью его перехода из пластичной зоны в «сухую» или гидратация шлама до его перехода в зону текучести.

Ключевые слова: сальникообразование, бурение, пластичные горные породы, глинистая порода, металлическая поверхность, буровой раствор, сальники на элементах компоновки низа бурильной колонны, долото, КНБК, выбуренная порода, промывочный раствор, ингибирование, инкапсулирование, гидратация, когезионные силы.

PREVENTION OF OIL SEAL FORMATION DURING DRILLING OF PLASTIC ROCKS

D.A. Eremenkov, K.A. Shipovskiy

Samara State Technical University

Samara, Russia

e-mail: dmitriy.eremenkov@bk.ru

Annotation. The article considers the problem of oil seal formation during drilling of plastic rocks, which can lead to heavy grabbing of drilling tools, prevent the deepening of the face and cause the effect of reciprocating during descent operations. The author of the article analyzes the causes and conditions of the occurrence of oil seals, and also offers technical and technological solutions for their prevention or elimination. The article also examines the problem of the formation of seals in the plastic zone of the drilled clay rock when the cohesive forces are weak. The author of the article suggests ways to prevent the formation of oil seals, such as dehydration of the sludge in order to transfer it from the plastic zone to the "dry" one or hydration of the sludge before its transition to the flow zone.

Keywords: oil seal formation, drilling, plastic rocks, clay rock, metal surface, drilling mud, oil seals on the elements of the bottom of the drill string, chisel, BHA, drilled rock, washing solution, inhibition, encapsulation, hydration, cohesive forces.

Сальники на элементах компоновки низа бурильной колонны (КНБК) являются одним из наиболее распространенных осложнений при бурении глубоких скважин (Рисунок 1). Эти образования создают риск тяжелых прихватов бурового инструмента, препятствуют углублению забоя и вызывают эффект поршневания при спускоподъемных операциях, что приводит к ряду негативных последствий. Для борьбы с сальниками необходимо понимать причины и условия их возникновения, а также располагать техническими и технологическими средствами для их предупреждения или ликвидации.



Рисунок 1 – Образование сальника на долоте

На основе обзора исследовательских работ можно сделать следующие обобщения. Для снижения вероятности сальникообразования на долоте PDC необходимо обеспечить достаточный объем открытого очистного пространства и площади межлопастных отверстий для выноса бурового шлама. Также важно оптимизировать размещение насадок и обеспечить достаточную гидравлическую мощность.

Снижение непроизводительного времени, вызванного образованием сальников на элементах КНБК, может быть достигнуто ограничением механической скорости бурения в пластичных породах, использованием ингибирующих водных промывочных жидкостей со специальными добавками или растворов на углеводородной основе (РУО), снижением концентрации выбуренной породы в растворе и другими методами.

Выделяют три основные проблемы при бурении пластичных глинистых пород: измельчение шлама, неустойчивость ствола скважины и сальникообразование на долоте. Эти проблемы решаются сходными приемами: ингибированием и инкапсулированием глин; уменьшением их гидратации путем повышения вязкости фильтрата, блокированием пор или стимуляцией осмотического перетока порового флюида в промывочный раствор и т.п.

В решении проблемы сальникообразования есть и некоторые особенности. Сальник образуется сразу после попадания выбуренных глинистых частиц в промывочный раствор. Его появление сопряжено с дополнительными прижимающими нагрузками на выбуренные частицы и с образованием адгезионного контакта. Адгезионный контакт глинистой частицы и твердой поверхности в основном происходит под влиянием молекулярных сил притяжения и механического зацепления. Внешнее прижатие частиц шлама к элементам КНБК происходит из-за

относительно малого зазора между долотом и стенками скважины и вращения долота.

Впитывая воду, частица шлама может прилипнуть к смоченному водой долоту и к другой частице. Глины характеризуются небольшими силами внутреннего сцепления. Прилипание зависит от разности адгезионных и когезионных сил. Если силы когезии малы, а силы адгезии значительны, то происходит прилипание материала к твердой поверхности.

Когезионные силы внутри глинистой частицы ослабевают при впитывании ею влаги из раствора. Одновременно увеличивается пластичность глинистого материала, зависящая в свою очередь от содержания воды и глины. Исследователь Эрик ван Оорт в своей работе описал влияние влажности глины на образование сальников (рисунок 2).

Глинистые частицы, состояние которых соответствует пластичной зоне (рисунок 1), имеют склонность к образованию сальника на долоте и КНБК, чем вызывают вышеописанные проблемы. В первоначально сухой глине материал слишком сух, чтобы иметь значительную склонность к прилипанию. Однако при увеличении содержания воды пластичность глины повышается, и увеличивается склонность к прилипанию. При дальнейшем увеличении содержания воды в глине она становится настолько пластичной и слабо связанной, что легко диспергируется. Такой слабосвязанный материал легко смывается струями промывочного раствора. Таким образом, из графика видно, что существует зона повышенного риска образования сальника, относящаяся к пластичному состоянию разбуhrиваемой глинистой породы, в котором слабы когезионные силы. Положение этой зоны будет зависеть от типа сланца, вида и содержания в нём глинистых минералов и его давления набухания.

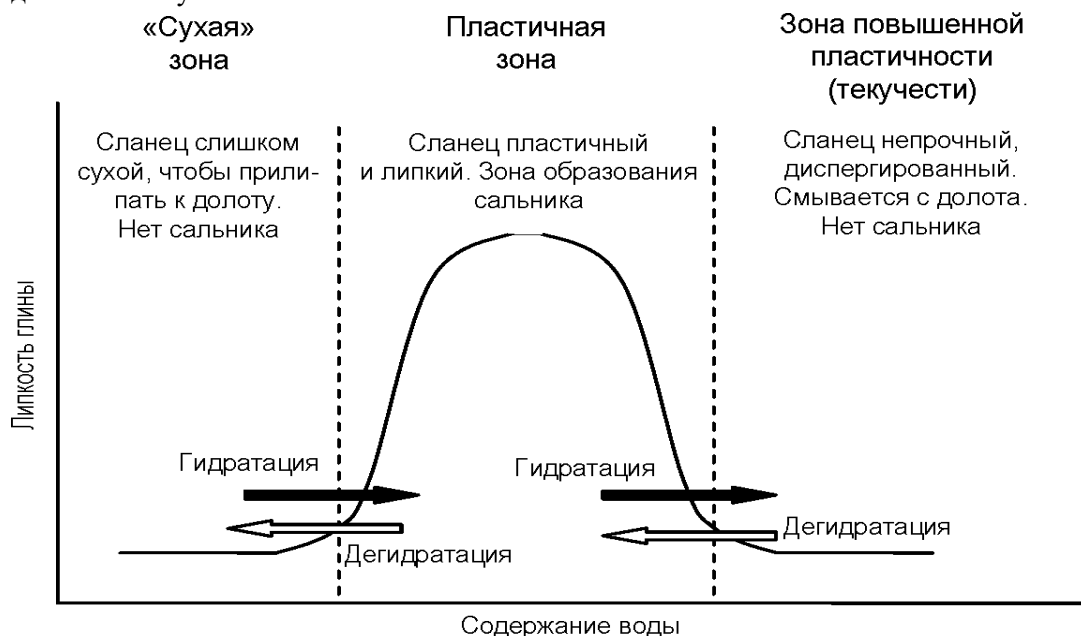


Рисунок 2 - Влияние влажности глины на образование сальников

Если разбуриваются сланцы, склонные к образованию сальника (попадают в среднюю зону), избежать проблем можно следующим образом:

1. Дегидратация шлама с целью его перехода из пластичной зоны в «сухую». Она может быть достигнута использованием промывочного раствора, способного образовывать мембрану на поверхности глинистой частицы и осмотически (из-за разности концентраций солей в растворе и в порах) дегидратировать глинистую породу. Этот способ также осуществляется применением РУО или раствора с активностью водной фазы ниже активности воды в разбуриваемых глинах.

2. Гидратация шлама до его перехода в зону текучести: шлам диспергируется и легко смывается с поверхности долота. Достигается использованием диспергирующих промывочных растворов. Однако применение таких промывочных растворов может вызвать проблемы с закупоркой пор и ухудшением выноса шлама.

Для изучения сальникообразования при бурении пластичных пород были проведены лабораторные и полевые эксперименты. Лабораторные эксперименты включали моделирование условий бурения и анализ взаимодействия глинистых частиц с металлической поверхностью. Полевые эксперименты проводились на реальных буровых установках для оценки эффективности различных методов предупреждения сальникообразования.

Результаты лабораторных экспериментов показали, что образование сальника зависит от нескольких факторов, включая содержание воды в глинистой породе, тип глинистых минералов и условия бурения. В частности, было обнаружено, что увеличение содержания воды в глине способствует образованию более прочных сальников.

Полевые эксперименты подтвердили результаты лабораторных исследований и позволили выявить дополнительные факторы, влияющие на сальникообразование. В частности, было установлено, что механическая скорость бурения и тип промывочной жидкости также оказывают значительное влияние на образование сальников.

На основе проведенных исследований были разработаны рекомендации по предупреждению сальникообразования при бурении пластичных пород. Эти рекомендации включают использование ингибирующих промывочных жидкостей, оптимизацию режимов бурения и применение специальных насадок на долоте.

Ингибирующие промывочные жидкости содержат добавки, которые снижают гидратацию глинистых частиц и предотвращают их прилипание к металлической поверхности. Оптимизация режимов бурения включает снижение механической скорости и использование буровых растворов с низкой вязкостью. Специальные насадки на долоте обеспечивают более эффективное удаление шлама и снижают вероятность его прилипания к долоту.

В заключение, можно отметить, что предупреждение сальникообразования при бурении пластичных горных пород требует комплексного подхода, включающего использование современных технологий и методов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тошниезов Л. Г., Тошов Ж. Б. Анализ теоретических и экспериментальных исследований процесса сальникообразования при бурении скважин // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2019. — №11. — С. 139–151.
2. Шилов А. Г., Гличев В. А. Предупреждение сальникообразования при бурении в глинистых отложениях // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. — 2013. — №4. — С. 60–62.
3. Городнов В. Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. — М.: Недра, 1977. — 280 с..
4. Зинченко О. Д. Промывочные жидкости для бурения в глинисто-солевых отложениях // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. — 2013. — №3. — С. 58–60.

ВЛИЯНИЕ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА БУРОВОГО РАСТВОРА НА ЕГО РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

Д.С. Кибалюк, Д.В. Цаплин

Научный руководитель: доцент, к.т.н., Нечаева О.А.

ФГБОУ ВО «СамГТУ»

Самара, Россия

E-mail : kibalyuk.ds@samgtu.ru

Аннотация. Очистка ствола скважины является одним из ключевых этапов в процессе бурения, напрямую влияющим на эффективность и безопасность всего процесса. Промывочные жидкости играют решающую роль в этом процессе, обеспечивая удаление частиц породы, охлаждение оборудования и поддержание стабильности стенок скважины. В статье будут рассмотрены основные аспекты выбора компонентного состава промывочной жидкости для улучшения качества отчистки ствола скважины.

Ключевые слова: буровой раствор, реология, эффективная очистка ствола скважины, вынос шлама, биополимер,

THE EFFECT OF THE COMPONENT COMPOSITION OF DRILLING FLUID ON ITS RHEOLOGICAL PROPERTIES

D.S. Kibalyuk, D.V. Tsaplin

Scientific supervisor: associate professor, Candidate of Technical Sciences

O.A. Nechaeva

Samara State Technical University

Samara, Russia

E-mail : kibalyuk.ds@samgtu.ru

Annotation. The cleaning of the wellbore is one of the key stages in the drilling process, directly influencing the efficiency and safety of the entire operation. Drilling fluids play a crucial role in this process by facilitating the removal of rock particles, cooling the equipment, and maintaining the stability of the wellbore walls. The article will discuss the main aspects of selecting the component composition of the drilling fluid to improve the quality of wellbore cleaning.

Key words: drilling fluid, rheology, wellbore cleaning, cuttings removal, biopolymer.

Бурение скважины и технология ее проводки очень часто зависят не только от физико-химических процессов, возникающих между буровым раствором и проходимыми породами, но и реологических характеристик бурового раствора. Именно от последних показателей зависит степень очистки долота и скважины [1].

При выборе типа промывочной жидкости необходимо оценивать множество факторов, определяющих потенциальную эффективность используемой рецептуры – глубина скважина, тип профиля, свойства геологического разреза, выбор бурового инструмента и др.

Одним из наиболее часто применяемым раствором для очистки ствола скважины является биополимерный раствор на водной основе. Биополимеры характеризуются высокой загущающей способностью, а их растворы обладают выраженными псевдопластичными свойствами при малой концентрации полимера и устойчивостью к солям.

Для проведения лабораторного эксперимента приготовлен биополимерный буровой раствор, в составе которого биополимер, модифицированный крахмал, каустическая сода, ПАЦ, NaCl, его параметры приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Параметры биополимерного бурового раствора

Параметр, ед. измерения	Значение
Плотность, г/см ³	1,09
Условная вязкость, с	60
pH	10
Фильтрация, см ³ /30мин	7
Пластическая вязкость, сПз	18
ДНС, дПа	19
Эфф. Вязкость, сПз	27,5
СНС10сек/10мин, дПа	40/60
Толщина фильтрационной корки, мм	1мм

Показатель плотности измерен с помощью рычажных весов; условная вязкость – воронки Марша; pH – индикаторной бумаги; водоотдача – фильтр-пресса LPTP (API); пластическая вязкость, ДНС, эффективная вязкость и СНС – ротационного вискозиметра GREATEST (6- Speed Viscometr).

С целью улучшения реологических параметров промывочной жидкости в рецептуру раствора была введена добавка порошкового квазикристаллического модификатора. Влияние добавки на реологические параметры бурового раствора представлены в таблице 2.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Модификатор представляет собой черный порошок различной дисперсности, вплоть до наноразмерной. Модификатор порошковый квазикристаллический (МПК) предназначен для использования в композиционных материалах, полимерах, резинах, клеях и лакокрасочных системах и т.п. Механизм действия МПК основан на его способности даже в малых концентрациях значительно влиять на физико-химические характеристики бурового раствора. МПК оказывает влияние на реологические свойства: снижает вязкость раствора при низких скоростях сдвига, повышает статическое напряжение сдвига, что влияет на его текучесть и способность эффективно удалять выбуренную породу. Также МПК стабилизирует структуру бурового раствора при различных температурах и давлениях, повышает эффективность процесса бурения за счет улучшения смазывающих свойств, изменяет поверхностные свойства раствора [5].

Таблица 2 – Показания ротационного вискозиметра при добавлении модификатора Al-Cu-Fe.

Концентрация «Модификатор порошковый квазикристаллический Al-Cu-Fe», %		0	0,25	0,5	0,75	1
Показания ротационного вискозиметра GREATEST (6 - Speed Viscometr)	об/мин					
	600	55	37	43	45	46
	300	37	25	29	30	31
	200	29	20	27	26	26
	100	19	17	15	17	16
	6	6	3	4	4	4
	3	2	2	3	3	3
	СНС					
	10 с	40	57	55	55	55
	10 мин	60	55	50	50	50
Пластическая вязкость, сП		18	12	14	15	15
ДНС		19	13	15	15	16
Эффективная вязкость		27,5	18,5	21,5	22,5	23

Анализ влияния добавки на раствор показывает следующую закономерность, существенное воздействие на свойства раствора наблюдается только при концентрации 0,25%. При этом фиксируются два важных параметра, снижение вязкости раствора и уменьшение ДНС. При дальнейшем увеличении концентрации добавки наблюдается небольшое увеличение и стабилизация параметров – их значения практически не изменяются. Это указывает на то, что 0,25% является оптимальной концентрацией, после которой дополнительное введение добавки не приводит к улучшению свойств раствора. Такой эффект можно объяснить тем, что при достижении определенной концентрации активные компоненты добавки полностью адсорбируются на поверхности частиц и формируют стабильную систему, дальнейшее увеличение количества добавки не создает новых взаимодействий.

Зависимость показателя напряжения сдвига раствора от скорости сдвига при разных концентрациях МПК показана на рисунке 1. Из графика можно сделать вывод, что раствор соответствует реологической модели Гершеля – Балкли. Модель Гершеля – Балкли широко применяется в нефтегазовой отрасли. Данная модель получила название модифицированного степенного закона, поскольку представляет собой комбинацию бингамовской и степенной модели, т.е. зависимость касательного напряжения от скорости сдвига выражается степенной функцией с учетом предельного динамического напряжения сдвига, которое необходимо превысить для того, чтобы жидкость начала свое течение [3].

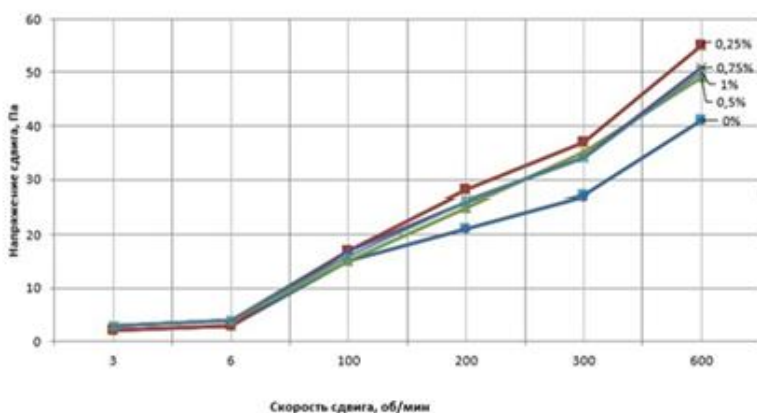


Рис.1. Зависимость показателя напряжения сдвига раствора от скорости сдвига при разных концентрациях модификатора

Таким образом, при анализе полученных в ходе исследования параметров следует, что добавка модификатора дает положительный эффект только при концентрации 0,25%. При увеличении концентрации реологические характеристики не меняются. Также в ходе эксперимента было обнаружено, что при суточном отстое и концентрации МПК более чем на 0,25%, произошла явная коагуляция раствора (рисунок 2), что негативно влияет на физико-химические свойства раствора, вследствие чего раствор становится непригодным для использования.



Рис.2. Коагуляция раствора

Для моделирования эффективности процесса очистки с применением в рецептуре промывочной жидкости добавки МПК, выбрана наклонно-направленная скважина, имеющая протяженный участок стабилизации с зенитным углом 50 градусов. На рис. 3 выделен участок стабилизации на боковой проекции планового профиля скважины.

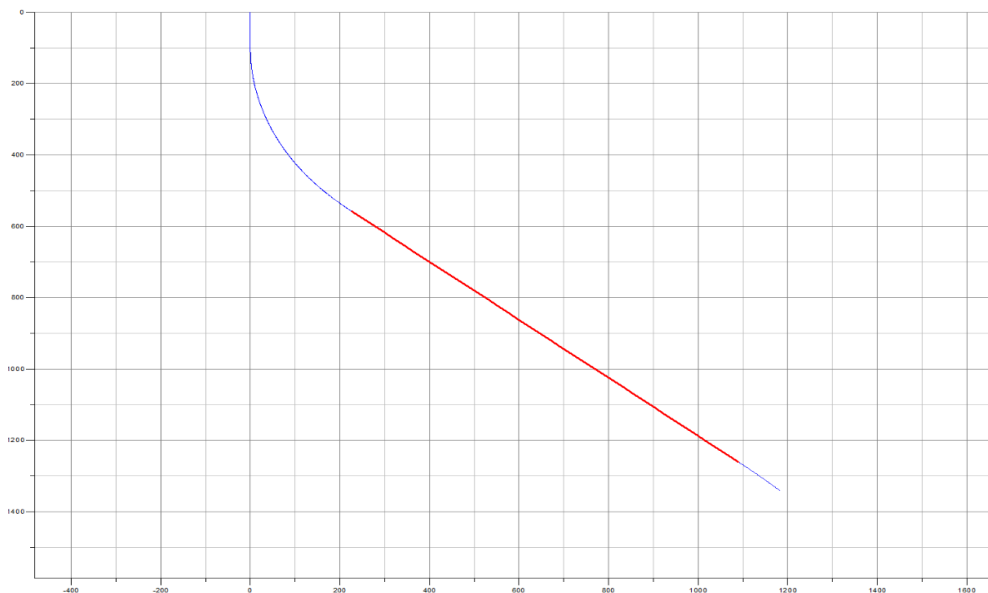


Рисунок 3. Вертикальная проекция профиля скважины

В специализированном ПО «Бурсофтпроект» проведено моделирование процесса выноса шлама с отражением соответствующих расчётов. В качестве изменяемых исходных данных выбраны две реологические составляющие бурового раствора – пластическая вязкость (ПВ) и динамическое напряжение сдвига (ДНС). Как видно из рис. 4 при использовании биополимерного бурового раствора (ББР) без добавления порошкового квазикристаллического модификатора выявлено, что при производительности насосов 14 л/сек (максимально допустимой производительности, исходя из паспортных характеристик используемого на данной скважине оборудования) наблюдается неполный вынос шлама на поверхность. Данного литража недостаточно для эффективной очистки, поскольку образуется шламовая подушка с большим процентом содержания выбуренной породы.

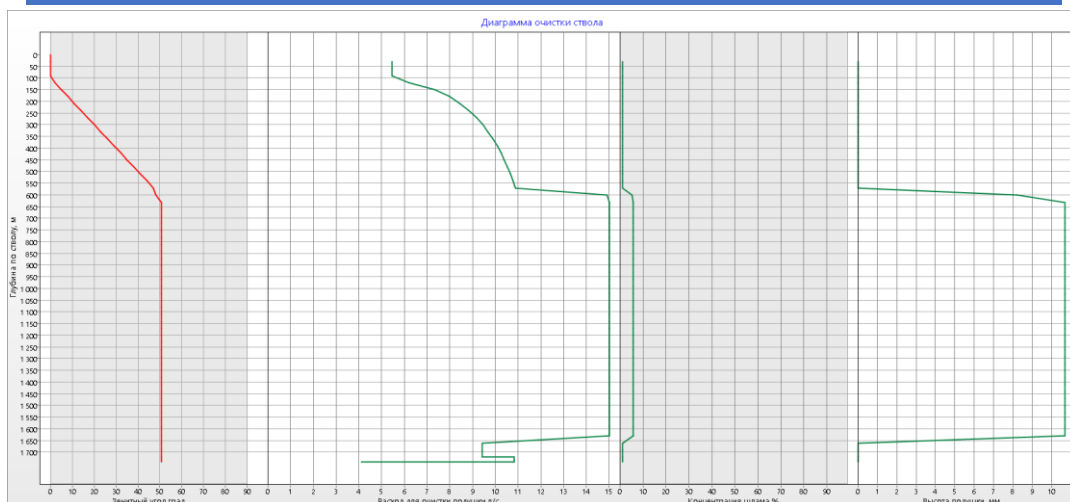


Рисунок 4. Очистка скважины при бурении с использованием ББР без модификатора

При добавлении МПК в концентрации 0, 25% при том литраже (14 л/сек), тех же механических скоростях и на той же скважине наблюдается уменьшение минимального литража для полной очистки шламовой подушки, уменьшение концентрации шлама и, соответственно, высота шламовой подушки приближается к нулю, согласно графику (рис. 5). Это подтверждает эффективную очистку скважины и целесообразность использования добавки.

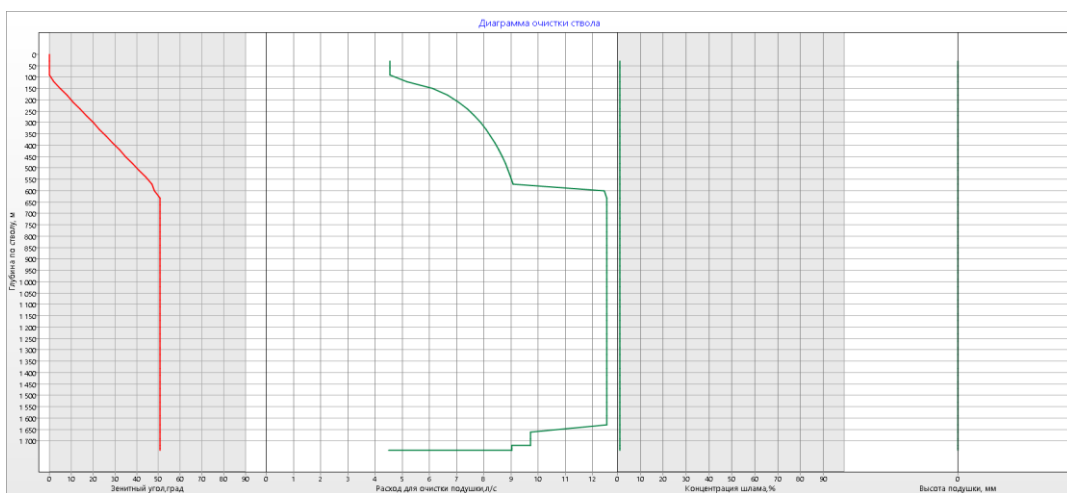


Рисунок 5. Очистка скважины при бурении с использованием ББР с добавлением модификатора Al-Cu-Fe (0,25%)

Эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП) также играет важную роль в качественной очистке и бурении скважины. Забойное давление при использовании бурового раствора без добавления модификатора значительно выше, чем при добавлении МПК, согласно графикам на рисунках 6 и 7.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

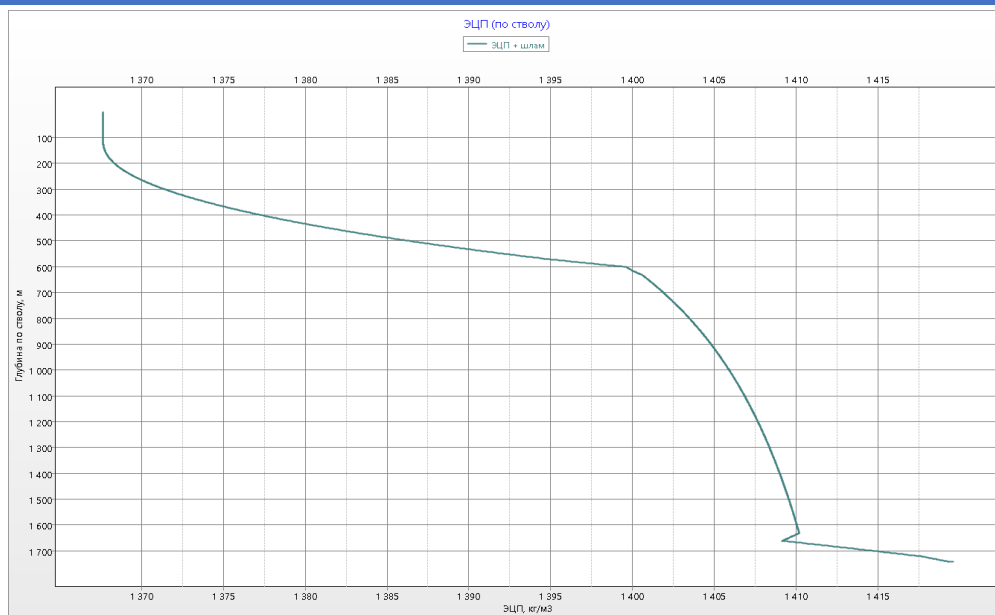


Рисунок 6. Эквивалентная циркуляционная плотность ББР без добавления модификатора

Если на скважине имеется «узкое окно бурения», и градиент давления гидроразрыва меньше забойного давления, при бурении проницаемых пластов могут возникнуть осложнения в виде поглощения и последующего гидроразрыва. Использование модификатора позволят оставаться в пределах допустимых значений безопасного окна бурения, что подтверждает целесообразность использования биополимерного бурового раствора с добавлением МПК.

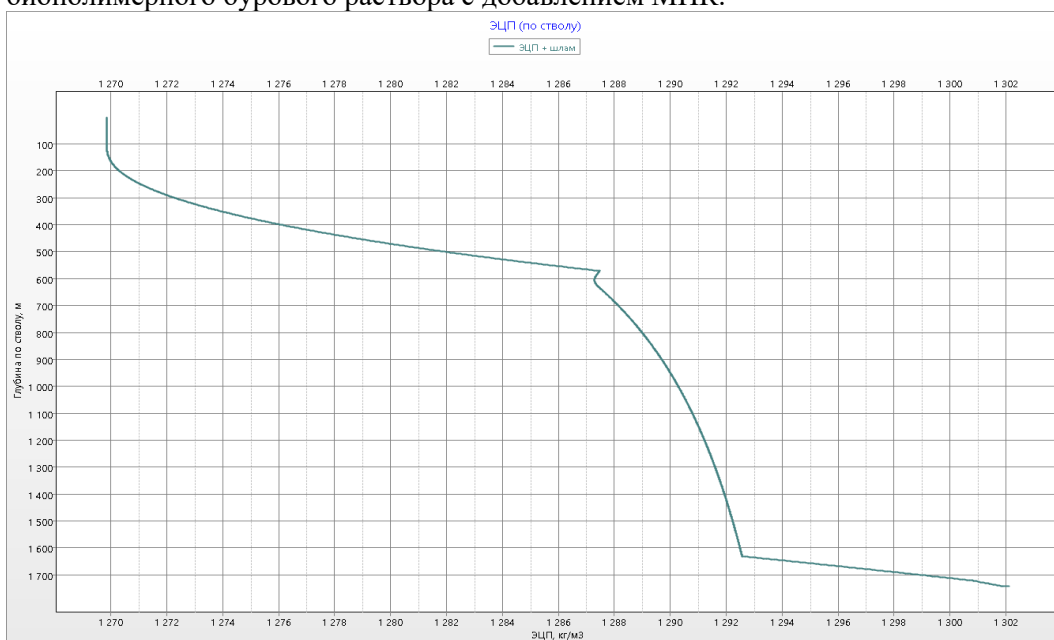


Рисунок 7 – Эквивалентная циркуляционная плотность ББР с использованием модификатора Al-Cu-Fe (0,25%)

Выводы

На основе полученных расчетов, можно сделать вывод, что добавка МПК в биополимерном буровом растворе способствует повышению качества очистки ствола скважины только при низкой концентрации, а именно 0.25%.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бруй, Л. К. Буровые и тампонажные растворы : учеб. пособие / Л. К. Бруй, Н. В. Шемлей, Т. В. Атвиновская ; М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2019. – 135 с)
2. Ермолаева Л. В. Механика буровых растворов: учеб. пособ. / Л.В. Ермолаева. - Самара; Самар. гос. техн. ун-т, 2012. - 47 с.
3. Леушева Е.Л., Алиханов Н.Т., Бровкина Н.Н. Исследование реологических свойств безбаритного бурового раствора повышенной плотности // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 976-985. DOI: 10.31897/PMI.2022.38.
4. Поварова, Л. В. Перспективы использования буровых растворов на основе биополимерных систем / Л. В. Поварова, В. С. Мунтян, А. С. Скиба // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 289-292. – EDN KDARQX.
5. [ТУ 24 45 30 005 31800065 2018 МОДИФИКАТОР ПОРОШКОВЫЙ КВАЗИ КРИСТАЛЛИЧЕСКИЙ.pdf](#)

УДК 622.24

ТЕХНОЛОГИЯ ДИАГНОСТИКИ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ ШТАНГ НА ОСНОВЕ СОВМЕСТНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЯ И ИК-ТЕРМОГРАФИИ

А.В. Селихметьев

*Научный руководитель – доцент, к.т.н. Нечаева О.А.
Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

e-mail: selihmetevandrej@gmail.com

Аннотация. В работе рассматривается использование стеклопластиковых насосных штанг(СНШ) компаниями нефтегазовой отрасли, а также проблемы, связанные с их диагностикой. В настоящее время диагностика осуществляется методом визуального осмотра, что не позволяет выявить ряд дефектов, которые влияют на производительность и ведут к дополнительным затратам на ремонт. Сделан обзор и анализ существующих методов неразрушающего контроля полимерных композиционных материалов(ПКМ) в различных отраслях(авиастроение, медицина, судостроение, станкостроение и др). Предложен к рассмотрению комбинированный подход с использованием методов ультразвукового контроля и инфракрасной термографии в совокупности с созданной базой данных, что обеспечит более точный анализ состояния СНШ.

Ключевые слова: стеклопластиковые штанги, дефектоскопия, композитные материалы, стеклопластик.

В нефтегазовой отрасли значительное число скважин оборудованы установками штанговых глубинных насосов (УШГН). По данным на 1 января 2022, их количество в России превышает более 40 тысяч. Однако эксплуатация такого оборудования осложняется воздействием агрессивных факторов, включающих коррозионную активность пластовой жидкости, налипанием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и др. [1]. На данный момент продолжают разрабатываться технологии для повышения эффективности работы установок.

Одной из таких технологий является стеклопластиковая насосная штанга, которые обладают рядом преимуществ перед стальными аналогами.

Ключевая проблема использования СНШ заключается в сложности их диагностики. На сегодняшний день компании проводят диагностику методами визуального-измерительного контроля, что не обеспечивает обнаружение всех возможных внутренних дефектов.

Цель работы: анализ существующих способов неразрушающего контроля полимерно-композитных материалов и выборе наиболее эффективного метода дефектоскопии применимого для СНШ

Задачи данной работы заключаются в сравнении существующих методов дефектоскопии ПКМ, рассмотрение возможной адаптации методов для СНШ, а также разработка и создание алгоритма интеграции метода диагностики штанг.

На сегодняшний день СНШ изготавливаются многими предприятиями. В рамках работы рассмотрены штанги производства «Промтехкомплект» совместно с ООО «Бийский завод стеклопластиков», которые являются заводом-изготовителем ПАО «НК «Роснефть»». Информация о данных производителях доступна в открытых источниках, что делает их удобным объектом анализа.

Преимущества СНШ:

- существенное снижение массы колонны за счет низкой плотности материала (в среднем в три раза меньше стали);

- меньшая шероховатость поверхности препятствует образованию парафиновых отложений на штангах;

- стойкость к воздействию активно-коррозионной среды. [1,5]

Все скважины оборудованные УШГН имеют междиagnostический период (МДП), по истечении которого специальная служба производит подъем всех штанг и меняет их на другие. Изделия поднятые на поверхность перевозятся в цех для дефектоскопии.

На данный момент дефекты в стальных насосных штангах большинство компаний выявляют с помощью электро-магнитной и ультра-звуковой дефектоскопии [2]. Данные методы НК стальных материалов неприменимы к ПКМ, так как подразумевают однородные акустические свойства среды(ультразвуковой контроль) и электрическую проводимость (ЭМ контроль). В связи с этим алгоритм диагностики, как говорилось ранее, проводится с помощью визуального-измерительного контроля [4].

Сравним методы неразрушающего контроля(НК) используемых для диагностики дефектов полимерно-композитных материалов: шерография – это метод контроля основанный на измерении и анализе деформаций на поверхности,

образующихся под воздействием незначительной внешней нагрузки. Поскольку эта техника фиксирует только изменения на внешней оболочке изделия, он подходит лишь для выявления поверхностных дефектов, что делает его неприменимым для диагностики СНШ.

Радиационный метод – способ контроля, использующий проникающее излучение. Его основной недостаток – это высокая стоимость оборудования и расходных материалов, что делает его использование в нефтегазовой отрасли экономически нецелесообразным.

УЗ-контроль – метод дефектоскопии основанный на регистрации отражённой от дефекта упругой волны. Наличие дефекта проявляется в снижении амплитуды ультразвуковых колебаний [6]. Данный метод требует адаптации для проведения неразрушающего контроля ПКМ, так как СНШ имеет неоднородную структуру (полимерные нити, пропитанные смолой).

ИК-термография основана на тепловом воздействии на объект и регистрации изменений тепловых полей с помощью тепловизионных систем.[6] Этот вид контроля наиболее применим для дефектоскопии СНШ.

На основе анализа литературы, принято решение, что ИК-термография в совокупности с УЗ-контролем обеспечат наиболее эффективный комплексный метод выявления возможных дефектов СНШ. Суть заключается в том, что «дефектные области» локализируются ультразвуковым методом, а характер определяется методом ИК-термографии.

Рассмотрим подробнее применение предлагаемых методов НК для СНШ.

В работе рассматривается эхо-импульсный метод, как вид УЗ-контроля, так как на его основе есть много устройств для дефектоскопии насосных штанг из стали. Это основной способ диагностики, при котором один пьезоэлектрический преобразователь (ПЭП) вводит в материал импульс продольных волн, а другой ПЭП фиксирует их отражение от противоположной поверхности изделия. Отраженные волны позволяют определить наличие и место дефекта. Одна из реализаций этого метода (определение условного места и глубины дефекта) представлена на рисунке 1.

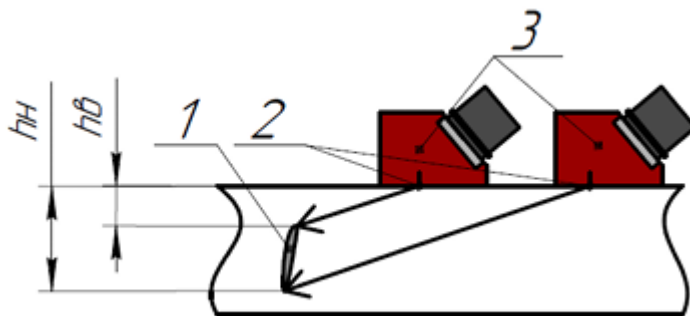


Рис.1. Принципиальная схема УЗ-контроля (эхо-импульсного метода)
1-дефект, 2-ультразвуковые волны, 3-наклонный ПЭП

Как говорилось ранее УЗ-контроль тяжело применим к ПКМ. Если провести дефектоскопию СНШ на таком приборе, то из-за неоднородности материала будет сильное искажение изначальной волны. Результат будет показывать фальш-дефекты по всей длине штанги. Но это не исключает применение данного метода. Адаптацию

УЗ-контроля для стеклопластика предлагается осуществлять с помощью следующих действий:

- 1) каждой штанге присваивается уникальный идентификационный номер (маркировка), который обеспечит прослеживаемость СНШ на всех дальнейших этапах;
- 2) проводится первичный УЗ-контроль штанг при поступлении с завода-изготовителя, результат дефектоскопии («эталонная» профилограмма) заносится в базу данных, привязываются к присвоенному номеру;
- 3) проведение УЗ-контроля после МДП, результат дефектоскопии (профилограмма «сравнения») также заносится в базу данных, привязывается к присвоенному номеру;
- 4) производится сопоставление данных «сравнения» с «эталонными» (разность амплитуд, частота сигнала и др.). Фиксируются изменения, которые могут свидетельствовать о наличии дефекта (трещины, расслоения, пустот и др.). Все замечания заносятся в базу данных.

На основе этих пунктов, можно будет сделать вывод о наличии и месте расположения дефекта.

Данная методика адаптации УЗ-контроля для СНШ не требует специального оборудования. К ней применимы большинство уже существующих дефектоскопов на основе эхо-импульсного метода НК для диагностики стальных насосных штанг. Как пример, можно использовать «Акустический дефектоскоп насосных штанг АДНШ, ТУ 4276-003-13061670-00».

ИК-термографии. в данной работе подразумевает собой вибротепловизионный метод. На рисунке 2 показана иллюстрация данного метода. Имеется стенд, на котором будет располагаться объект контроля. Штанга подвергается воздействию генератора УЗ энергии на частотах 20-40 кГц. В дефектных областях (трещины, расслоение и др.) возникает внутреннее трение, которое преобразовывает механическую энергию в тепловую и излучает ИК-волны. Саму термограмму получаем с помощью ИК-камеры. Они фиксируют зоны, где происходит большее внутреннее трение (дефектные области), соответственно большая температура (рис.3).

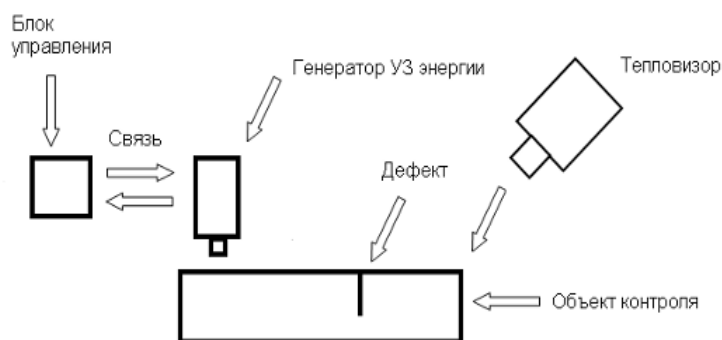


Рис. 2. Принципиальная схема ИК-термографии СНШ

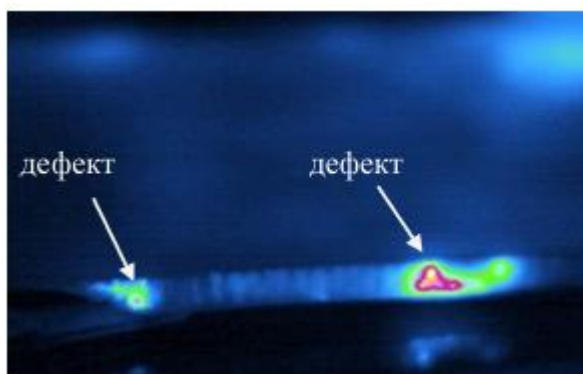
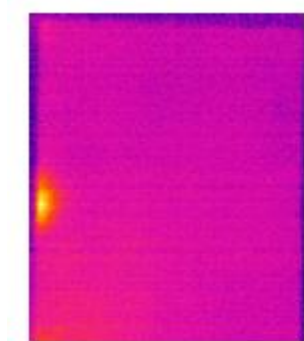


Рис. 3. Пример термограммы с помощью метода ИК-термографии

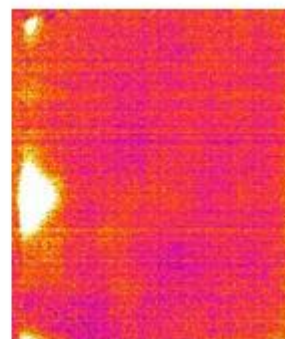
С целью увеличения точности дефектоскопии СНШ, ИК-термографию следует проводить также в два этапа: до и после МДП. По сопоставлению термограмм («эталонная» и «сравнительная») определяем тип и характер дефекта, за счёт достаточного чёткого изображения дефекта. Оформляем отчёт о предполагаемом дефекте и заносим в базу данных

Аппаратура, необходимая для исследований ИК-термографии: установка для импульсной УЗ-стимуляции, стенд ИК-термографии, ИК-камера. Генератор УЗ-энергии и стенд, отвечающий нужным требованиям (частотой 20-40 кГц и конструктивными особенностями) могут быть изготовлены проектными лабораториями по разработанному техническому заданию. Для получения термограмм ИК-термографии СНШ могут быть использованы различные тепловизионные системы, которые обеспечат: пространственное разрешение 320x240 и выше, температурная чувствительность от 0,1 °С, частота съемки 30-60 Гц. Примером таких тепловизоров высокого уровня, удовлетворяющие заданным техническим характеристикам, являются ThermaCAM P65, NEC Avio TH-9100 и др.

Важно отметить, что возможно применение компьютерной обработки для ИК-термографии СНШ с целью увеличения видимости дефектов и «глубинности» дефектоскопии: главная статистическая компонента (МАГК) (Рис.4) или фазограммы (Фурье-анализ) (Рис.5) [3].

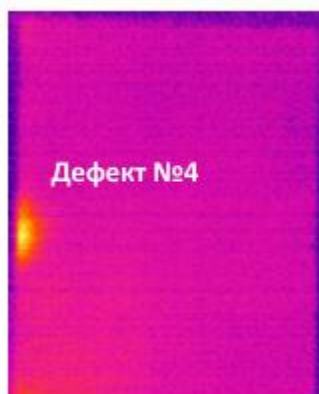


а) исходная термограмма

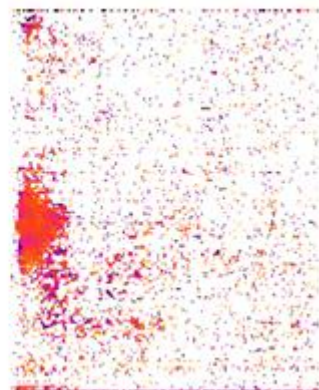


б) главная статистическая компонента

Рис.4. Пример термограммы до и после компьютерной обработки (главная статистическая компонента)



а) исходная термограмма



б) фазограмма

Рис.5. Пример термограммы до и после компьютерной обработки (фазограмма)

После проведения дефектоскопии двумя методами, принимается решение об отбраковке СНШ в виде составления окончательного отчёта на основе анализа отдельных замечаний и отчётов по результатам проведения УЗ-контроля и ИК-термографии. Отчёт должен содержать: идентификационный номер штанги, решение об отбраковке, наличие, место расположение, характер и тип дефекта. Данный документ также заносится в БД. При применении данной технологии дефектоскопии, в будущем на основе статистического анализа базы данных, можно будет точнее принимать решение об отбраковке СНШ и увеличить междиagnostический период.

В результате проведенного исследования, разработан комплексный метод дефектоскопии СНШ, задач основанный на совместном использовании УЗ-контроля и ИК-термографии в совокупности с созданной базой данных, который уменьшит риск обрыва колонны штанг, по сравнению с используемым визуально-измерительным контролем. Предложенный подход может быть успешно внедрен в работу нефтегазовых компаний.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Апаев С.В., Федорова У.Н., Сидоров К.С., Татлыев Р.Д. ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УШГН // МЕЖДУНАРОДНЫЙ ЖУРНАЛ ГУМАНИТАРНЫХ И ЕСТЕСТВЕННЫХ НАУК. - 2023. - №12-3. - С. 34-37.
2. Бикбулатова Г.И., Думлер Е.Б. Эксплуатация скважинного штангового насосного оборудования. - 1 изд. - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2009. - 130 с.
3. Вавилов В.П., Маринетти С.. Импульсная фазовая термография и тепловая томография на базе преобразования Фурье. Дефектоскопия, 1999. № 2. С. 58-71.
4. Диагностирование технического состояния химического оборудования стеклопластика // Химическая техника URL: <https://chemtech.ru/diagnostirovanie-tehnicheskogo-sostojanija-himicheskogo-oborudovanija-iz-stekloplastika/> (дата обращения: 19.04.2025).

5. Применение стеклопластиковых насосных штанг как метод снижения удельных затрат на добычу нефти // Инженерная практика URL: <https://glavteh.ru/применение-стеклопластиковых-насосн/> (дата обращения: 18.04.2025).
6. Хорев В.С. Ультразвуковая инфракрасная термография полимерных композиционных материалов: дис. канд. тех. наук: 05.11.13. - Томск, 2013. - 119 с.

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЯЕМОГО БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБВАЛООБРАЗОВАНИЙ НА СОВЕТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.А. Блинов

Научный руководитель – С.Н. Парфенова, доцент, к.х.н.

Самарский государственный технический университет¹

г. Самара, Россия

e-mail: Alexandr.blinov01@mail.ru

Аннотация. Данное исследование нацелено на изучение реагентов буровых растворов, способствующие минимизации рисков связанных с интервалами обвалообразования. В статье обзорно описываются наиболее часто используемые добавки для буровых растворов, рассматриваются их аналоги, произведен анализ интервалов осложнений на скважине А, Советского месторождения

Ключевые слова: буровые растворы, реагенты, обвалы, осыпи, ингибирование глин.

Бурение скважин – это сложный технологический процесс, во время которого требуется постоянно следить за операциями, производимыми в реальном времени. Именно наблюдение и контроль за бурением скважин позволяют минимизировать риски возникновения потерь от таких осложнений, как поглощение бурового раствора, газодонефтепроявление, а также осыпи и обвалы.[1]

Проблема обвалообразований на скважине является одной из наиболее встречаемых во время бурения. По данной причине подробно разберемся в определении встречаемого осложнения, оценим влияние бурового раствора на процесс обвалообразования, рассмотрим и сравним существующие методы предотвращения обвалообразования

Обвал стенок скважины наблюдается, как правило, в неустойчивых породах, таких как глина и аргиллиты, а также в несцементированных породах. Нередко обвалы стенок скважины приводят к образованию каверн и уступов, что вынуждает проводить дополнительную проработку ранее пробуренных участков. В отличие от осыпей, протекающих медленно, обвалы случаются достаточно быстро и захватывают гораздо больше материала горной породы.

Со временем обвалы приводят к образованию каверн на стенках скважины. В ходе бурения неустойчивые породы могут вываливаться на стенках скважины из-за набухания и трения, создавая каверны, диаметр которых может достигать 2-3 диаметров ствола, а глубина — нескольких десятков и даже сотен метров. [2]

При интенсивном образовании каверн, обусловленным обвалами и осыпями, за счет уменьшения скорости восходящего потока и его подъемной силы, существенно затрудняется вынос шлама на устье. Возрастает аварийность по отношению к бурильным трубам, что ведет к уменьшению значения осевой нагрузки, и соответственно падению механической скорости бурения.[3]

Известно, что наиболее серьезные осложнения происходят на больших глубинах, где неустойчивость глин проявляется в постоянном выносе твердых остроугольных обломков породы при циркуляции глинистого раствора.

Целесообразно применять в таких случаях ингибированные буровые растворы, жидкости на углеводородной основе или минерализованные растворы, которые не вызывают уменьшения прочности пород.

Также при разбуривании геологически осложненных районов наиболее эффективным средством для предупреждения обвалов следует считать применение утяжеленных глинистых растворов с минимально возможными значениями вязкости, статического напряжения сдвига и водоотдачи.[5]

Существуют группы реагентов, применяемые для получения параметров бурового раствора, которые требуются для беспрепятственного бурения скважин. Следует перечислить несколько из уже существующих.

1) Реагенты стабилизаторы:

- КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза;
- КССБ – конденсированная сульфит-спиртовая барда;
- Крахмальные реагенты – технический крахмал, модифицированный крахмал;
- ПФЛХ – полифенольный лесохимический реагент;
- ГИПАН – гидролизированный полиакрилонитрил;
- ГПАА – гидролизированный полиакриломид, нитролигнин;
- НТФ – нитрилтриметиленфосфоновая кислота.

2) Реагенты структурообразователи:

- NaCl – поваренная соль (галит);
- $\text{Na}_2(\text{SiO}_3)$ – жидкое стекло;
- $\text{Ca}(\text{OH})_2$ – гашеная известь.

3) Реагенты специального назначения:

- Реагенты, связывающие ионы кальция – Na_2CO_3 кальцинированная сода, ТПФН – триполифосфат натрия, ГМФН – гексаметопфосфатнатрия;
- Регулятор щелочности: NaOH, KOH, Na_2CO_3 , $\text{Ca}(\text{OH})_2$, ТПФН, ГМФН;
- Реагенты пеногасители: soapstock, пента-465, MAC-200, Т-66, Т-80, Т-92, Т-94;[6]

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Опираясь на изученные реагенты, применяемые для изменения параметров бурового раствора, рассмотрим свойства промывочной жидкости на скважине А Советского месторождения.

Реологические параметры промывочной жидкости указаны в таблице 1

Таблица 1 – Реологические параметры промывочной жидкости

Интервал / Параметр	0-30м	30-700м	1400-2160м	2160-2985м	2985-3105м
Плотность кг/м ³	1100	1050	1160	1120	1250
Условная вязкость сек	50-65	65-105	30-45	30-45	30-45
Водоотдача см ³ /30мин	<12	5-6	<4	<4	<4
Водородный показатель	8-9	9-11	10-11.5	10-11.5	10-11.5
СНС	8-15/20-30	8-15/20-30	5-13/8-20	5-13/8-20	5-13/8-20
ДНС	100-140	100-140	80-120	90-120	90-130

В таблице 2 указаны компоненты, применяемые при приготовлении промывочной жидкости

Таблица 2 – компоненты промывочной жидкости

Интервал	Компоненты
0-30м	Бентонит Na ₂ CO ₃ Графит
30-700м	Бентонит Na ₂ CO ₃ Графит NaOH КМЦ-500 Лубриол
1400-2160м	Бентонит NaOH Известь Гипс ПАЦ НВ ПАЦ ВВ КССБ-2М ФХЛС Лубриол Пента-465 Бактерицид Мрамор молотый Диоксид марганца Гипан
2160-2985м	
2985-3105м	

0-30 м:

Интервал сложен суглинками – рыхлыми, плохосцементированными породами, склонным к обвалам.

На интервале наблюдается обвалообразование на интервале 0-30м

30-700м:

В интервале, в большой мере, присутствуют суглинки, глины, алевролиты, песчаники, которые являются склонными к осыпям и обвалам породами.

На интервале наблюдается обвалообразование на интервале 30-175м

1400-2160м:

Интервал сложен доломитами и известняками, но также имеет пропластки глин и песчаников.

Обвалы наблюдаются на интервалах: 1506-1589м, 1917-1947м.

2160-2985м:

Интервал сложен известняками, доломитами, глинами, алевролитами и песчаниками.

Обвалы наблюдаются на интервале 2170-2249м

2985-3105м:

Интервал сложен известняками и доломитами, а также имеет мощные пропластки глин, алевроитов и песчаников.

Обвалы наблюдаются на интервале 3012-3105м

Применяемые реагенты

КМЦ - растворимое в воде высокомолекулярное соединение (полимер), получаемое из целлюлозы при обработке ее едким натром и монохлоруксусным натрием. Химический состав КМЦ описывается общей формулой $(C_6H_7O_2(OH)_3-x(OCH_2COONa)_x)$

Полианионная целлюлоза ПАЦ НВ – используются для регулирования фильтрации безглинистых растворов и растворов с низким содержанием твердой фазы. Эффективен как стабилизирующий реагент в любых типах буровых растворах на водной основе. Свойства и область применения. Свойства ПАЦ НВ обеспечивает стабилизацию стенок скважины при бурении в глинистых сланцах и способствует снижению твердой фазы в буровом растворе.[7]

Диаммонийфосфат - водорастворимая соль, образующаяся при взаимодействии аммиака и фосфорной кислоты, формула $(NH_4)_2HPO_4$. Получают путем нейтрализации ортофосфорной кислоты аммиаком.[8]

В качестве альтернативы обычному графиту можно использовать более эффективный графен, который получают из природного кристаллического графита. Данная добавка позволяет в два раза уменьшить коэффициент трения, уменьшить износ деталей и увеличить допускаемые критические нагрузки.

Стоит отметить, что эффективность графена была доказана компанией Mi Swaco, в сотрудничестве с компанией “SaudiAramco” еще в 2015 году. При бурении скважины на месторождении Абкайк, Саудовская Аравия, были использованы растворы с применением графена. Растворы показали свою эффективность и компания Mi Swaco получила патент на рецептуру.

На интервалах 0-30м, 1506-1589м, 2170-2249м 3012-3105м имеются мощные пропластки глин, аргилитов и суглинков, которые склонны к набуханию и обвалам. Данынные интервалы предлагается бурить с применением компонента Игидол Б, комании “Химпром”.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, в результате проведенной работы были рассмотрены интервалы промывки скважины, описаны реологические параметры, а также компоненты, применяемые при приготовлении растворов. Представлены альтернативные реагенты-добавки, позволяющие осуществить успешную борьбу с обвалами при бурении. Применяемые добавки не являются дефицитными, что является положительным фактором в ценообразовании.

Применение описываемых ранее реагентов позволяет сохранить баланс между стоимостью материалов, требуемых для приготовления оптимального бурового раствора, и стоимостью покупки химических добавок.

Помимо этого, эффективность применяемых добавок была не однократно доказана компаниями, специализирующимися на приготовлении буровых растворов, что позволяет использовать реагенты, опираясь на опыт приготовления бурового раствора и борьбы с обвалами в процессе бурения скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие /Л.Н.Долгих; Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 2007.
2. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.В. Бурение скважин в мерзлых породах. - М.: Недра, 1983. 286 с.
3. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. - Оренбург, 2005. - 663 с. - ISBN 5-88788-128-3.
4. Ермолаева Л.В. Буровые промывочные жидкости: учеб. Пособие. - Самара: Самара. гос. техн. ун-т, 2019. - 50 с.
5. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ. Пособие: В 6 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. Т.3. - с.70-134.
6. В.М. Мильштейн, М. 607 Цементирование буровых скважин. Краснодар, 2003. 375 с
7. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин: учеб. Пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки магистратуры «Нефтегазовое дело» / С.В. Каменских [и др.]. Ухта: УГТУ, 2014. 231 с.

8. Инновационные промывочные жидкости при бурении: особенности и применение / Ивчиков А.Н. / Журнал "Нефтегазовое дело", 2015.
9. Влияние свойств буровых растворов на стабильность буровых скважин / Петрова Е.С. / Научно-технический вестник, 2018.
10. Бурение и защита скважин: выбор промывочных жидкостей / Сидоров В.П. / Издательство "ГеоТЕК", 2016.
11. Технологические аспекты бурения с использованием современных промывочных жидкостей / Кузнецов Л.А. / Нефтяной вестник, 2017.

СОЛЕСТОЙКИЕ БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

С.Н. Парфенова¹, Н.Д. Иванов²

*1 – к.х.н., доцент кафедры БНГС, 2 – магистрант кафедры БНГС
Самарский государственный технический университет*

г. Самара, Россия

email: niksayder@yandex.ru.

Аннотация. В статье рассматриваются свойства, классификация и применение солестойких буровых растворов при бурении скважин через соленосные отложения. Приведены основные типы буровых систем, их состав и особенности работы в условиях высокой минерализации и температур. Отдельное внимание уделено практическим аспектам эксплуатации растворов и методам предотвращения осложнений, связанных с кристаллизацией солей и изменением реологических свойств. Сделан вывод о перспективных направлениях развития технологий солестойких буровых растворов для эффективного бурения в сложных геологических условиях.

Ключевые слова: бурение, солестойкий буровой раствор, соленосные отложения, кристаллизация, реология, стабилизация скважины.

Бурение скважин в зонах соленосных отложений представляет собой одну из наиболее сложных инженерных задач в нефтегазовой отрасли. Солевые пласты, в частности галит, бишофит, сильвин и карналлит, обладают высокой растворимостью и пластичностью, что создает риски деформации ствола скважины, кавернообразования и осложнений при цементировании.

В этих условиях традиционные буровые растворы оказываются неэффективными, что обуславливает необходимость использования специальных солестойких буровых систем.

Солестойкие буровые растворы — это технологические композиции, устойчивые к действию ионов солей при повышенных температурах и давлениях. Они должны сохранять стабильность реологических и фильтрационных параметров при высокой минерализации, а также предотвращать растворение солевых пластов.

Разработки в этой области включают как водные, так и безводные системы, в том числе:

а) насыщенные солевые растворы (на основе NaCl, KCl, MgCl₂) — стабилизируют солевой пласт, предотвращая его дальнейшее растворение;

б) полимерные и биополимерные системы — включают крахмал, КМЦ, декстрин, гипан и другие добавки, обеспечивающие низкую фильтрацию и устойчивость к солевому агрессивному воздействию;

в) инвертные эмульсии — растворы на углеводородной основе, в которых солевая фаза является диспергированной, обеспечивают отличную изоляцию стенок скважины от контакта с водой, тем самым предотвращая разрушение пород;

г) газообразные буровые среды (воздух, азот) — используются при бурении солей с продувкой и позволяют минимизировать контакт с жидкой фазой.

Современные рецептуры буровых растворов учитывают термодинамические и кинетические аспекты растворимости солей, а также механизмы кристаллизации вблизи стенок скважины. Например, при охлаждении бурового раствора, насыщенного NaCl, в затрубном пространстве может происходить отложение кристаллов, что ведет к закупорке кольцевого пространства и прихвату инструмента. Для минимизации этих рисков важна поддержка солевого равновесия с учетом температурного градиента по длине скважины.

Основные трудности, возникающие при проводке скважин в солевых отложениях, вызваны тем, что при промывке скважин буровые растворы на водной основе насыщаются солями, которые вызывают интенсивную коагуляцию глинистых частиц, кавернообразование на стенках скважины, обвалы глинистых пропластков, пластическое течение пластовой соли. Агрессивное действие солей на буровой раствор возрастает с повышением забойных температур. Перепад температур на различных глубинах циркуляции бурового раствора обуславливает недонасыщенность растворов на забое и пересыщение их по мере снижения температуры в столбе скважины [1].

В верхних интервалах скважин пересыщение растворов сопровождается выкристаллизацией солей, отлагающихся на стенках скважины и бурильном инструменте, сужающих затрубное пространство ствола и часто приводящих к прихвату бурильного инструмента.

В процессе циркуляции в скважине от забоя к устью буровой раствор постепенно охлаждается в результате отдачи тепла вышележащим горным породам, бурильному инструменту. При охлаждении насыщенных растворов кристаллические зародыши выделяются только при достижении пересыщения раствора солью. При этом в насыщенном солью растворе молекулы (ионы) непрерывно объединяются в большие группы; эти группы кинетически неустойчивы и быстро распадаются, если их растворимость оказывается выше концентрации электролита в растворе [2].

Кристаллизация солей в буровом растворе, кроме охлаждения и насыщения раствора солью, вызвана также наличием в нем твердой фазы (выбуренных частиц горной породы, глины и т. д.), на поверхности которой адсорбируется электролит. В результате этого происходит повышенная местная концентрация электролита вплоть до пересыщения, что вызывает кристаллизацию соли. По этой причине в растворах с высоким содержанием твердой фазы кристаллизация солей будет наибольшей.

Для сохранения в буровом растворе солевого равновесия наиболее перспективны растворы с малым содержанием твердой фазы или безглинистые системы (полимерные растворы, инвертные эмульсии) [3].

Солестойкие растворы находят применение на всех этапах бурения через соленосные отложения.

На практике они особенно эффективны:

- а) при проходке мощных галитовых пластов, где необходима стабилизация стенок и предотвращение пластического течения соли;
- б) в интервалах с высоким геотермическим градиентом, где повышается агрессивность минеральных солей к буровому раствору;
- в) при бурении в многокомпонентных солевых средах (NaCl , KCl , MgCl_2), где требуется комплексное солевое насыщение и устойчивость к многосолевым системам [4].

В условиях высоких температур (свыше 100°C) возрастает интенсивность взаимодействия бурового раствора с хемогенными отложениями. Это требует применения реагентов, способных сохранять структуру раствора при длительном воздействии тепла. Например, модифицированные крахмалы и синтетические полимеры демонстрируют высокую эффективность в таких условиях.

Растворимость солей зависит от состава бурового раствора. В зависимости от солевого равновесия в системе растворимость снижается введением в насыщенный раствор более растворимой соли. Такая же закономерность наблюдается и при многокомпонентных системах электролитов в растворе.

Для полного прекращения растворимости, например NaCl и KCl , необходимо ввести в раствор 36% MgCl_2 , что составляет около 70% в пересчете на кристаллогидрат этой соли.

Растворимость солей прекращается в инертных средах - растворах на углеводородной основе, инвертных эмульсиях, при вскрытии солей газообразными агентами (воздух, азот и т. д.).

Стенки скважины, смоченные углеводородным компонентом (нефтью, смадом, дизельным топливом), в какой-то мере экранируются от возможных центров кристаллизации на них солей из раствора, поэтому в эмульсионных растворах редко образуются солевые наросты.

Снижение растворимости солей в средах буровых растворов имеет весьма важное значение, поскольку в ряде районов бурения интенсивное кавернообразование является причиной осложнений, поломок бурильного инструмента, смятия обсадных колонн, трудностей цементирования [3].

Основные осложнения при работе с солестойкими растворами включают:

- а) кристаллизация солей при охлаждении раствора в затрубном пространстве;
- б) сенсбилизация - расслоение раствора при длительной циркуляции;
- в) рост фильтрации в результате нарушения коллоидной стабильности.

Для борьбы с этими явлениями используются:

- добавление эмульгаторов и стабилизаторов (нефть, дизель, ПАВ);
- использование ультразвуковой дисперсии компонентов;
- повышение содержания КМЦ, крахмала, декстрана до 4–6%;
- регулирование содержания твердой фазы с помощью центрифуг и глинорезов [5].

Стоит отметить, что из многих реагентов, применяемых для стабилизации минерализованных буровых растворов, крахмал является наиболее универсальным. Он эффективен как реагент-стабилизатор и понизитель водоотдачи при малой и высокой минерализации водной фазы буровых растворов и дает лучшие результаты по сравнению с другими полимерными реагентами.

Крахмал – гидрофил [6]. В холодной воде он адсорбирует от 25 до 35% воды, но при этом не набухает. При нагревании его в водной среде до 60°C Цельсия поглощается до 300% воды и более и образуется вязкий раствор (клейстер),

обладающий коллоидными свойствами. Для получения крахмального клейстера в холодной воде к водному раствору необходимо добавить щелочь.

Кроме крахмальных реагентов, для обработки минерализованных растворов используют КССБ, декстран и декстрин, КМЦ-500, 600, гипан, метас, окзил и другие реагенты, каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки при обработке ими минера-лизованных систем буровых растворов [7].

В практике эксплуатации соленасыщенных буровых растворов иногда наблюдается сенсбилизация - разделение фаз и компонентов системы. Для предупреждения сенсбилизации соленасыщенные буровые растворы эмульгируют нефтью, создавая дополнительно эмульсионно-суспензионную структуру, диспергируют ультра-звуком, обрабатывают защитными реагентами, повышая до 4-6% содержание КМЦ, крахмала, декстрана [8].

Опыт бурения в отложениях, сложенных каменной солью, показал, что нет необходимости проводить глубокую стабилизацию соленасыщенного бурового раствора защитными реагентами, снижая его водоотдачу до 5-8 мл. Водоотдача бурового раствора в этом случае не играет определяющего значения. Для того чтобы сохранить устойчивым ствол скважины и предупредить образование каверны, необходимо в системе раствора поддерживать солевое равновесие, заключающееся в насыщении его солью, с учетом поправки на растворимость солей при забойной температуре [9].

Наибольшая прочность глин достигается при содержании в растворе 10-15% гидроокиси бария, однако при этом затрудняется регулирование свойств бурового раствора и происходит интенсивное стабилизированное разжижение. Бариевые растворы не нашли широкого применения в технологии промывки скважин вследствие дефицитности гидроокиси бария и сложности регулирования структурно-механических свойств таких растворов [10].

Таким образом, солестойкие буровые растворы являются важнейшим элементом технологии бурения в условиях соленосных отложений. Их правильный выбор позволяет минимизировать геотехнические риски, сохранить устойчивость ствола скважины и обеспечить безопасное бурение в сложных геологических условиях. Разработка и применение таких растворов требует учета множества факторов - от состава солей до температурных условий на забое. Перспективными остаются решения на основе инвертных эмульсий и полимерных систем, а также интеграция современных методов мониторинга и управления параметрами раствора в реальном времени.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Баранов В.С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложненных условиях. – М. : Гостоптехиздат, 1995. – С. 15–23.
2. Аминов А.Р., Кадыров Ю.Т., Мадазов А.А. Осложнение при креплении соленосных отложений на разведочных площадях Узбекистана / ВНИИОЭНГ. - 1990. – Вып. № 2. – С. 17–20.
3. Бедчер А.З., Левик Н.П. Влияние залежей рапы в соляных отложениях на проводку глубоких скважин. РНТС / ВНИИОЭНГ // Сер. «Бурение», вып. 2. – М., 1973.
4. Справочник инженера-нефтяника. Том II. Инжиниринг бурения / Лари Лейк, Роберт Митчелл. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2014. -

1064 с

5. Пеньков А. И., Пенжоян А. А., Кошелев В. Н. Способ оценки ингибирующих свойств буровых растворов. А.С. № 1222670 А. Бюл. № 31, 1986.
6. Методическое руководство по выбору типа бурового раствора. РД 39-2-772-82. - М.: Миннефтепром, ВНИИКРнефть. 1982. - 36 с.
7. Бабаян Э. В. Буровые технологии. - 2-е изд., доп. - Краснодар: Совет. Кубань, 2009. - 896 с.
8. Гуцин В.А., Андреев А.Г. Буровые растворы. Теория и практика. — М.: Недра, 2021. — 432 с.
9. Каштанов А.Н., Тимофеев В.И. Соленосные отложения и их влияние на процесс бурения. — М.: ВНИИГАЗ, 2019. — 289 с.
10. Петров К.С. Бурение скважин в сложных горно-геологических условиях. — М.: Недра-Бизнесцентр, 2020. — 376 с.

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

УДК 622.276

**ФОРМИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА АЗ ВЕРЕЙСКОГО
ГОРИЗОНТА РОДИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ОБОБЩЕНИЕ
ПЕРВИЧНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ГС С
МГРП, ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ**

А.В. Фалькович, С.А. Булгаков, А.М. Зиновьев

*ООО «СамараНИПИнефть», ФГБОУ ВО «СамГТУ»
город Самара, Россия, E-mail: FalkovichAV@samnipi.rosneft.ru*

Аннотация. В настоящей статье дана краткая характеристика объекта АЗ верейского горизонта Родинского месторождения, текущей системы разработки пласта, нуждающейся в оптимизации в связи со сложными геологическими условиями - пласт неоднороден по площади и разрезу, имеет сложное геологическое строение и недостаточный объем компенсации. В качестве решения для повышения эффективности реализуемой системы разработки и вовлечения максимально возможных извлекаемых запасов пласта АЗ была предложена технология бурения горизонтальных скважин с МГРП, позволяющая увеличить продуктивность и площадь дренирования. В статье приводится обобщение первичных результатов внедрения данной технологии, планы по дальнейшему тиражированию.

Ключевые слова: Месторождение, объект, залежь, неоднородность, система разработки.

Пласт АЗ верейского горизонта на Родинском месторождении является на текущий момент одним из драйверов добычи месторождения.

Объект представлен песчаниками сложного кварцево – полевошпатового состава, характеризующимися повышенной радиоактивностью. Покрышкой служат аргиллиты, глинистые алевролиты верейского горизонта и плотные известняки каширского горизонта [1].

На Родинском месторождении к продуктивному пласту АЗ приурочена одна залежь нефти – Залежь 1, объединяющая Северный, Южный, Рябиновский, Варманьский, Ново-Родинский и Скоковский купола. Залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная, коллектор терригенный.

Залежь имеет сложное геологическое строение - практически по всей границе залежи пласт литологически экранирован и не имеет связи с законтурной водонапорной областью. Литологическая неоднородность выделяется как по площади, так и по разрезу. На восточной и юго-восточной частях площади, а также в сводовой части поднятия песчаники замещены плотными алевролитами и глинами. Обширная зона отсутствия коллекторов охватывает залежь почти со всех сторон.

Исторически бурение и переводы скважин на объект АЗ осуществлялись локально – в южной части, а также в области Рябиновского и Варманьского куполов. Таким образом, дренирование запасов осуществлялось неравномерно [2].

Необходимо дальнейшее формирование системы разработки объекта. Для обеспечения полноты выработки запасов и охвата площади фондом скважин, повышения эффективности реализуемой системы разработки, необходимо вовлечение неохваченных разработкой зон бурением скважин.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В связи с высокой неоднородностью разреза для повышения эффективности добычи и вовлечения плохо связанных пропластков коллектора, было рекомендовано формирование оптимальной системы разработки с бурением скважин с горизонтальным окончанием на перспективных участках залежей пласта АЗ и проведением МГРП [3].

Для применения технологии бурения ГС с МГРП залежь должна удовлетворять допустимым критериям применимости. Проведен анализ геологии, физико-химических свойств объекта АЗ, дана оценка соответствия критериев необходимым данным (Таблица 1).

Таблица 1

Соответствие геологических критериев применимости допустимым значениям для технологии ГС с МГРП залежи пл.АЗ Родинского месторождения

Критерий	Допустимые показатели применимости технологии	Фактические показатели применимости технологии
Отсутствие подстекающей воды	да/нет	да
Расстояние до ВНК, м	>10	ЧНЗ
Удельные извлекаемые запасы на скважину, тыс.т	>60	70
Текущее пластовое давление от начального, %	≥70	70
Расстояние до ФНВ более, м	>300	400
Вязкость нефти, сП	<50	10,6
Расчлененность пласта, д.ед.	>1	2,48
Неоднородность пласта по простиранию	да/нет	да
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	>2	4,2
Структурные риски	да/нет	нет
Толщина и выдержанность литологических экранов, отделяющих продуктивный пласт от газо- или водонасыщенных коллекторов, м	>4-6	ЧНЗ
Песчанность, д.ед.	>0,6	0,64
Проницаемость, мкм2	<0,03	0,02
Выработанность извлекаемых запасов, %	30-50%	38%

Дополнительно проводится оценка соответствия технологии экономическим и технологическим допустимым критериям (минимальный проходной запускной прирост дебита нефти в соответствии с уровнем бизнес-плана, техническое состояние эксплуатационной колонны, допустимая интенсивность набора/сброса зенитного/азимутального угла, отсутствие заколонных перетоков и др.) [4].

По результату проведенной оценки установлено, что все фактические показатели залежи объекта АЗ полностью соответствуют допустимым значениям применимости технологии ГС с МГРП.

В 2023 году с применением данной технологии было реализовано 11 ГТМ. Из них 8 скважин показали успешный результат, по 3 скважинам не достигли целевых показателей. Основные причины – технологические.

Средняя эффективность выбранной технологии по успешным кандидатам составила 107%. Суммарный полученный прирост дебита нефти оценен в 477 т/сут. (Таблица 2).

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 2

Результаты применения технологии ГС с МГРП на объекте А3
Родинского месторождения за 2023 год

№ п/п	Скв. №	Вид ГТМ	Планируемый режим работы			Запускные параметры после ГТМ			Прирост дебита нефти	Эффективность	Причина неуспешности (класс)
			Qн	Qж	%	Qн	Qж	%			
1	X1	ВНС	65	84	10	65,8	95	20	66	101	успешно
2	X2	ВНС	64	78	5	66,1	84	9	66	103	успешно
3	X3	ВНС	56	72	10	59,6	91	24	60	106	успешно
4	X4	ВНС	52	69	13	52,3	68	11	52	101	успешно
5	X5	ВНС	52	75	20	62,0	95	25	62	120	успешно
6	X6	ВНС	62	80	10	65,3	83	9	65	105	успешно
7	X7	ВНС	30	39	10	35,3	68	40	35	116	успешно
8	X8	ЗБС	18	26	20	18,0	23	10	18	100	успешно
8	успешных ГТМ								425	107	
9	X9	ВНС	31	38	5	15,4	19	6	15	49	Не определено (Рпл + S + kh)
10	X10	ВНС	68	83	5	31,4	44	18	31	46	Техсостояние
11	X11	ГРП	40	55	15	28,1	40	19	6	32	Технология
3	не успешных ГТМ								53	42	
11	всего ГТМ								477	т/сут	

Предложенная технология ГС с МГРП в качестве решения для повышения эффективности реализуемой системы разработки объекта А3 показала высокую результативность.

В рамках дальнейшего тиражирования технологии на период бизнес-планирования 2024+ в АО «Оренбургнефть» заложено к выполнению 27 скважин с суммарным приростом по дебиту нефти 885 т/сут.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дополнение к технологическому проекту разработки Родинского газонефтяного месторождения Оренбургской области, ООО «СамараНИПИнефть», протокол Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №8686 от 02.12.2022.
2. Технологический проект разработки Родинского газонефтяного месторождения Оренбургской области», ООО «СамараНИПИнефть», протокол Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №7048 от 29.11.2017.
3. Фалькович А.В., Булгаков С.А., Зиновьев А.М. Формирование системы разработки пласта А3 верейского горизонта Родинского месторождения. // «Ашировские чтения». СамГТУ, 2023.-С.145-146.
4. Киселев К.А. Критерии подбора скважин-кандидатов для операции многостадийного гидроразрыва пласта./ «Вестник науки».-№1 (22).-Т.2.-2020.-С.203-206.

УДК 662.276.3

АНАЛИЗ ПРОМЫШЛЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЧИСТКИ НЕФТИ ОТ
СЕРОВОДОРОДОВ И ЛЕГКИХ МЕРКАПТАНОВ ХИМИЧЕСКИМИ
МЕТОДАМИ

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

СамГТУ, Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. Авторами проведен анализ промышленных результатов очистки нефти от сероводорода и легких меркаптанов химическими методами.

Ключевые слова: очистка нефти, сероводород, меркаптаны, сероводород.

В настоящее время существует множество технологий промышленной очистки нефти от сероводорода и легких меркаптанов (рис.1.).

Однако, несмотря на бурное внедрение физических и комбинированных технологий, химические методы по – прежнему занимают лидирующие позиции.

Поэтому представляло интерес проанализировать накопленные промышленные результаты очистки нефти от сероводорода и легких меркаптанов химическими методами, особенно на территории РФ.

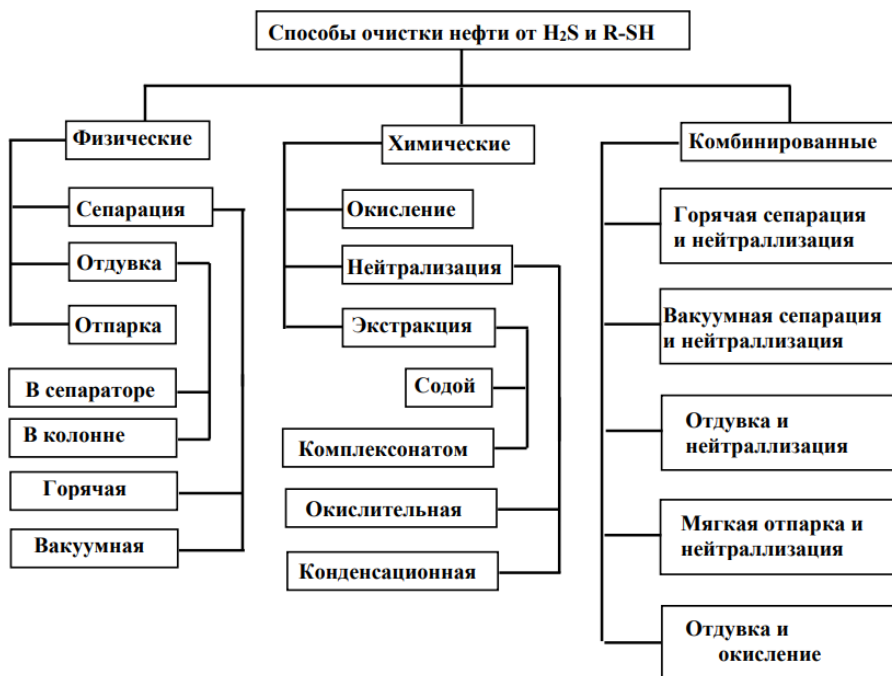


Рис.1. Блок – схема способов промышленной очистки нефти от сероводорода и легких меркаптанов

Проведенный анализ показал, что зарубежными и отечественными компаниями в последнее десятилетие проводятся интенсивные исследования в направлении разработки процессов промышленной очистки высокосернистых нефтей

химическими методами как с использованием реагентов-нейтрализаторов, активно и селективно реагирующих с сероводородом и легкими меркаптанами с образованием менее токсичных высококипящих сераорганических соединений, так и окислительным путем жидкофазного каталитического окисления сероводорода и легких меркаптанов кислородом воздуха в углеводородной среде.

Одной из первых разработок в области химических реагентов-нейтрализаторов, испытанных на территории бывшего СССР, считается нейтрализатор SX-2081 фирмы PetroliteCorp, который в 1994 году проходил промышленные испытания на СП «Тенгизшевройл» (Республика Казахстан) при дезодорирующей очистке легкой нефти Тенгизского месторождения.

Испытаниями было установлено, что нейтрализатор SX-2081 является чувствительным к присутствию воды, нефтяных (нафтенowych) кислот и недостаточно селективным к легким меркаптанам и сероводороду, поэтому он оказался непригодным для широкого применения. К тому же этот нейтрализатор, по патентным данным представляющий собой четвертичное аммониевое основание, получаемое взаимодействием оксидов алкилена (этилена, пропилена) с третичными алкиламинами (пат.США № 5344555), является дорогостоящим продуктом.

Недостаточно эффективным и дорогостоящим оказался испытанный в НГДУ «Гремеха» ОАО «Удмуртнефть» и нейтрализатор GasTreat K-131 фирмы ChampionTechnologies, по патентным данным представляющий собой водно-спиртовой раствор формальдегида с добавкой ингибитора коррозии типа имидазолина, алкилпиридина, четвертичной соли аммония или морфолина (пат. США № 4748011).

Недостаточно эффективным для очистки тяжелых карбоновых нефтей с высоким содержанием сероводорода и эмульсионной воды оказался также реагент-нейтрализатор SULFA-CHECK фирмы «Еххон», апробированный в 1995 г. на УПВСН НГДУ «Елховнефть» ОАО «Татнефть».

По причине невысокой эффективности и высокой стоимости не был принят к практическому использованию реагент-нейтрализатор «SC-6408» фирмы «Еххон», испытанный в 1995 г. на Лемезинском (НГДУ «Уфанефть») и Биявашском (НГДУ «Южарланнефть») месторождениях АНК «Башнефть» при очистке продукции добывающих скважин (нефтегазоводяной жидкости) от сероводорода [1]. Сведений о составе нейтрализатора «SC-6408» в опубликованной литературе не приведено.

В опубликованной литературе имеются сведения о практическом применении с 1990 г. на нефтяном месторождении Вентура (США) процесса очистки от сероводорода сернистой нефти (водонефтяной эмульсии) с применением в качестве реагента-нейтрализатора жидкого сернистого ангидрида (диоксида серы) [2]. Данный процесс очистки основан на известной реакции взаимодействия сероводорода и сернистого ангидрида с образованием в качестве основного продукта элементарной серы, а в качестве побочных продуктов – сернистой и политионовых кислот. В указанном процессе используется сравнительно доступный и недорогой реагент – жидкий сернистый ангидрид (SO_2), транспортируемый в специальных баллонах и контейнерах.

Однако он не может быть рекомендован для очистки высокосернистых карбоновых нефтей из-за следующих его серьезных недостатков:

а) необходимость использования оборудования и нефтепроводов из нержавеющей стали из-за образования в качестве продуктов реакции коррозионных

сернистой (H_2SO_3) и полиотионовых ($\text{H}_2\text{S}_n\text{O}_6$) кислот [2];

б) образование кислых ($\text{pH} = 4,3 - 5,2$) сточных нефтепромысловых вод, содержащих коррозионные кислоты;

в) транспортировка и применение жидкого легколетучего диоксида серы требует особых мер предосторожности, особенно учитывая проведение процесса в промысловых условиях.

Среди отечественных разработок в данной области заслуживают упоминания нейтрализаторы сероводорода и легких меркаптанов на основе продуктов взаимодействия формальдегида (формалина) с аминами [3, 4]. Впервые запатентованный авторами реагент-нейтрализатор на основе продуктов взаимодействия формальдегида с моноэтаноламином (пат. РФ № 2121492) в 1999 году прошел успешные опытно-промышленные испытания на головных сооружениях ОАО «Северные магистральные нефтепроводы», г. Усинск при очистке сырой нефти (нефтегазовой жидкости) от сероводорода [4].

В настоящее время на рынке представлены следующие сертифицированные марки нейтрализаторов на основе формальдегида (формалина): нейтрализаторы метил-, этилмеркаптанов и сероводорода «Десульфон СНПХ-1100», «Десульфон СНПХ-1200» ОАО «НИИнефтепромхим» (г. Казань), НСМ-2 и РЕАТОН-12 ООО «Реатон» (г. Казань), поглотитель сероводорода «ПСВ-3401» ЗАО «ОЗ Нефтехим» (г. Уфа), нейтрализаторы сероводорода «НТ-31» ООО «НПФ «Нефтяные технологии» и «Пралт-43Н» ООО «Вираз» (г. Казань), нейтрализаторы сероводорода и меркаптанов серии ДИН 9Б-12Б ЗАО «Протон» (г. Казань), Asulpher-6315, Sulfanox и Alkiox-AS ГК «Миррико» (г. Казань), «КОЛТЕК ПС 1666» ООО «КОЛТЕК ИНТЕРНЕШНЛ» (г. Москва), «ГАСТРИТ К131М» ЧКОО «ЧемпионТехнолоджис Раша и Каспиан Би. Ви.» (Нидерланды, филиал в г. Москва), реагенты «ДАРСАН-Н» ООО «АНК» (г. Уфа), «МПФ-50» (НТН-50) ООО «Химпром» (г. Лениногорск) и др.

Согласно имеющимся сведениям [5–7], указанные реагенты обеспечивают эффективную нейтрализацию сероводорода и легких метил-, этилмеркаптанов в нефти до норм для нефти вида 2 по ГОСТ Р 51858.

Однако высокие удельный расход и стоимость известных нейтрализаторов не позволяют рекомендовать химический метод очистки к широкому практическому применению для очистки нефтей с высоким содержанием сероводорода [8, 9]. Кроме того, обработка высокосернистой нефти многими нейтрализаторами на основе аминокетальдегидных смесей, особенно при высоких удельных расходах реагента, отрицательно влияет на ход и результат определения хлористых солей в товарной нефти по стандартной методике ГОСТ 21534-76 (метод А) [10, 11].

В 2005 году на УПВСН «Кутема» НГДУ «Нурлатнефть» проведены успешные испытания первой опытно-промышленной установки очистки нефти от сероводорода методом окисления кислородом воздуха в присутствии водно-аммиачного раствора катализатора сероочистки ИВКАЗ, разработанного ОАО «ВНИИУС» (г. Казань). При содержании сероводорода в исходной нефти 380 – 530 ppm его концентрация в очищенной товарной нефти снижалась до 20 ppm и ниже [12], при этом расход товарного аммиака водного технического составлял 0,9 – 1,1 л/т, катализатора ИВКАЗ – 0,75 г/т, сжатого воздуха – 2,0 м³/т нефти.

К недостаткам указанной технологии очистки следует отнести необоснованно высокую стоимость применяемого фталоцианинового катализатора ИВКАЗ (текущая

цена около 4500 руб./кг без НДС), а также отрицательное влияние применяемого раствора катализаторного комплекса и водорастворимых продуктов окисления сероводорода на ход и результат определения хлористых солей в товарной нефти по стандартной методике ГОСТ 21534-76 (метод А). Для исключения отрицательного влияния технологии окислительной очистки на результат определения хлористых солей требуется проведение последующего обессоливания очищенной нефти [13].

На основе анализа известных технических решений в области сероочистки нефтей и нефтепродуктов, для очистки от сероводорода высокосернистой нефти, подготавливаемой на действующей УПН «Радаевская» ОАО «Самаранефтегаз», предлагается использовать запатентованный авторами окислительный процесс сероочистки ДСН-2 с применением в качестве катализатора доступного водно-аммиачного раствора комплекса соли меди с аммиаком, обеспечивающего эффективную очистку нефти от сероводорода и легких меркаптанов в нефти при приемлемых условиях проведения процесса (пат.РФ № 2167187). Следует отметить, что катализ химических реакций комплексами солей меди нашел широкое применение с 30-х гг. XX века, в частности при производстве искусственных волокон из целлюлозы медноаммиачным способом [14] и продолжает оставаться актуальным и в настоящее время [15].

Ранее проведенными исследованиями и выполненными технико-экономическими расчетами было установлено, что наиболее выгодной технологией очистки нефтей с высоким содержанием сероводорода (350 ppm и выше) с экономической точки зрения является именно технология окислительной очистки, характеризующаяся наименьшими удельными эксплуатационными и приведенными затратами [9].

Таким образом, развитие технологий промысловой очистки нефтей от сероводорода и легких меркаптанов не завершено и переживает этап бурного развития [16-18].

ЛИТЕРАТУРА

1. Отчет № 01-07/ПР/07-02434-010 от 30.03.2007 г. ООО «Фирма Спецгазавтоматика». Руководитель Фахриев А.М. Казань. 2007. 53 с.
2. Отчет № 01-07/ПР/07-02434-010 от 30.03.2007 г. ООО «Фирма Спецгазавтоматика». Руководитель Фахриев А.М. Казань. 2007. 66 с.
3. ГОСТ Р 51858-2020. Нефть. Общие технические условия.
4. Заявка 2002108488, МПКС 10G21/14. Способ очистки нефтей от сернистых соединений / Р.С. Гусамов, Я.Д. Золотоносов, Г.Н. Марченко, С.Э. Межерицкий; заявитель ООО «Партнер». № 2002108488/04; заявл. 02.04.2002; опубл. 10.11.2003.
5. Калвер К., Хармон Р., Юнгст К., Стаут Ч. Новый способ удаления сероводорода из сернистой нефти // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1992. № 9. С. 35 – 37.
6. Караулова Е.Н. Химия сульфидов нефти. М.: Наука, 1970. 202 с.
7. Каспарьянц К.С. Промысловая подготовка нефти и газа. – М., Недра, 1973. – С. 151-152.

8. Копылов А.Ю. Технологии подготовки и переработки сернистого углеводородного сырья на основе экстракционных процессов. Дисс. докт. техн. наук. Казань. 2010. 396 с.
9. Мазгаров А.М., Вильданов А.Ф., Сухов С.Н., Бажиров Н.Т., Низамутдинова Г.Б., Шиаманна С.Ф., Ормистон Р.М. Новый процесс очистки нефтей и газоконденсатов от низкомолекулярных меркаптанов // ХТТМ, 1996, №2. – С. 11-12.
10. Мурзагильдин З.Г., Низамов К.Р., Пестрецов Н.В., Калимуллин А.А. Нейтрализация сероводорода в продукции добывающих скважин // Нефтепромышленное дело. 1995. № 6. С. 35 – 36.
11. Огарков Э.И., Андресон Б.А., Умутбаев В.Н. Исследование сероводороднейтрализующих свойств реагентов органической природы /Сб. науч. тр. Башнипинефть, 2002. № 109. С. 131–134 // РЖХимия, 2006. 06.17-19П148
12. Патент 5354453 (США). Удаление сероводорода из углеводородных жидкостей / ExxonChemicalPatentsInc. // РЖХимия, 1996. 6П145П
13. Патент RU № 2218974 // Б.И. – 2003. №35.
14. Патент РФ № 2269566. Способ подготовки сероводородсодержащей нефти.
15. Патент РФ № 2272065. Способ очистки тяжелой нефти от сероводорода.
16. Патент РФ. № 2087520. Способ очистки нефти, нефтепродуктов и газоконденсата от меркаптанов / Мазгаров А.М., Вильданов А.Ф., Шакиров А.Ф. и др; Оpubл. 20.08.1997. БИ. № 23.
17. Патент РФ. № 2107086. Способ очистки нефти, газоконденсата и их фракций от сероводорода / Фахриев А.М., Фахриев Р.А., Белкина М.М. // Заявл. 24.04.1996. Оpubл. 1998. БИ. № 8. С. 402.
18. Переработка нефти и нефтехимия за рубежом / М.: ЦНИИТЭнефтехим. 2003. № 11. С. 14–16.

УДК 622.24

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ВОДОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ СВЕРХ ВЯЗКОЙ НЕФТИ НА САРАБИКУЛОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Р.Р. Хузин, Г.З. Краснова

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Аннотация. Предложена обратная система водоснабжения при добыче сверхвязкой нефти на Сарабикуловском месторождении.

Ключевые слова: добыча сверх вязкой нефти.

Известно, что одним из основных способов добычи сверх вязкой нефти является организация закачки в продуктивный пласт водяного пара [1-3].

Однако, реализация подобной технологии требует безвозвратного потребления значительных объемов лицензионной пресной воды для производства водяного пара

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

в котельных, что, учитывая непрерывный рост цен на пресную воду, делает подобный подход изначально нерентабельным.

Поэтому, представляло интерес рассмотреть возможность снижения потребления пресной воды для производства пара в котельных и его непрерывной закачки в пласт для добычи сверхвязкой нефти Сарабикуловского месторождения за счет реализации оборотного водоснабжения, согласно которого избыток ПДВ с УПСВН Сорбаевского месторождения (до этого направляемый в систему поглощения) будет подаваться по новому водоводу до установки подготовки ПДВ (УППДВ) на УПСВ Кармаловка, на которой из неё будет вырабатываться деминерализованная вода, направляемая по новым водоводам на котельные, производящие пар для закачки в пласт.

Принципиальная технологическая схема УПСВН Сарабикулово приведена на рис.1.[4].

Продукция Сарабикуловского месторождения с обводненностью до 80 – 90 % об. одним потоком с температурой до 100 °С и давлением порядка 0,35 МПа через фильтр Ф-7 направляется в параллельные трехфазные нефтегазовые сепараторы С-1 ÷ 3, перед которыми с помощью БР-1 в поток подаётся деэмульгатор (С-3 резервный).

Частично обезвоженная сверх вязкая нефть (10 % воды) поступает в буферные ёмкости Е-1, 2 (Е-2 резервная), откуда она либо откачивается насосами Н-1/1,2 с давлением 1,2 МПа через коалесценторы К-1 ÷ 3 в электродегидраторы ЭДГ- 1 ÷ 3 (ЭДГ-3 резервный), где содержание воды снижается до 0,5 % об.

При необходимости перед ЭДГ -1 ÷ 3 задействуется печь П-1. Глубоко обезвоженная нефть накапливается в товарной буферной ёмкости Е-3, откуда откачивается насосами Н-2/1,2 через СИКН-1 и МФНУ «Ново - Чагодайская» на УПСВН «Кармалка»; либо под собственным давлением направляется на приём насосов Н-2/1,2.

В настоящее время, совокупность оборудования Н-1/1,2; К-1 ÷ 3; ЭДГ-1 ÷ 3 и Е-3 находится на консервации и в технологическом процессе не участвует. Тем не менее, товарная нефть отвечает первой группе качества по действующему ГОСТу.

Для нейтрализации сероводорода на приём насосов Н-2/1,2 с помощью БР-4 подаётся соответствующий поглотитель. Для аварийного приема и хранения нефти служит РВС-1 с подогревом и теплоизоляцией.

Сточная вода с остаточным содержанием нефти порядка 500 мг/л и ТВЧ – 65 мг/л из С-1 ÷ 3 проходит предварительную очистку в трёх параллельных отстойниках с жидкостным гидрофобным фильтром ОЖГФ-1 ÷ 3, а затем с остаточным содержанием нефти порядка 300 мг/л и ТВЧ – 55 мг/л направляется в два параллельно работающих РВС-2,3 по 3000 м³ каждый (ОЖГФ-3 резервный).

Окончательная очистка воды осуществляется в РВС-4, откуда она с остаточным содержанием нефти порядка 60 мг/л и ТВЧ – 50 мг/л поступает на БКНС и насосами Н-4/1 ÷ 4 направляется в систему ППД и поглощения.

Газопаровая смесь из РВС- 2 ÷ 4 через УУЛФ сбрасывается на факельный сепаратор Сф-1, а затем на Ф-1.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Уловленная нефть самотеком поступает в дренажную ёмкость ДЕ-1/1,2, откуда периодически откачивается на вход С-1 ÷ 3.

На выходе из РВС-4 в воду с помощью БР-2 и БР-3 подают ингибитор солеотложения и ингибитор коррозии.

Газ, выделившийся в сепараторах С-1 ÷ 3, через факельный сепаратор Сф-1 сбрасывается на факел Ф-1.

Уловленная жидкость периодически откачивается на вход сепаратора С-1 ÷ 3.

Принципиальная модернизированная схема оборотного водоснабжения приведена на рис.2.

Для её реализации предусматривается строительство нового водовода (надземно на эстакаде) от УПСВН «Сарабикулово» до УПСВН «Кармалка» с подачей воды на её очистные сооружения УППДВ для более глубокой очистки.

Планируется использовать стеклопластиковую трубу 206,9 х 5,5 мм протяженностью 24747,59 м с рабочим давлением 3,4 МПа и пропускной способностью на 5500 м³/сутки.

Температура перекачиваемой воды поддерживается на уровне 90 °С для чего на трубопроводе организуется элетроподогрев (греющий кабель) и накладывается теплоизоляция. Трубопровод периодически пропаривается с помощью ППУ и продувается азотом из баллонов.

Используемая вода имеет плотность 1000,3 кг/м³ и общую минерализацию 3500,3 мг/л.

На стадии предварительной очистки вода проходит через технологические отстойники, где удаляются грубо диспергированные загрязнения (нефть и ТВЧ) до 300 мг/л и 55 мг/л соответственно.

На стадии тонкой очистки вода отстаивается в РВС до остаточного содержания нефти порядка 60 мг/л и ТВЧ до 50 мг/л.

Очищенная подобным образом деминерализованная вода и направляется на котельную, смешиваясь с потоком пресной воды, традиционно используемой для выработки пара.

В результате, потребление пресной воды существенно снижается, а это ведет к уменьшению расходов на 30 %.

Оставшийся после производства пара рассол направляется в поглощающие скважины.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

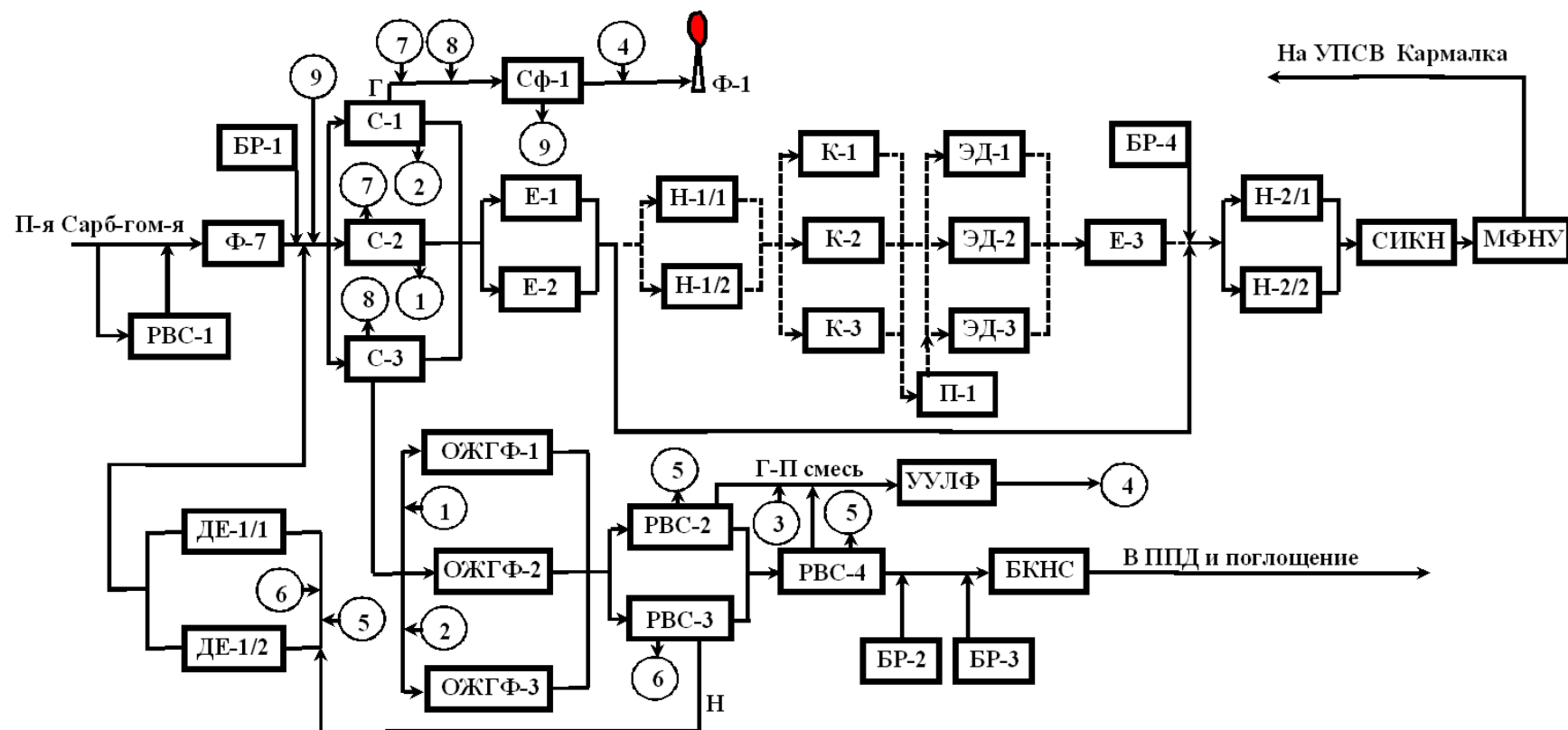


Рис.1. Принципиальная технологическая схема УПСВН Сарабикулово

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

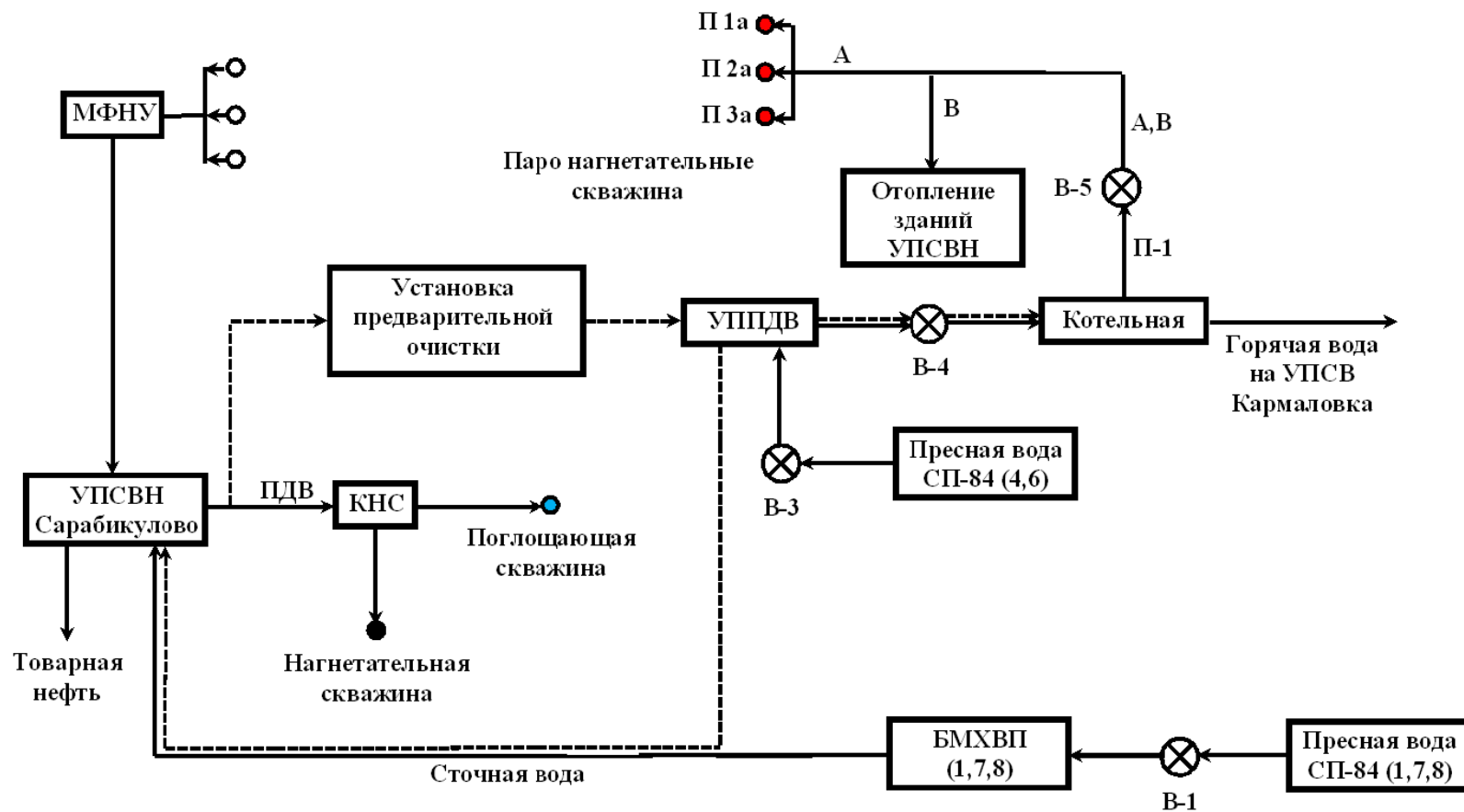


Рис.2. Модернизированная схема оборотного водоснабжения

ЛИТЕРАТУРА

1. Е.И. Черкасова, И.И. Сафиуллин. Особенности добычи высоковязкой нефти // Вестник Казанского технологического университета. 2015, т.18, № 6, с.105 – 107.
2. Д.В. Прощекальников, Е.И. Кульментьева, Р.Р. Рамазанов и др. Оценка эффективности теплоиспользования в добыче природных битумов // Вестник Казанского технологического университета. 2014, т.17, № 5, с.241 – 242.
3. Н.К. Байбаков. Термические методы добычи нефти в России и за рубежом. ВНИИОЭНГ, 1995.- 181 с.
4. Технологический регламент на эксплуатацию пункта подготовки и сбора нефти УПСВН «Сарабикулово» НГДУ «Елховнефть» СП «Татнефть - добыча». Рег. № А 43-01519-1640. Альметьевск, 2024.

УДК 662.276.3

ОСОБЕННОСТИ СИСТЕМЫ СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН НА
КУЛЕШОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

СамГТУ, Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены особенности системы сбора продукции скважин на Кулешовском месторождении и намечены пути её реконструкции и развития на ближайшее время.

Ключевые слова: система сбора, скважины, пробы, нефть.

Известно, что [1-5] на Кулешовском месторождении залежи нефти и газа открыты в продуктивных пластах: СЗ-I, ПД-I, ПД-II, А-0, А-2, А-3, А-4, А-5, О-1, О-2, О-3, О-4, О-5, Б-0, Б-2, Д-III, Д-IV, К-IIА, К-IIБ, К-IIВ, В-1+В-2 – на Западном куполе Кулешовского поднятия;

СЗ-I/, СЗ-I, СЗ-II/, СЗ-II, А-0, А-1, А-2, А-3, А-4, Д-III/, Д-III, Д-IV, К-IIА, К-IIБ, К-IIВ – на Центральном куполе Кулешовского поднятия;

А-0, А-2, А-3, А-4, В-1, Дк, Д-I – на Благодаровском поднятии;

О-2, ДЗ-ФАМ, Д-I, Д-V/, Дк – на Корнеевском поднятии;

Дк, Д-I – на Отрожском поднятии.

Изучены две глубинные пробы из скважин № 70, 100 и восемь поверхностных проб из скважин 70 (три пробы), 102, 611, 612 (две пробы), 614.

По результатам исследований этих проб и расчётов: плотность пластовой нефти – 734,0 кг/м³ (особо легкая), давление насыщения нефти газом при пластовой температуре – 6,36 МПа, газосодержание – 76,50 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти – 1,06 мПа·с (незначительная).

После расчета дифференциального разгазирования плотность нефти составила 784,0 кг/м³ (особо легкая), газосодержание – 62,80 м³/т, объёмный коэффициент – 1,164, динамическая вязкость разгазированной нефти – 2,24 мПа·с.

Газ, выделившийся из нефти при дифференциальном разгазировании, относится к «жирным» «горючим», с преобладанием содержания метана (25,83%), с

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

отсутствием сероводорода и с не промышленным содержанием гелия (0,023%), а также с существенным содержанием азота+редкие (13,37%). Мольное содержание: углекислого газа – 0,34%, этана – 25,32%, пропана – 17,87%, высших углеводородов (пропан + высшие) – 39,23%. Относительная плотность газа по воздуху – 1,188, а теплотворная способность – 58590,1 кДж/м³.

По результатам исследования поверхностных проб, нефть среднесернистая (массовое содержание серы 0,54%), малосмолистая (2,74%), парафинистая (4,74%). Объёмный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С – 64,0%.

Однако, на Кулешовском месторождении в ближайшее время намечена глубокая реконструкция системы сбор продукции скважин, а и ППД со вводом в работу новых скважин, перевод из различных фондов, выдоб из бездействия и целый ряд других мероприятий на всех поднятиях и куполах рассматриваемого месторождения.

Поэтому, представляло интерес рассмотреть особенности системы сбора продукции скважин на Кулешовском месторождении и наметить пути её реконструкции и развития на ближайшее время.

Для сбора продукции скважин на месторождении в настоящее время реализована напорная герметизированная система сбора нефти и газа (рис.1). Продукция скважин Кулешовского месторождения в количестве 3128,354 тыс.т./год, и средней обводненностью 62,2 % под давлением, развиваемым центробежными насосами (122 скважины), глубинными штанговыми насосами (18 скважин) и давлением фонтанирования и свабирования (5 скважин) по выкидным трубопроводам диаметрами 73, 89 и 114 мм, поступает на 28 автоматических групповых замерных установки (АГЗУ № 1119 (612), 1110 – на Благодаровском поднятии, АГЗУ № 341А, 341Б, 452, 610 на Западном куполе Кулешовского поднятия и АГЗУ № 52, 53, 57, 100, 101, 103 (978), 109, 323, 414, 419, 428, 435, 807, 918, 1053, 1054, 58, 1413, 988 – на Центральном куполе Кулешовского поднятия), АГЗУ № 1, 2, 3 на Корнеевском поднятии и на 2 гребенки (№ 436, 445).

После замера дебита продукция скважин рассматриваемых куполов по существующим нефтесборным трубопроводам, диаметрами 75, 90, 108, 114, 168, 219, 273, 325, 377 и 426 мм под устьевым давлением поступает на узлы сепарации Нефтегорского нефтестабилизационного производства (НСП), где осуществляется подготовка нефти до товарных кондиций по ГОСТ Р 51858-2002.

Выделившийся попутный нефтяной газ на аппаратах НСП направляется на Нефтегорский ГПЗ. Фактический коэффициент за 2016 г. использования газа Кулешовского месторождения составил 99,35 % (рис.2).

Система нефтегазосборных трубопроводов Кулешовского месторождения состоит из:

- выкидных трубопроводов от добывающих скважин до автоматических групповых замерных установок (АГЗУ), до гребенок (ГУ) и до нефтяных колодцев (НК);
- нефтегазосборных трубопроводов для транспорта продукции скважин от АГЗУ, УТУ, ГУ и НК до Нефтегорского нефтестабилизационного производства.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

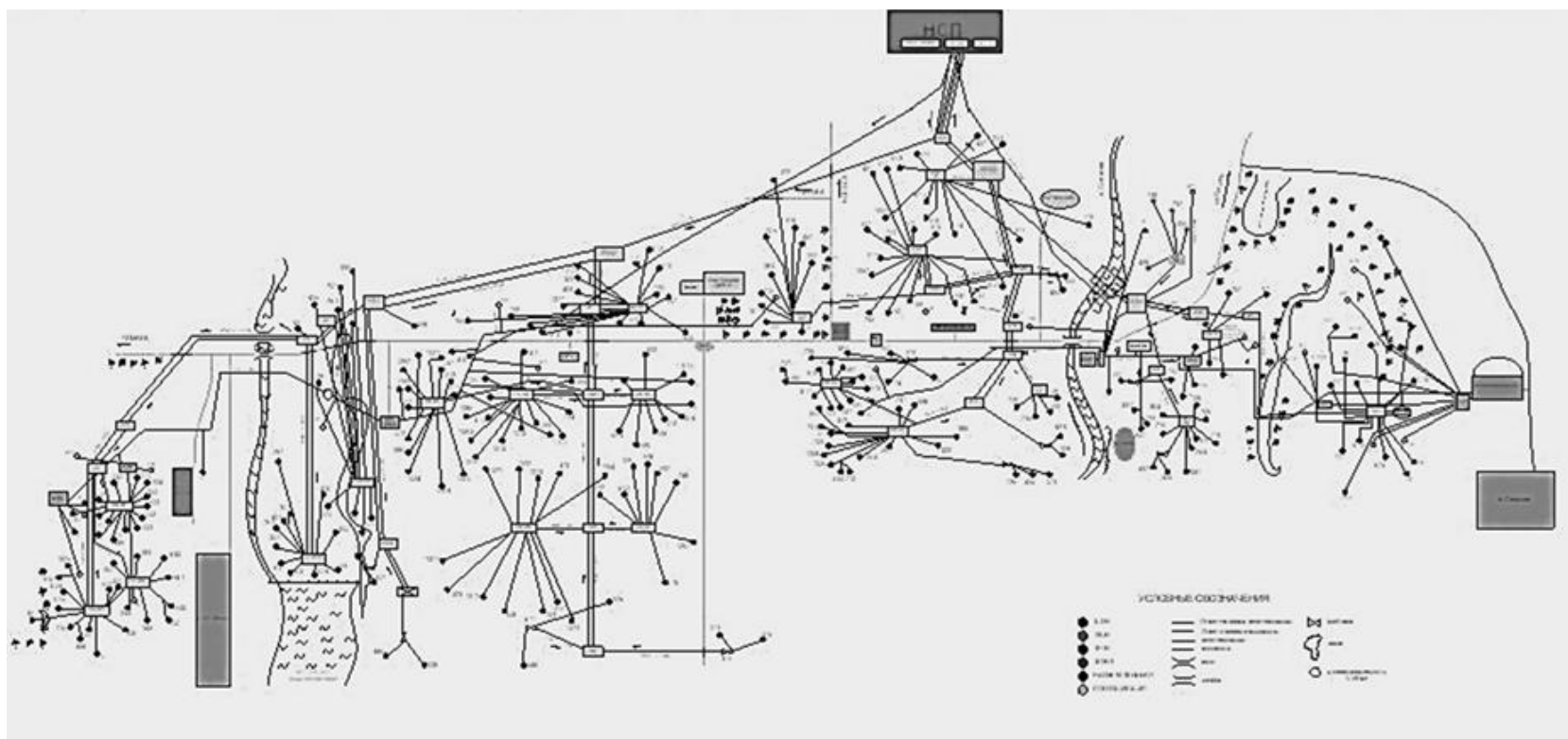


Рис.1. Схема сбора продукции скважин Кулешовского месторождения

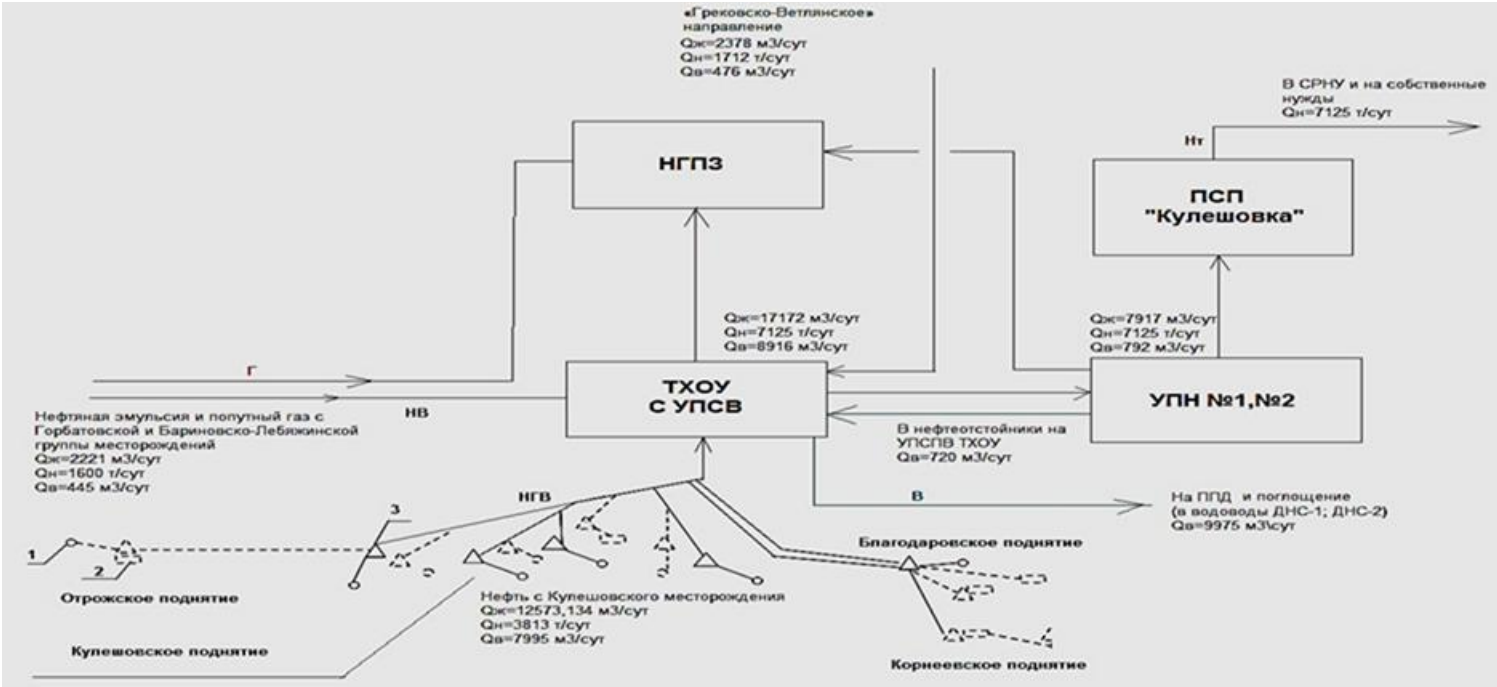
РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Рис.2. Блок-схема продукции скважин Кулешовского месторождения

Условные обозначения:

- 1 – добывающие скважины
2 – кусты скважин
3 – групповые замерные установки
4 – нефтяная эмульсия и попутный газ с Горбатовской и Бариновско-
Лебяжинской группы месторождений
5 – нефтяная эмульсия Южной группы месторождений
НСП – Нефтегорское нефтестабилизационное производство

НГПЗ – Нефтегорский ГПЗ

СРНУ – станция смешения нефти Самарское РНУ

НГВ – водогазонефтяная эмульсия

НВ – нефтяная эмульсия

Нт – товарная нефть

Γ – попутный газ

В – пластовая вода

— существующие трубопроводы

— проектируемые трубопроводы

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Система построена с переменными диаметрами труб по участкам в зависимости от количества собираемой продукции. Трубопроводы проложены из стальных бесшовных и электросварных труб, изготовленных из спокойных, полуспокойных углеродистых низколегированных сталей и гибких полимерно-металлических труб (ГПМТ), соответствующих требованиям приведенных стандартов и технических условий: ГОСТ 1050-76, 1050-86, 1050-87, 1050-88, 10705-80, 10705-89, 1054-74, ТУ 1317-006.1-593377520-2003, ТУ 2707-1188-78.

На состояние построенных выкидных линий и нефтегазосборных трубопроводов влияют сроки службы с момента ввода их в эксплуатацию. Длительная эксплуатация неизбежно приводит к сильному коррозионному износу, происходит постоянное уменьшение толщины стенок труб, старение изоляции, снижение прочностных характеристик трубной стали, проявляется усталостное разрушение труб.

Таким образом, на сегодняшний день невозможно замерить дебит каждой скважины, т.к. скважины № 116, 117, 458, 605; 454, 607; 600, 606; 953, 954; 1410, 1420; 751, 1061, 1065; 307, 153; 100, 152, 159, 306, 1214, 1217, 1324; 705, 727; 366, 377, 708, 711, 1026, 1068; 707, 728; 381, 422 смешиваются еще до поступления на замерные устройства.

Для исправления сложившейся ситуации необходимо:

В случае АГЗУ 341А необходимо проложить выкидные линии от скважин 605, 116, 458, 457 к данной АГЗУ. Но, тогда, окажется, что число подключаемых скважин превысит максимально возможное (14). Поэтому, либо придется ликвидировать выкидные линии от скважин 40 и 508, так как их дальнейшая их эксплуатация не планируется; либо, в противном случае, потребуется строительство новой АГЗУ.

В случае АГЗУ 341Б необходимо проложить выкидные линии от скважин 454 и 606 к данной АГЗУ.

В случае АГЗУ 610 необходимо проложить выкидную линию от скважины 953 к данной АГЗУ.

В случае АГЗУ 1413 необходимо проложить выкидную линию от скважины 1420 к данной АГЗУ.

В случае АГЗУ 53 необходимо проложить выкидные линии от скважин 1061 и 1065 к данной АГЗУ.

В случае АГЗУ 1053 необходимо проложить выкидную линию от скважины 307 к данной АГЗУ.

В случае АГЗУ 100 необходимо проложить выкидные линии от скважин 100, 152, 306, 1214, 1217, 1324 к данной АГЗУ.

В случае АГЗУ 52 необходимо проложить дополнительную выкидную линию от скважины 705 к данной АГЗУ.

В случае АГЗУ 918 можно прекратить эксплуатацию скважины 707, в противном случае – проложить выкидную линию от скважины 707 к данной АГЗУ.

В случае АГЗУ 419 необходимо проложить выкидные линии от скважин 366, 711 к данной АГЗУ. А скважины 708, 377 привязать к ближайшей АГЗУ 918 с аналогичной продукцией.

В случае АГЗУ 978 необходимо ликвидировать 381 скважину в случае прекращения ее эксплуатации, в противном случае прокинуть выкидную линию от 422 скважины.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Продукция скважин 55, 701, 424, 805, 730, 117, 58, 985 попадает не в АГЗУ, а напрямую в коллектор, что не допустимо.

Необходимо проложить выкидные линии: от скважины 701 до АГЗУ 101, от скважин 424 и 805 до АГЗУ 57, по отдельности от скважин 58 и 985 до АГЗУ 323, от скважины 730 к АГЗУ 73, от скважины 117 к АГЗУ 2.

Все АГЗУ на месторождении работают в допустимом диапазоне дебита, плотности, вязкости, температуры, обводнённости, содержания свободного газа и парафина в продукции.

Обращает на себя внимание, что продукция скважин после замера дебита на АГЗУ-52 не сразу подаётся в сборный коллектор, а поступает на АГЗУ-978, где вновь подвергается замеру.

Аналогично, после замера на АГЗУ-988 продукция попадает на АГЗУ-57. То же самое происходит после замера на АГЗУ-341Б - продукция попадает на АГЗУ-341А. Подобные операции совершенно излишни.

Для исправления сложившейся ситуации необходимо переобвязать АГЗУ 52, 988 и 341Б, направив продукцию скважин после осуществления замера непосредственно в сборный коллектор.

На месторождении совместно разрабатываются девонские и угленосные пласты. Поэтому осложнения, связанные с солеобразованием по причине несовместимости попутно-добываемых вод угленосных и девонских пластов, присутствуют. Однако, на месторождении частично осуществляется раздельный сбор продукции по пластам и данные осложнения, в принципе, можно избежать.

Продукция скважин №2, 611, 100 направляется для замера дебита на АГЗУ 1119, хотя гораздо ближе находится недогруженная АГЗУ 1110, замеряющая дебит аналогичной продукции.

Продукция скважины №1392 направляется для замера дебита на АГЗУ 341А, хотя гораздо ближе находится недогруженная АГЗУ 452, замеряющая дебит аналогичной продукции.

Продукция скважины №459 направляется для замера дебита на АГЗУ 341А, хотя гораздо ближе находится недогруженная АГЗУ 341Б, замеряющая дебит аналогичной продукции.

Продукция скважины №9 направляется для замера дебита на АГЗУ 1053, хотя гораздо ближе находится недогруженная АГЗУ 807, замеряющая дебит аналогичной продукции.

Продукция скважины №447 направляется для замера дебита на АГЗУ 100, хотя гораздо ближе находится недогруженная АГЗУ 918, замеряющая дебит аналогичной продукции, либо можно полностью ликвидировать данную скважину ввиду ее нерентабельности.

Для исправления сложившейся ситуации необходимо переобвязать соответствующие АГЗУ.

К настоящему времени 75% протяженности выкидных линий и 65% протяженности нефтегазосборных сетей отработали нормативный срок эксплуатации, установленный продолжительностью 10 лет в нефтедобывающей промышленности (РД 39-132-94).

Таким образом, рассматриваемая трубопроводная система эксплуатации Кулешовского месторождения требует усиленного контроля, диагностического обследования технического состояния трубопроводов, а также рекомендуется

проведение ежегодного планового капитального ремонта и замены отбракованных и непригодных к дальнейшей эксплуатации участков трубопроводов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Технологический документ: «Технологическая схема разработки Кулешовского месторождения». //– Самара: СамараНИПИ, 2005. – 159 с.
 2. Технологический документ: «Дополнение к технологической схеме разработки Кулешовского месторождения».– Самара: СамараНИПИ, 2022. – 203 с.
 3. Технологический документ: «Производственная программа обустройства Кулешовского месторождения».– Самара: ОАО «Самаранефтегаз», 2022. – 265 с.
- Технологический документ: «Технологический регламент НСП Нефтегорск»».
– Самара: ОАО «Самаранефтегаз», 2022. – 206 с.

ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА БОКОВЫХ СТОЛОВ НА КОЛЫВАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

Е.Г. Драницына

доцент кафедры

*«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
СамГТУ, Самара, Российская Федерация, elena_dranicyna@mail.ru*

Аннотация. В данной статье был рассмотрен обоснование строительства бокового ствола, а так же даны рекомендации по последующей разработке участков скважин БГС.

Ключевые слова: скважина, бурение бокового ствола, реконструкция, разработка месторождения.

В настоящее время эффективным методом восстановления бездействующих и повышения производительности малодебитных скважин является бурение бокового ствола из вырезанного участка обсадной колонны. Системное применение технологии бурения боковых стволов в старом нефтегазодобывающем регионе равноценно открытию нового месторождения.

В настоящее время бурение боковых стволов привлекает повышенное внимание в связи с потенциальным увеличением отдачи из загрязненных или истощенных пластов и возможностью вскрыть новые пласты с меньшими затратами[3].

Основными представителями, которые проводили различные исследования и рассматривали проблемы по строительству и зарезки боковых стволов были: З.С. Алиев, К.С. Басниев, С.Н. Бузинов, А.И. Гриценко, А.И. Ермолаев, С.Н. Закиров, Г.А.Зотов, Ю.П. Коротаев, Г.Б. Кричлоу, Б.Б. Лапук, И.В. Серебренников, В.В. Скворцов, В.Р. Хачатуров, А.Х. Шахвердиев.

Надо иметь в виду, что итоги обследования состояния горной выработки и определения уровня дебита после реконструкции лежат в основе решения

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

забуривания бокового ствола.

Так обращает на себя внимание, что при выборе скважин для реконструкции определяющую роль имеют геолого-технические параметры состояния скважины: текущие дебиты, обводненность продукции, степень выработки запасов нефти и др. В начале выбирают скважины бездействующего фонда, пребывающие в консервации, по причине повышенного обводнения и нерентабельности эксплуатации таких объектов из-за низкого дебита, а также скважины в аварийном состоянии.

Колыванское нефтяное месторождение расположено на территории Красноармейского и Волжского административных районов Самарской области, в 42 км к юго-западу от города Самара.

Месторождение расположено на территории Чапаевского нефтегеологического района, одного из крупных нефтедобывающих районов Самарской области. Ближайшими разрабатываемыми нефтяными месторождениями являются Рассветское, Горбатовское, Тверское, Подъем-Михайловское, Карагайское. Район месторождения полностью промыслово обустроен.

В связи с тем, что пласт БС₁₂ практически полностью разбурен, его рекомендуем к бурению бокового горизонтального ствола. Анализируя рис. 1 можно сказать, что объект БС₁₂ отстает от объекта БС₁₀²⁻³ по выработке. Для интенсивного вовлечения в разработку обязателен ввод новых скважин, несмотря на невысокие критерии проницаемости и небольшие нефтенасыщенные толщи.

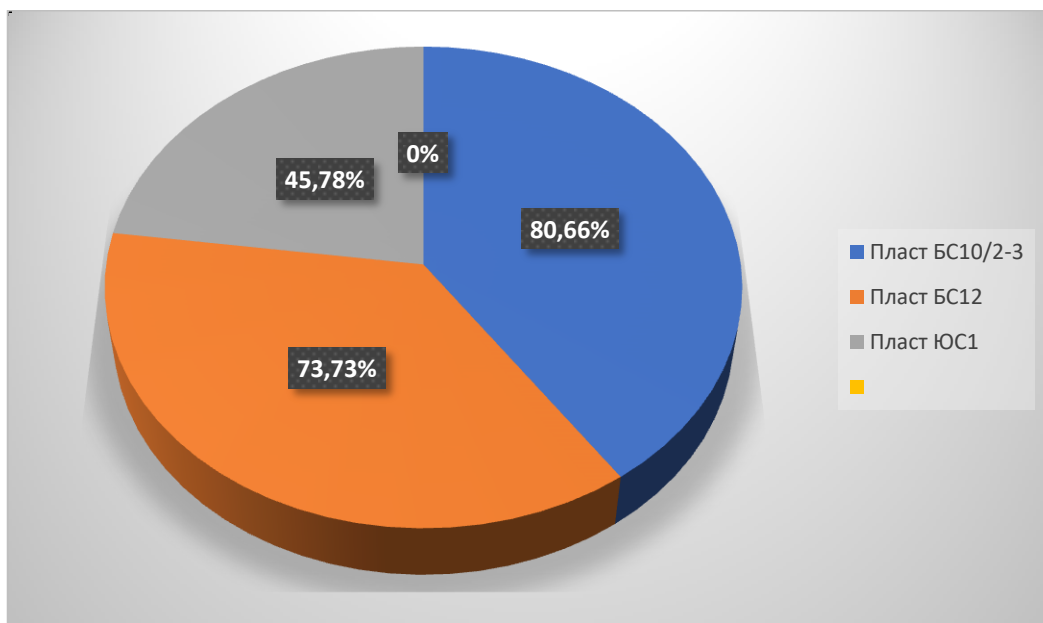


Рисунок 1 - Распределение выработки запасов по рассматриваемым объектам

Помимо этого, особое внимание уделяется на то, что технология бурения вторых стволов, включая и с горизонтальным окончанием позволит эксплуатировать залежь в зонах сосредоточения остаточных запасов.

Для подбора бурения бокового горизонтального ствола рассматривают коэффициент отношения текущего пластового давления к начальному пластовому

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

давлению по объекту, который имеет прямую пропорциональность к накопленной добыче нефти.

Из рис. 2 видно, что скважины БГС по объекту БС₁₂ находятся в пределах снижения пластового давления, где коэффициент в среднем по объекту составляет 0,68 – наименьший показатель среди рассматриваемых объектов (БС₁₀²⁻³ – 0,75, ЮС₁ – 0,83). Следует учесть то, что связано это с низкими показателями начального пластового давления по скважинам БГС объекта БС₁₂.

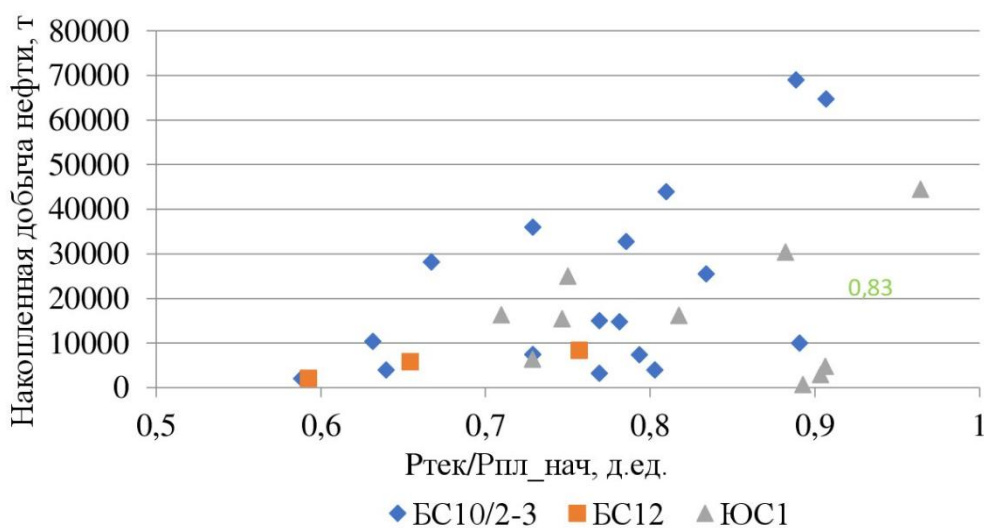


Рисунок 2 – Отношение накопленной добычи нефти от коэффициента начального пластового давления скважин БГС

Пластовое давление проектного участка составляет 200 атм. Начальное пластовое давление по объекту БС₁₂ составляет 251 атм. Данный коэффициент для проектного участка составляет 0,79.

Так обращает на себя внимание, тот факт, что показатели накопленной добычи нефти по скважинам БГС промыслового объекта БС₁₂ через 20 лет в среднем будут насчитывать по 43,49 тыс.т накопленной добычи.

Анализ был проведен по скважинам проработавшие два года после зарезки бокового ствола, а расчет был проведен экстраполяционным методом.

На данный момент времени скважина 9578 находится в ожидании ремонта после отказа подземного глубинно-насосного оборудования, по причине «отсутствия сопротивления изоляции». В таких условиях намечается перевод данной скважины в консервацию по причине низкой рентабельности (дебит нефти 0,01 т/сут, обводненность 99,92%).

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

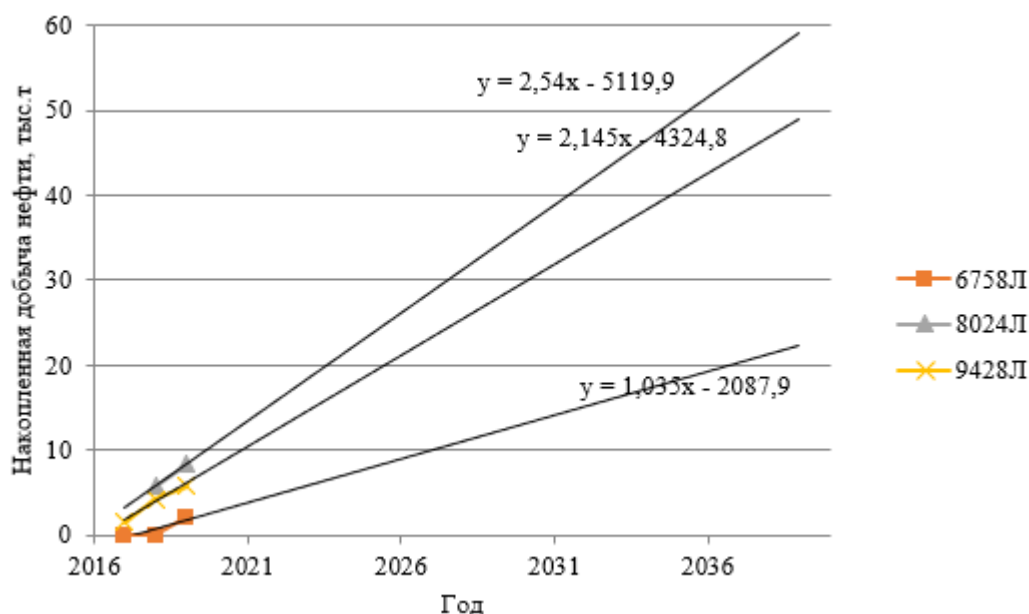


Рисунок 3 – Проектные значения показателей накопленной добычи нефти по скважинам БГС промыслового объекта БС₁₂

Следует учесть то, что бурение второго ствола позволит «реанимировать» скважину, избежав тем самым увеличения бездействующего фонда рассматриваемого месторождения. Так же обоснованием для забурирования бокового ствола на скважине 9578 является низкое пластовое давление на участке - 189 атм. Технология бурения горизонтального окончания ствола позволит пробурить ствол на участок с более высоким пластовым давлением - 200 атм, а так же с большей нефтенасыщенной толщиной пласта – 15 м.

Таблица - Факторы и критерии для участков, которые необходимо учитывать при подборе скважины-кандидата для БГС

Наименования показателей	Необходимые условия для участков	Данные проектного участка для скважины 9578*	Выполнение условия	
			да	нет
Проницаемость	Меньше 100 мД	60 мД	Да	
Эффективная нефтенасыщенная толщина	Не менее 2 м	15 м	Да	
Базовый дебит нефти	Не более 3 т/сут	0,01 т/сут	Да	
Пластовое давление	Не менее 190 атм	200 атм	Да	
Наличие негерметичности эксплуатационной колонны	Отсутствует	Отсутствует	Да	

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Продолжение таблицы

Проведение комплексных мероприятий по скважинам окружения с целью получения доп. информации для планирования БВС	- Геофизические исследования; - Гидродинамические исследования; - Доразведка/доиспытание;		Геофизические исследования		Да
Оценка проектных показателей работы скважины	Дебит нефти, т/сут	Больше 10 т/сут	Дебит нефти, т/сут	21,94	да

Итак, для выбора скважины под бурение второго ствола необходимо соответствовать критериям отбора участка.

По данным таблицы и рисункам проектная скважина 9578* соответствует всем критериям подбора и подходит для бурения бокового (горизонтального) ствола на участке эксплуатационного объекта БС₁₂ рассматриваемого месторождения.

Увеличение дебита жидкости горизонтальной скважины обусловлено тем, что приток происходит по всей длине открытого горизонтального ствола в продуктивном пласте. Чем больше длина горизонтального ствола, тем выше продуктивность и площадь дренирования.

Для данного объекта БС₁₂ рекомендуемая длина горизонтального ствола составляет 200 м.

Выводы

Основываясь на данных геолого-промыслового анализа можно дать ряд рекомендаций по последующей разработке участков скважин БГС рассматриваемого месторождения:

1. На следующих участках скважин БГС необходимо произвести совершенствование системы ППД из-за низкого пластового давления:

- объект БС₁₀²⁻³: 308л – 81 атм; 387л – 90,5 атм;
- объект БС₁₂: 6758л – 134,9 атм;
- объект ЮС₁: 6397л – 152,67 атм.

2. На данных участках необходимо провести геолого-технологическое мероприятия для повышения нефтеотдачи пласта:

- объект БС₁₀²⁻³: 118л – 0,53 т/сут;
- объект БС₁₂: 9428л – 1,1 т/сут;
- объект ЮС₁: 2108л – 0,95 т/сут, 8333л – 0,81 т/сут.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте Дл Южного купола Колыванского месторождения Самарской области.
2. Технологический режим работы добывающих скважин пласта Дл Южного купола Колыванского месторождения Самарской области на 01.01.2024 г., г. Самара.

3. Гайбуллаев, П. М. Основные причины и факторы выбора скважин под бурение бокового ствола / П. М. Гайбуллаев // Научный электронный журнал Меридиан. – 2022. – № 1(63). – С. 123-125. – EDN WCOGRA.

УДК 662.276.3

АНАЛИЗ ПУТЕЙ РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ППД НА КУЛЕШОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

СамГТУ, Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. Авторами проанализированы намеченные пути развития системы ППД на Кулешовском месторождении и оценена вероятность выполнения при этом технологических требований к закачиваемой воде.

Ключевые слова: система ППД, требования, закачиваемая вода, технологические требования.

Известно, что в настоящее время объем закачки воды с целью ППД на Кулешовском месторождении составляет 2451414 м³, в том числе: подтоварной воды Нефтегорского НСП 2401218 м³, а воды ассельского горизонта 50196 м³, со сбросом избытка воды в поглощающие скважины [1-4].

Однако, на Кулешовском месторождении в ближайшее время намечена глубокая реконструкция системы ППД со вводом в работу новых нагнетательных скважин как переведенных из различных фондов, так и после бурения на всех поднятиях и куполах рассматриваемого месторождения.

Поэтому, представляло интерес проанализировать пути развития системы ППД на Кулешовском месторождении и оценить вероятность выполнения при этом технологических требований к закачиваемой воде. Намеченная реконструкция системы ППД представлена в табл.1.

Таблица1

Намеченная реконструкция системы ППД на Кулешовском месторождении

Годы	Перевод скв. из других фондов	Возвращение в фонд бездействующих скв.	Бурение новых нагнетательных скв.
2024	58, 1273		
2025	162, 449, 1271	916	1247, 1258, 1261, 1281, 1314, 1316, 1337
2026	61, 1293, 1296		
2027	107, 211, 450, 1309, 1332, 1333		1101, 1317

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Продолжение таблицы 1

2028	4, 406, 700, 733, 739, 1118, 1291, 1330, 1350, 1354, 1422		1303
2029	401, 1316, 1380, 1383		
2030	66, 127, 1384		
2031	1130, 1355, 1484		
2032	416		
2033	1431		
2034	123		
2035	991, 1021		
2036	311, 1310		
2037	1219, 1321		
2038	1133, 1438		
2042	1109		

При этом, расширение системы ППД должно осуществляться с неукоснительным соблюдением следующих технологических требований к закачиваемой воде:

1. Сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин;
2. Предотвращение осложнений при эксплуатации водоводов и оборудования системы заводнения из-за отложения неорганических солей;
3. Предупреждение коррозионного износа водоводов системы заводнения и оборудования скважин;
4. Предупреждение бактериальной жизнедеятельности в призабойной зоне нагнетательных скважин.

Разберем каждый из этих 4 пунктов.

Пункт 1. В 2018 г. специалистами ООО «ЦИИГ «ЭЙДОС» были проведены работы, по результатам которых составлен отчет «Анализ результатов подземного размещения попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, на Кулешовском и Благодаровском участках недр в Богатовском, Алексеевском и Нефтегорском районах Самарской области». Протоколом совещания при заместителе начальника Приволжскнедра от 16.11.2018г. №218-СМ рекомендовано осуществлять размещение попутных вод в опытно-промышленном режиме в течение десяти лет (до 2027г. включительно) в поглощающие скважины, оборудованные на серпуховский, турнейский или фаменский пласты-коллекторы.[1]

Из результата отчета специалистов ООО «ЦИИГ «ЭЙДОС» можно сделать вывод о положительных показателях «Устойчивой приемистости нагнетательных скважин» (Табл.2).

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Пункт 2. Данный пункт проиллюстрирована табл.3-5 из которых можно сделать вывод, что водородный показатель (рН) сточных вод НСП «Нефтегорское» по результатам химанализов составляет 7,2, что превышает равновесное значение - 5,57.

Это свидетельствует о разгазированном состоянии проанализированной пробы.

Расчет стабильности сточной воды показал, что вода не стабильна по карбонатам и имеет абсолютное пересыщение, составляющее 59 мг/л кальцита.

При закрытых условиях из нее за 72 часа может выделиться до 16 мг/л CaCO_3 .

Таким образом, для стабилизации процесса солеотложения предложено применить «Ингибитор солеотложения» а именно продукцию компании АО «СОЮЗ НАУЧНО – ПРОМЫШЛЕННОЙ ХИМИИ» СНХП-5312-С

Ингибитор СНПХ-5312-С обладает высокой эффективностью предотвращения карбонатных отложений на всём пути технологического процесса добычи нефти; обеспечивает защиту глубинного и поверхностного нефтепромыслового оборудования от солеотложений; проявляет высокую противонакипную активность в теплообменных установках термохимического обезвоживания и обессоливания нефти. Ингибитор СНПХ5311 предотвращает отложения сульфата бария при концентрации 30 мл/т. Положительно влияет на дебит флюида.

Ингибитор солеотложений СНПХ-5312-С прошел сертификацию в системе ТЭКСЕРТ.

Пункт 3. Из анализа ППД мы знаем, что в поток пластовой воды закачивается аммиак водный технический ГОСТ 9-92 марки Б и периодическая закачка ингибитора коррозии СНПХ-6301.

С поставленной целью добавки справляются.

Ингибитор солеотложения отлично совмещается с аммиаком ГОСТ 9-92 марки Б и СНПХ-6301.

Пункт 4. Химический состав закачиваемой жидкости с учетом 3 добавок (СНПХ-5312-С, Аммиак и СНПХ-6301) исключает возможность любой бактериальной жизнедеятельности.

Таким образом, реконструкция системы ППД Кулешовского месторождения вполне реальна при соблюдении вышеизложенных положений.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 2

Геолого-физическая характеристика поглощающих горизонтов на Кулешовском месторождении

Поглощающий горизонт	Глубина сброса (абс. отм.), м	Средняя, эффективная мощность, м	Средняя, эффективная пористость пласта-коллектора, %	Тип коллектора	Наличие водоупоров над поглощающим горизонтом	Связь с поверхностными водными объектами	Приемистость, м ³ /сутки
Кулешовский полигон							
Серпуховский	11744-1941,3	16,6	15,0	карбонаты	5	Отсутствует	1000-2050
Турнейский	-2210-2287	11,8-13,6	12,3	карбонаты	5	Отсутствует	900-1488
Фаменский	-2513-2903	38,5	12,0	карбонаты	5	Отсутствует	900-1488
Благодаровский полигон							
Серпуховский	-1813-1840	8,9	16,53	карбонаты	3	Отсутствует	1000-2050
Турнейский	-2257-2435	14,4	10,3	карбонаты	5	Отсутствует	1000-2050
Фаменский	12372-2807	42,6	14,62	карбонаты	35	Отсутствует	1000-2050

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 3

Содержание компонентов в сточной воде НСП «Кулешовское»

Содержание компонентов, г/л, мг-экв/л						Плотность, г/см ³	рН	Мин- ция, г/дм ³
Ca ⁺²	Mg ⁺²	Na ⁺¹ +K ⁺¹	HCO ₃ ⁻ ₁	Cl ¹	SO ₄ ⁻²			
Сточная вода с НСП Кулешовское								
7,4649	1,1891	81,5447	0,1800	141,8081	0,6196	1,1264	7,2	233
372,5000	97,8200	3545,4200	2,9500	3999,8900	12,9000			

Таблица 4

Текущее положение по закачке и результаты расчета совместимости

Кальцит 25 С	Гипс 40 С	Источник закачки	Заводняемые пласты
Мах 4 мг/л	Совместимы	Вода НСП	А-0, А-1, А-2
Совместимы	Совместимы	Вода НСП	А-3
Совместимы	Совместимы	Вода НСП	А-4
Совместимы	Совместимы	Вода НСП	К-II (А-В)
Мах 1 мг/л	Совместимы	Вода НСП	О-1, О-2, О-3
Совместимы	Условно совместимы	Вода НСП	С3-I
Совместимы	Условно совместимы	Вода НСП	С3-II
Мах 25 мг/л, за 3 дня 3 мг/л	Мах 118 мг/л	Вода НСП	Д-III
Мах 30 мг/л, за 3 дня 5 мг/л	Мах 81 мг/л	Вода НСП	Д-III'
Совместимы	Мах 156 мг/л	Вода НСП	Д-V'
Совместимы	Совместимы	Вода ассельского горизонта	С3-I

Таблица 5

Перспективы совместимости вод

Совместимы	Условно совместимы	Вода НСП	С3-I', С3-II'
Мах 4 мг/л	Совместимы	Вода НСП	А-0 верх
Мах 24 мг/л, за 3 дня 3 мг/л	Совместимы при > 25 С	Вода НСП	Д-I

ЛИТЕРАТУРА

1. Технологический документ: «Технологическая схема разработки Кулешовского месторождения». //– Самара: СамараНИПИ, 2005. – 159 с.
2. Технологический документ: «Дополнение к технологической схеме разработки Кулешовского месторождения».– Самара: СамараНИПИ, 2022. – 203 с.
3. Технологический документ: «Производственная программа обустройства Кулешовского месторождения».– Самара: ОАО «Самаранефтегаз», 2022. – 265 с.
4. Технологический документ: «Технологический регламент НСП Нефтегорск». – Самара: ОАО «Самаранефтегаз», 2022. – 206 с.

УДК 622.276

ФОРМИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА В13
ВЕРХНЕЧОНСКОГО ГОРИЗОНТА ВОСТОЧНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.Н. Мурашова, А.М. Зиновьев

СамГТУ, Самара, Россия

E-mail: darya-murashova@mail.ru

Аннотация. В статье приводится литолого-стратиграфическая характеристика пласта В13, а также обоснование выбора объекта разработки. Однако низкая изученность свойств коллектора и флюидов, слабая освещенность исследованиями по основным фильтрационно-емкостным характеристикам (проницаемость, вязкость) и сложность геологического строения не позволяет с достаточной степенью уверенности обосновать для объекта эффективную систему разработки и обеспечить высокую степень долгосрочного прогноза. Требуется проведение ряда исследований по уточнению свойств флюида и коллектора

Ключевые слова: месторождение, пласт, залежь, запасы, коллектор, система разработки

Восточное нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 2011 году и является многопластовым, сложнопосторенным. Находится в начальной стадии разведочного бурения. Изученность месторождения низкая, доля запасов категории С1 по месторождению составляет 8%. Продуктивными в разрезе месторождения являются отложения осинского (пласты Б1, Б2); устькутского (пласты Б3-4, Б5), преображенского пласт (Б12), верхнечонского (пласты В10, В13) горизонтов. Подсолевые венд-нижнекембрийские отложения пласта В13 являются основной нефтегазоперспективной толщей, несогласно залегающей на поверхности фундамента Восточного нефтегазоносного месторождения. Данное месторождение по действующей классификации относится к категории разведываемых, по величине извлекаемых запасов - к крупным, по геологическому строению - к сложным.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Отложения пласта В 13 образовались в ранневендскую эпоху формирования осадочного чехла Сибирской платформы в условиях прибрежной равнины, временами заливаемой морем [1]. Пласт В13 представлен песчаниками полевошпато-кварцевыми мелкозернистыми в верхних прослоях, средне-крупнозернистыми до гравелитистых в основании. В основании пласта встречаются прослои гравелитов кварц-полевошпатовых, хорошо окатанных, рыхлых на глинистом цементе. Мощность пласта В13 в пределах участка меняется от 15 до 30 м. Верхняя часть нижненефской подсвиты представлена аргиллито-алевролитовой пачкой, иногда с прослоями песчаников.

Пласт В13 Верхнечонского горизонта в пределах Восточного месторождения состоит из четырех блоков, характеризующихся различным фазовым состоянием содержащихся флюид: I блок – нефтегазоконденсатный, V и VI блоки – нефтяные, VII- газоконденсатный.

Доизучение пласта предлагается начать с нефтяных залежей, для чего в рамках данного документа предлагается выделить один эксплуатационный объект - В13 Верхнечонского горизонта, состоящий из нефтяных залежей V и VI Блоков. Выделение одного эксплуатационного объекта связано с целями и задачами выполняемого документа - изучение параметров и добычного потенциала нефтяного пласта, уточнение геометрии залежей, подготовка информации для выполнения технологического проектного документа и ввода месторождения в промышленную эксплуатацию.

Разбуренность и изученность пласта В13 целом, низкая, что подтверждается долей запасов категории С1.

На стадии проекта пробной эксплуатации, в условиях низкой изученности строения и геолого–физической характеристики пласта, выбор эффективных систем разработки и оптимальных плотностей сеток скважин, обеспечивающих рентабельную разработку, может быть основан только на опыте разработки пластов-аналогов. Авторами многочисленных исследований доказано, что при сложном геологическом строении, в условиях высокой неоднородности коллекторов наибольшая продуктивность и высокие технико-экономические показатели достигаются при использовании площадных систем.

При добыче нефти из пласта В13 прогнозируются осложнения, связанные с отложениями солей и парафинов в призабойной зоне и на оборудовании, что определяется установленными свойствами коллектора и пластовых флюидов. Для снижения влияния негативных факторов и минимизации осложнений в процессе разработки объекта В13 рекомендуется проведение геолого-технических мероприятий. Также для выбора эффективной системы разработки требуется проведение ряда исследований по уточнению свойств флюида и коллектора.

Обобщение опыта разработки пластов с неоднородным терригенным коллектором на соседних месторождениях, позволяет предположить, что перспективными на объекте могут стать следующие технологии: бурение горизонтальных скважин; применение многостадийного гидроразрыва пласта (МСГРП); закачка слабоминерализованной воды для поддержания пластового давления и вытеснения нефти; обработка призабойной зоны (ОПЗ) - комплексные обработки различными составами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). – Новосибирск: СО РАН, 2007. – 467 с.
2. Проект пробной эксплуатации плата В13 Восточного нефтегазоконденсатного месторождения

УДК 662.276.3

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ РАСЧЕТНОГО ОПИСАНИЯ
ПРОЦЕССА ГОРЕНИЯ НЕФТИ СО СВОБОДНОЙ ПОВЕРХНОСТЬЮ В РВС

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Е.В. Алекина

СамараНИПИнефть, Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. Авторами проанализировано современное состояние расчетного описания горения нефти со свободной поверхностью в РВС.

Ключевые слова: нефть, горение, число Рэлея, РВС, эжекция.

Известно, что закономерностям горения нефти и нефтепродуктов со свободной поверхностью посвящено значительное число экспериментальных и теоретических работ [1-13], в которых авторами выявлен целый ряд закономерностей процесса. Однако, обилие приводимых результатов, полученных, зачастую, в несопоставимых условиях, затрудняет формирование единого представления о современном состоянии математического аппарата, описывающего горение нефти со свободной поверхностью в РВС.

Поэтому, представляло интерес попытаться сконцентрировать современные расчетные подходы к процессу горения углеводородов.

На сегодняшний день однозначно установлено, что при ламинарном горении относительная высота факела зависит от диаметра РВС и сначала увеличивается, потом уменьшается, а в турбулентном режиме горения высота пламени практически не зависит от диаметра резервуара, а само развитое турбулентное горение наблюдается в РВС диаметром больше 2 м. При этом, пламя сохраняет коническую форму и высоту, если диаметр РВС не превышает некоторого критического значения, которое зависит от природы жидкости. При увеличении диаметра сосуда пламя начинает пульсировать, и его высота изменяется с определенной частотой. При дальнейшем увеличении диаметра верхняя часть пламени вытягивается, на пламени образуется перехват, что приводит к отрыву верхней части и отдельному ее догоранию. При последующем возрастании форма пламени усложняется, а пульсации охватывают весь факел. Поскольку при горении жидкости плотность в различных точках неодинакова, в резервуаре возникают конвективные потоки.

Как известно, определяющим критерием для свободной конвекции в жидкости является число Рэлея:

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

$$Ra = \frac{\rho^2 \cdot c \cdot \beta \cdot g \cdot l^3 \cdot \Delta\vartheta}{\eta \cdot \lambda} = b \cdot l^3 \cdot \Delta\vartheta,$$

где: ρ – плотность; c – теплоемкость; β – коэффициент расширения;
 η – вязкость; λ – теплопроводность жидкости; l – характерный размер;
 g – ускорение свободного падения; $\Delta\vartheta$ – разность температуры стенки и
 жидкости.

$$b = \frac{\rho^3 \cdot c \cdot \beta \cdot g}{\eta \cdot \lambda},$$

где: b – модуль конвекции.

Установлено, что если $Ra \geq 1600$, то в жидкости имеется свободная конвекция.

Когда число Ra превышает второе критическое значение, происходит турбулизация конвективных потоков.

Анализ экспериментальных данных показывает, что при теплообмене между жидкостью и стенкой смеси резервуара числа Нуссельта и Рэлея связаны соотношением:

$$Nu = c^n \cdot Ra,$$

где: c^n – функции Ra .

Опытные данные показывают, что распределение температуры в поперечном срезе факела имеет вид кривой с максимумом на фронте горения и минимумом на оси резервуара. Такой же характер имеет распределение температуры в горизонтальных плоскостях внутри жидкости. Разность температур у стенки и на оси резервуара может быть значительной и достигать 100°C .

Что касается распределения температуры в жидкости по вертикали, то здесь удалось выделить два типа распределения.

(I тип) – температура монотонно уменьшается при удалении от поверхности в глубь жидкости.

(II тип) – в жидкости образуется гомотермический слой, которого растёт со временем.

Установлено, что причиной возникновения гомотермического слоя является кипение жидкости на стенке, которое усиливает свободную конвекцию, а конвективные потоки выравнивают температуру в прогревом слое.

Были исследованы множество факторов, сопровождающих горение нефти и нефтепродуктов начиная от скорости горения, высоты и формы факела и кончая влиянием уровнем жидкости в РВС и степенью охлаждения стенок.

В результате, был получен огромный экспериментальный материал, который пока не удалось свести к единому представлению.

Например, была установлена временная зависимость расстояния h от поверхности жидкости до края резервуара:

$$L^m = \alpha \cdot \tau,$$

где: $L = h - h_0$; $\tau = t - t_0$.

Показатель степени m определяется природой топлива и не зависит от диаметра резервуара. А зависимость скорости горения от диаметра резервуара аппроксимируется степенной функцией:

$$\omega \approx d^n.$$

Причем, n зависит от природы горящей жидкости и уменьшается с ростом диаметра РВС.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Было установлено, что существует три режима горения углеводородов: ламинарный, переходный и турбулентный.

Построение адекватных математических моделей процесса и использование их для численного или приближенного аналитического исследования горения жидкостей крайне затруднено, так как полученные зависимости имеют весьма ограниченную область применения, ибо не отражают всего многообразия условий, характерных для горения жидкостей. Например, установлено, что зависимость скорость выгорания от параметров, характеризующих теплофизические свойства жидкости и режима ее горения определяется значением критерия Галилея:

$$Ga = \frac{g \cdot d^3}{\nu^2}.$$

Тогда, скорость горения в ламинарном, переходном и турбулентном режимах описывается следующими соотношениями:

$$\begin{aligned} M &= 0,114 \cdot A \cdot B \cdot Ga^{1/3}; \\ M &= A \cdot B \cdot Ga^{0,16} \text{ при } 10^7 < Ga < 4,8 \cdot 10^8 \\ M &= 1,67 \cdot 10^{-3} \cdot A \cdot B \cdot Ga^{0,45} \text{ при } 4,8 \cdot 10^8 < Ga < 3 \cdot 10^{12}; \\ M &= 12,9 \cdot A \cdot B. \end{aligned}$$

В этих формулах содержится много эмпирических величин, определяемых опытным путем, и отличающихся от экспериментальных не более, чем на 21%, что считается допустимым и позволяет использовать их в инженерных расчетах.

Поскольку турбулентный режим горения нефти со свободной поверхностью явно преобладает, то он был подвергнут наиболее глубокому исследованию, правда, при следующих сомнительных допущениях:

- давление газо – паровой смеси постоянно,
- газо – паровая смесь рассматривается как идеальный газ,
- молекулярные веса компонентов газо – паровой смеси равны.

В результате был выяснен характер зависимости эжекции окислителя в зону горения от продольной координаты:

$$m \approx (z/D)^n,$$

где: m – массовая скорость эжекции.

Таким образом, вся область горения подразделяется на три зоны, каждой из которых присущ свой характер зависимости (m). Причем, эжекция в верхней части факела имеет такой же характер, как при турбулентном горении в сосудах небольшого диаметра, а эжекция в нижней части факела подобна эжекции при горении в резервуарах большого диаметра. Удалось даже определить коэффициенты пропорциональности для каждой из трех зон. Более того, были получены подробные данные о распределении температуры и концентрации в поперечном сечении, а также зависимости скорости горения жидкости от различных параметров.

Вычисления проводились при вариации критериев Льюиса, Рейнольдса, Фруда, Прандтля, Дамкелера и показали, что наибольшее влияние на характер горения оказывает число Фруда. Это свидетельствует о важной роли сил плавучести в формировании гидродинамической и тепловой структуры факела над свободной поверхностью.

В целом, скорость горения нефти со свободной поверхностью описывается соотношением:

$$u_l \approx R^n = R^{-0,59},$$

где: R – радиус РВС.

При уменьшении числа Фруда показатель степени n уменьшается. Расчетная зависимость относительной высоты факела от безразмерной скорости горения имеет линейный характер:

$$\frac{l}{R} = 0,4 \cdot (1 + Fr^{-0,4}) \cdot \bar{u}_l.$$

В результате, удалось выяснить тепловую структура факела, но только на качественном уровне, хотя наибольшая температура безусловно в нижней части факела. Здесь же наблюдаются и наибольшие градиенты температуры в поперечном направлении. В соответствии с этим наибольшая скорость горения имеет место вблизи стенки РВС.

Таким образом, в нижней части факела существенное влияние на процесс горения оказывает эжекция окислителя из окружающей среды и процессы переноса носят здесь конвективный характер, тогда как в верхней части факела преобладающей является молекулярная диффузия.

Итак, пламя над свободной поверхностью имеет сложную до конца не выясненную гидродинамическую структуру.

На основе анализа этой структуры методом теории подобия для пограничного слоя выведены безразмерные параметры, определяющие величину скорости выгорания жидкости:

$$\frac{m \cdot R}{\mu} = K \cdot f(B) \cdot Ga \cdot \left(\frac{\nu_{\infty}}{\nu}\right)^n \cdot \left(\frac{Pr_{\infty}}{Pr}\right),$$

где: μ – динамическая вязкость; ν – кинематическая вязкость; Pr – критерий Прандтля; K – константа; B – параметр массопереноса:

$$B = Y_0 \cdot \frac{Q}{M_0 \cdot V_0 \cdot L^{-h_n/L}},$$

Y_0 — концентрация окислителя; Q – тепловой эффект реакции; L – теплота парообразования топлива; M_0 — молекулярная масса окислителя; V_0 – стехиометрический коэффициент; h_n — удельная энтальпия при температуре кипения топлива.

С помощью более простых одномерных моделей процесса горения для полу бесконечного слоя жидкости установлено, что массовая скорость горения изменяется со временем по закону:

$$\rho \cdot \nu \approx l^{-0,5}.$$

А изменение уровня поверхности по мере выгорания носит степенной характер: $x \approx l^{0,5}$.

Наконец, при исследовании горения плоской поверхности жидкости в потоке окислителя в предположении теории ламинарного пограничного слоя с помощью автомодельных переменных было установлено, что процесс описывается системой обыкновенных дифференциальных уравнений, а диффузионная модель представляется достаточной для описания процессов.

В последнее время для изучения горения жидкостей в условиях вынужденной конвекции окислителя, использовано приближение теории пограничного слоя и при допущении о бесконечно большой скорости химической реакции получены автомодельные решения гидродинамической, тепловой и диффузионной задач, определены температура пламени и температура свободной поверхности, а также

скорость горения. В рамках же модели диффузионного горения не удастся исследовать тепловой режим пламени. Приходится для анализа критических условий воспламенения, использовать представление о протекании химических реакций с конечной скоростью в слое конечной толщины и допущение о локальной автомодельности теплового и диффузионного полей, т.е. применять квазигетерогенная модель фронта горения, предполагающую протекание химических реакций с конечной скоростью на бесконечно тонкой поверхности.

По результатам этих исследований рассмотрен широкий круг вопросов, связанных с горением в условиях естественной и вынужденной конвекции. Для описания свободно-конвективного выгорания жидкости использована квазиодномерная модель. На основе этой модели решен ряд важных в прикладном отношении задач теории горения жидкости.

Подводя итог, можно с сожалением констатировать, что несмотря на широкое развитие методов математического описания процессов горения нефти и нефтепродуктов со свободной поверхностью в РВС, позволяющих в отдельных случаях решать прикладные задачи, единой стройной всеобъемлющей теории так и не создано.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Артеменко Е.С. О горении жидкостей в резервуарах при изменении ее уровня / Е.С. Артеменко, В.И. Блинов // Физика горения и взрыва. Т.4, №1.- 1968.-С.69-75.
2. Ассовский И.Г. К теории нестационарного горения топлива при высоких давлениях/ И.Г. Ассовский // Докл. АН СССР. Т.294, №1.-1987.- С.103-106.
3. Бахман Н.Н. Диффузионное горение жидкостей/ Н.Н. Бахман, Л.И. Ал- дабаев, Н.Д. Сатинский //Горение и взрыв. М.: Наука, 1977.-С.254-263.
4. Блинов В.И. Диффузионное горение жидкостей./В.И. Блинов, Г.Н. Худяков// М.: Изд-во АН СССР, 1961.-208с.
5. Вулис Л.А. Основы теории газового факела / Л.А. Вулис, Ш.А. Ершин, Л.П. Ярин //Л.: Энергия, 1968.-204с.
6. Горение и свойства горючих веществ/ Демидов П.Г. и др. — М.: Химия, 1981.- 272 с.
7. Горшков В.И. Моделирование процесса свободного горения топлив в цилиндрических горелках /В.И. Горшков, Н.Н. Гурьянова, Б.Г. Попов // Пожарная профилактика: Сборник научных трудов.- М.: ВНИИПО, 1984.-С.81-86.
8. Гужиев А.В.К анализу теплового режима горения жидкостей / А.В. Гуджиев, Г.С. Сухов, Л.П. Ярин // Физика горения и взрыва. Т. 18, № 3. -1982.
9. Лавров Н.В. Процессы горения топлива и защита окружающей среды /Н.В. Лавров, Э.И. Розенфельд, Г.П. Хаустович. - М.: " Металлургия", 1982.-240с.
10. Математическая теория горения и взрыва /Я.Б. Зельдович , Г.И. Баренб- латт, В.Б. Либрович, Махвиладзе Г.М. - М.: Наука, 1980.-480с.
11. Мильков С.Н. Теория горения жидкостей со свободной поверхностью. Квазистационарный режим горения жидкости - горение слоя конечной толщины / С.Н. Мильков, Г.С. Сухов, Л.П. Ярин // Физика горения и взрыва. Т.21, № 3.- 1985.-С.45-52.

12. Попов Б.Г. Скорость горения жидкостей в условиях естественной конвекции / Б.Г. Попов, В.И. Горшков, Н.Н. Гурьянов // Физика горения и взрыва. Т.22, №5.- 1986.-С.50-54.
13. Ярин Л.П. Основы теории горения двухфазных сред / Л.П. Ярин, Г.С.Сухов. -Л.: Энергоатомиздат, 1987. -2

УДК 622.276

ФОРМИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА Б₅ ЮРЯХСКОГО ГОРИЗОНТА ДАЛЬНЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Б.А. Мурашов, А.М. Зиновьев

СамГТУ, г. Самара, Россия

E-mail: borismurashov@rambler.ru

Аннотация. В настоящей статье дано описание объекта Б₅ юряхского горизонта, а также текущей системы разработки пласта, которая на данный момент времени нуждается в оптимизации в связи с низкой изученностью месторождения и со сложными геологическими условиями - залежь пласта Б₅ с северо-запада, северо-востока и юго-запада ограничена разрывными нарушениями, на севере - внешним контуром нефтеносности. В связи с этим для повышения эффективности реализуемой системы разработки и вовлечения максимально возможных извлекаемых запасов пласта Б₅ предлагается разбуривание залежи системой горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин длиной, организацию площадной системы ППД.

Ключевые слова: месторождение, объект, залежь, неоднородность, система разработки.

Дальнее нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1989 году, в промышленную разработку не введено. Залежь пласта Б₅ открыта в 2009 г., в промышленную разработку не введена. По состоянию на 01.01.2015 г. пробурена одна поисковая и две разведочных скважины.

На месторождении идет активная работа по доразведке месторождения, уточнению границ залежей и геолого-физических параметров, путем проведения и интерпретации 3Д сейсмики, ГИС, ГДИ, отбору керна и проб флюидов. Разработка карбонатных отложений пласта Б₅ на месторождении не проводилась.

Продуктивность нефтяного пласта Б₅ в Блоке II доказана испытаниями, выполненными как в процессе бурения, так и в колонне, в скважине.

Низкая изученность свойств коллектора и флюидов, отсутствие данных по основным фильтрационно-емкостным характеристикам (проницаемость, вязкость), не позволяет с достаточной степенью уверенности обосновать для объекта эффективную систему разработки и обеспечить высокую степень долгосрочного прогноза. Требуется проведение ряда исследований по уточнению свойств флюида и коллектора.

По сложности геологического строения месторождение относится к очень сложным, изученность границ залежей и геолого-физических параметров пластов

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

очень низкая. В переходной зоне вендской и кембрийской систем в разрезе согласно залегает юрская свита, которая подразделяется на две подсвиты [1].

Нижняя подсвита сложена известняками, доломитами серыми, светло-серыми с включениями ангидрита. В нижней части встречаются тонкие прослои глинистых доломитов.

Верхняя подсвита сложена доломитами, часто известковистыми, участками глинистыми, известняками с прослоями коричнево-серых доломитовых мергелей и зеленовато-серых аргиллитов. Участками породы пористые и мелко-кавернозные, насыщенные нефтью и газом.

Залежь пласта Б₅ с северо-запада, северо-востока и юго-запада ограничена разрывными нарушениями, на севере - внешним контуром нефтеносности. Также часть залежи ограничена внешним контуром нефтеносности на востоке блока. Пласт, в пределах блока имеет моноклинальное погружение в северо-восточном направлении.

Основные особенности объекта Б₅:

- Температура пласта 14-16 °С;
- Расстояние до водонасыщенных/газовых пластов (сверху/снизу) порядка 15-20 метров по абсолютной глубине – существует риск прорыва трещины (ограничение по высоте);
- Нефть с высоким содержанием парафиновых компонентов;
- Высокое содержание соли в пласте.

При добыче нефти из пласта Б₅ прогнозируются осложнения, связанные с отложениями парафинов в призабойной зоне и на оборудовании, что определяется установленными свойствами коллектора и пластовых флюидов.

Исходя из опыта разработки пластов с аналогичными карбонатными коллекторами можно предположить, что применение на объекте следующих технологий может повысить нефтеотдачу: бурение горизонтальных скважин; применение многостадийного гидроразрыва пласта (МСГРП); закачка слабоминерализованной воды для поддержания пластового давления и вытеснения нефти; обработка призабойной зоны (ОПЗ) - комплексные обработки различными составами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мельников Н. В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). Изд. 2-е, доп. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2018. – 177 с.
2. Проект пробной эксплуатации нефтяной залежи пласта Б-5 блок II Дальнего нефтегазоконденсатного месторождения.

УДК 662.276.3

**ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА УЗЛА
ЗАХОЛАЖИВАНИЯ ТОВАРНОЙ НЕФТИ НА УПН ПОКРОВСКАЯ И
АНАЛИЗ ЕГО ВОЗМОЖНОСТЕЙ**

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

СамГТУ, Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. В статье обоснована необходимость строительства узла захлаживания товарной нефти на УПН Покровская. Предложена технологическая схема узла захлаживания и осуществлен анализ её возможностей.

Ключевые слова: захлаживание, нефть, нефтедобыча, зануление.

Известно, что в настоящее время УПН Покровская выпускает товарную нефть 3 класс, 2 типа, 1 группы, 2 вида с температурой от 30 до 40 °С в полном соответствии с требованиями нормативных документов [1, 2].

Однако, АО «АК «Транснефть» выданы новые технические условия №АК-10-02-02\13991 от 18.03.2016 г. на подключение объекта нефтедобычи ПАО «Оренбургнефть» к магистральному нефтепроводу «Покровка-Кротовка» на 0 км для сдачи нефти через СИКН-№249, согласно которым выставлены новые требование по температуре сдаваемой товарной нефти не более 30 °С.

Таким образом, строительство узла захлаживания нефти необходимо, так как поиск нового покупателя, с имеющимися на данный момент свойствами продукции, крайне затруднителен.

Поэтому, представляло интерес проанализировать предлагаемую схему узла захлаживания товарной нефти.

При этом, основными требованиями заказчика являются:

1. Кинематическая вязкость нефти при температуре плюс 20 °С – не более 11,0 сСт;
2. Температура сдаваемой нефти – от 20 до 30 °С;
3. Температура застывания – ниже минус 18 °С;
4. Качество нефти: класс 3, тип 2, группа 1, вид 2 в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002.

При этом, установка должна быть оборудована системой управления, а также оборудованием КИПиА, необходимым для нормального функционирования системы без присутствия обслуживающего персонала, с аппаратами для передачи необходимой информации, сигнализацией, значений и параметров на верхний уровень с целью контроля и управления ею.

Технические решения, которые необходимо применить для строительства данного узла должны соблюдать все экологические, санитарно-технические, противопожарные и другие нормы, действующие на территории Российской Федерации, а также для обеспечения безопасности жизни и здоровья людей, при соблюдении соответствующих требований.

Так как все требования на «Покровской» УПН выполнялись и ранее, то пункты: 1,3,4 можно не брать во внимание, сосредоточившись на измененном пункте № 2.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Реальные характеристики товарной нефти перед СИНК-249 приведены в табл.1.

Таблица 1

Характеристики товарной нефти перед СИНК-249:

Компонент	Молярная концентрация, %
Плотность	860 кг/м ³
Теплоемкость	2,0 кДж/кг*К
Теплопроводность	0,121/0,122 Вт/м*К
Кинематическая вязкость	11,0 сСт
Обводненность нефти	Не более 0,5 % масс.
Содержание хлористых солей	Не более 100 мг/дм ³
Массовая доля сероводорода	Не более 100 ppm
Наличие механических примесей	Не более 0,05% масс.
Температура на входе в блок	+41 °С
Давление на входе в блок	5,2 МПа

Из табл.1 видно, что заказчика не устраивает только температура продукции.

Предлагаемая установка охлаждения товарной нефти (рис.1) представляет собой совокупность двух блоков холодильных машин, блока насосного оборудования с отсеком электрощитовой, АВО, предназначенных для охлаждения антифриза контура конденсаторов и теплообменников.



Рис.1. Внешний вид узла захлаживания

Холодильная установка представляет собой набор технологического оборудования на базе стандартных фреоновых холодильных агрегатов с компрессорами. Охлаждение в холодильной машине обеспечивается непрерывной

циркуляцией, кипением и конденсацией хладагента в замкнутой системе. Кипение хладагента происходит при низком давлении и низкой температуре.

Парообразный хладагент всасывается компрессором, который повышает его давление и температуру в процессе сжатия. Далее в жидкостном конденсаторе за счет охлажденного антифриза горячий газообразный хладагент охлаждается и конденсируется. На выходе из конденсатора хладагент находится в жидком состоянии при высоком давлении. Размеры конденсатора выбираются таким образом, чтобы газ полностью сконденсировался внутри конденсатора. Поэтому температура жидкости на выходе из конденсатора оказывается несколько ниже температуры конденсации.

Затем хладагент в жидкой фазе при высокой температуре и давлении поступает в регулятор потока, где давление смеси резко уменьшается, часть жидкости при этом может испариться, переходя в парообразную фазу. Таким образом, в испаритель попадает смесь пара и жидкости. Жидкость кипит в испарителе, отбирая тепло от охлаждаемой жидкости, и вновь переходит в парообразное состояние. Размеры испарителя выбираются таким образом, чтобы жидкость полностью испарилась внутри испарителя.

В качестве испарителей и конденсаторов предусматривается использовать пластинчатые теплообменные аппараты собственного производства. В качестве промежуточного теплоносителя используется антифриз. Охлаждение нефти производится в сварных пластинчатых теплообменных аппаратах. Всего предусматривается использовать 3 теплообменника. Охлаждение антифриза контура конденсатора производится в АВО (рис.2). АВО размещаются на открытом воздухе и имеют специальное антикоррозионное покрытие. Всего предусмотрено 4 аппарата воздушного охлаждения, в работе предполагается задействовать 3 аппарата.

За расчетную температуру окружающего воздуха выбрана средняя максимальная температура наиболее теплого месяца, согласно ВНТП 3-85 [3], которая для Оренбургской области составляет $+32^{\circ}\text{C}$.

На АВО контура антифриза установлены вентиляторы с надежными электродвигателями, предназначенными для работы на улице. Класс защиты электродвигателя - IP 54, имеет встроенную защиту от перегрева. В целях профилактики травматизма вентиляторы закрыты защитной решеткой.

Регулирование производительности конденсатора осуществляется пуском - остановом вентиляторов, регулированием скорости вращения вентиляторов или отсечением одного из контуров конденсатора (в зимнее время). В холодный период эксплуатации охлаждение нефти будет выполняться антифризом, охлаждаемым в АВО напрямую, минуя холодильные испарители.

Установка охлаждения жидкости обеспечивает работу на всех возможных режимах работы. Выделяется два основных режима работы, которые зависят от внешней температуры воздуха: летний и зимний.



Рис. 2. Аппарат воздушного охлаждения антифриза

Летний режим. В процессе работы при температуре воздуха более $+10^{\circ}\text{C}$ обеспечивается охлаждение нефти с помощью тосола предварительно охлажденного в испарителях холодильной установки. Регулирование подачи холодного тосола осуществляется путем изменения режима работы насосных агрегатов, так же регулирование осуществляется посредством контроля производительности холодильных компрессоров, а так же за счет частичного отключения компрессоров. Охлаждение конденсаторов холодильных компрессов обеспечивается подачей тосола охлаждаемого в АВО.

Зимний режим. При температуре окружающего воздуха ниже $+10^{\circ}\text{C}$ производится полное отключение холодильной установки и охлаждение тосола производится напрямую в АВО. В данном случае регулирование подачи холодного тосола производится за счет изменения режима работы насосных агрегатов. Температура охлаждения тосола поддерживается за счет регулирования числа оборотов вентиляторов АВО. Электроосвещение и силовое электрооборудование, молниезащита, заземление и зануление узла захолаживания нефти соответствуют требованиям действующих нормативных документов Российской Федерации.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

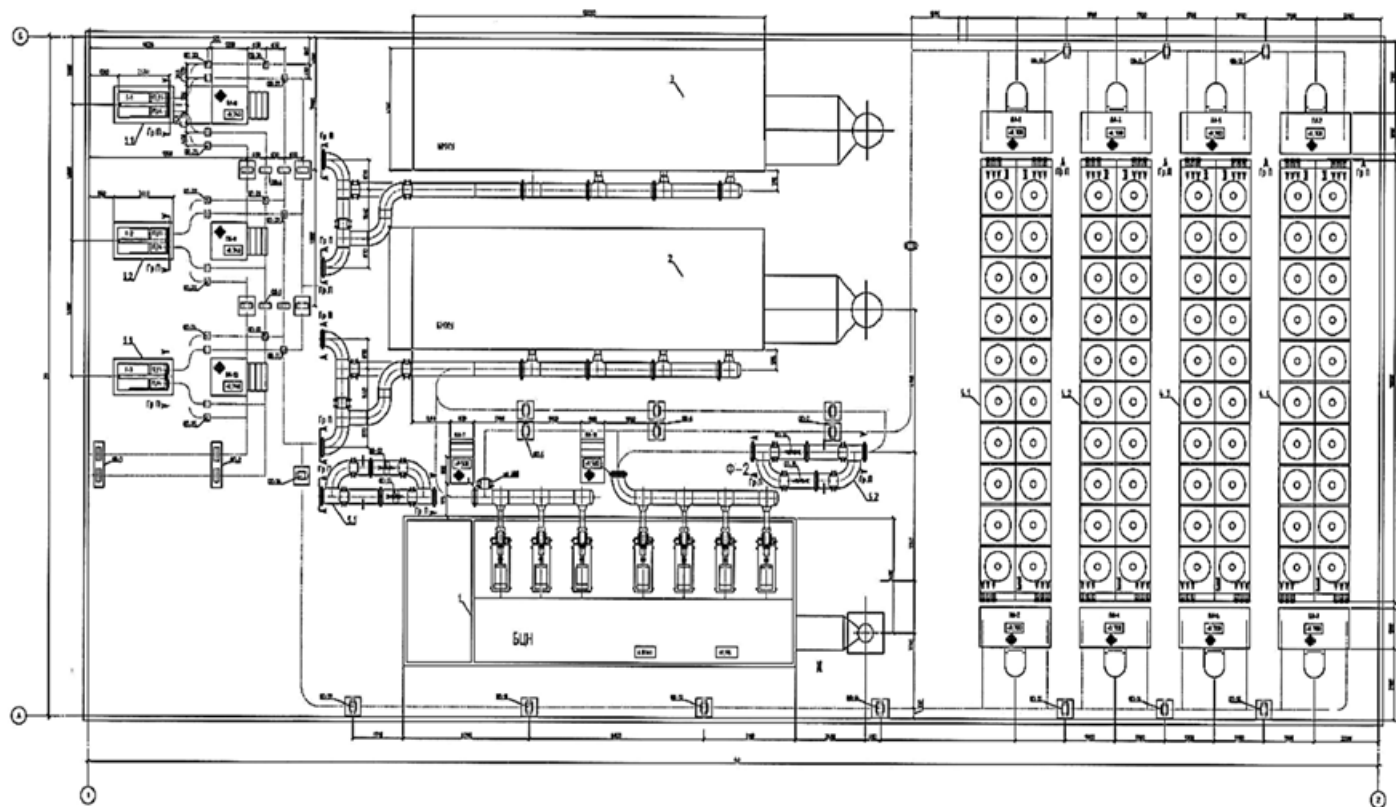


Рис. 3. Технологическая схема узла захлаживания

Технологическая схема узла приведена на рис.3.

Таким образом, предложенный узел захлаживания товарной нефти на УПН Покровская позволит выполнить требования АО «Транснефть» и сохранить его в качестве основного покупателя.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия. М. Гостандарт России, 2002.
2. Технологический регламент УПН «Покровская», Самара, ВНИИПинефть, 2012 г.
3. ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. М., министерство нефтяной промышленности, 1985 г.

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОПОЛИМЕРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СЕВЕРО-КАМЕНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Б.А. Кротов^{1,2}, А.М. Зиновьев^{1,2}

1-ФГБОУ ВО «СамГТУ»; 2 - ООО "СамараНИПИНефть"

г. Самара, Россия

E-mail: krotovborya@yandex.ru

Аннотация. Одной из наиболее актуальных проблем добывающих компаний является необходимость вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов (ТИЗ). Высокая стоимость, а также низкий коэффициент извлечения нефти делают разработку таких залежей экономически нецелесообразной. Однако в реалиях роста цен на углеводороды, снижения доли легко добываемой нефти, создание и внедрение мероприятий по вовлечению залежей с ТИЗ становится более актуальной. В отличие от ничем не осложненных залежей, ТИЗ имеют ряд геолого-физических и реологических особенностей, поэтому большинство традиционных методов разработки, а также методов увеличения нефтеотдачи (МУН) для них не подходят. В связи с чем многие компании стараются разработать и внедрить инновационные методы и технологии, направленные на повышение экономической эффективности разработки месторождений с ТИЗ.

Ключевые слова. Трудноизвлекаемые запасы, высоковязкая нефть, термополимерное воздействие.

Разработка Северо-Каменского месторождения осложнена повышенной вязкостью добываемого флюида. Анализ показал, что высоковязкая нефть добывается преимущественно на пласте Б-2 Центрального купола (табл.1). Затрудненность разработки объекта также обуславливается сложнопостроенностью коллектора, в виду его резкой неоднородности и высокой расчлененности. Пласт Б-2 Центрального купола представлен терригенным поровым коллектором с проницаемостью 2,64 мкм², расчлененностью 3,3, вязкость добываемой нефти в условиях пласта 62,67 мПа*с.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1 – Распределение добычи высоковязкой нефти на Северо-Каменском месторождении.

Наименование купола	Доля извлекаемых запасов, %
Восточный купол	11
Южный купол	5
Центральный купол	84

На текущий момент объект находится на 4 стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 8105 тыс.т., коэффициент извлечения нефти (КИН) 0,558, при проектном конечном 0,634, обводненность добывающего фонда 96%. Вследствие высокой вязкости нефти происходит быстрое обводнение скважин за счет продвижения воды с подошвы залежи и образования локальных конусов обводнения. В этих условиях велика вероятность образования в пласте ряда застойных зон с невыработанными запасами [1].

На данный момент на месторождении применяются внутрискважинные подогреватели продукции, в условиях разработки Северо-Каменского месторождения используют резистивные электронагреватели. Подогреватели применяются для увеличения температуры скважинной жидкости, снижения вязкости нефти, уменьшения межфазного натяжения и адсорбции активных компонентов нефти. Также проводится заводнение с использованием кремнийорганических полимерных составов («АКОР»). Применение полимерного заводнения обусловлено необходимостью ограничения водопритока, в виду широкого фронта прорыва краевых вод, а также высокой расчлененности коллектора. За последние 10 лет на рассматриваемом объекте было проведено 8 скважинных операций, суммарная дополнительная добыча составила 3,3 тыс.т.

В связи с необходимостью поиска более эффективного и экономически выгодного метода, направленного на дополнительное извлечение нефти пласта Б-2 Центрального купола Северо-Каменского месторождения, предлагается инновационная технология закачки в пласт термополимера. При комбинировании термического и полимерного воздействия достигается комплексный механизм нефтеотдачи, включающий: снижение вязкости пластовой нефти, интенсификацию капиллярной пропитки, увеличение охвата пласта рабочим агентом [2, ст. 70-83].

Предлагаемое мероприятие ранее не проводилось на Северо-Каменском месторождении. Однако, в виду сложнопостроенности коллектора и наличия высоковязкой нефти на объекте Б-2, а также полученного опыта от применения на Мишкинском месторождении, ряда лабораторных и промышленных исследований, показавших высокую эффективность и экономическую рентабельность от проведения ТПВ, рекомендуется формирование программ ГТМ, с включением предлагаемого мероприятия [3].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дополнение к текущему проекту разработки Северо-Каменского месторождения.
2. Ю.В. Желтов, В.И. Кудинов, Г.Е. Малофеев, Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти // Нефть и газ, 1997 – 256 с.
3. С.Ю. Борхович, Д.К. Холмогорова, Е.А. Васильева, А.С. Яцковская, Термополимерные технологии разработки сложнопостроенных месторождений

УДК 662.276.3

**АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ РВС НА НЕФТЕБАЗАХ И
НЕФТЕХРАНИЛИЩАХ РФ**

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Е.В. Алекина

СамараНИПИнефть, Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. Авторами в статье проанализировано современное состояние РВС на нефтебазах и нефтехранилищах РФ и выявлены основные причины, приводящие к авариям и пожарам.

Ключевые слова: РВС, нефтебаза, нефтехранилище, безопасность.

Известно, что в РФ добываемая нефть и нефтепродукты хранятся в резервуарных парках. В соответствии с Федеральным Законом № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. резервуарные парки и нефтехранилища относятся к опасным производственным объектам.

В соответствующем государственном реестре, содержатся сведения почти о тысячах нефтебаз и объектов хранения [1], из них более 50 - объекты, для которых законодательством в области промышленной безопасности установлена обязательная разработка декларации промышленной безопасности. Количество же вертикальных и горизонтальных РВС ёмкостью от 100 до 50000 м³ перевалило за 40 тысяч.

Однако, проблема повышения промышленной безопасности РВС обострилась в связи с рядом обстоятельств, возникших в РФ в новых экономических условиях.

Так, по данным ЦНИИПСК им. Н.П. Мельникова, в настоящее время 90% эксплуатируемых резервуарных парков превысили нормативный срок эксплуатации (20 лет), поэтому, представляло интерес более детально изучить состояние РВС на нефтебазах и нефтехранилищах РФ, особенно учитывая, что решение проблемы прогнозирования условий протекания и последствий пожаров связано с сохранением человеческих жизней и снижением материального ущерба.

Обеспечение промышленной безопасности опасных производственных объектов предлагает использование процедуры анализа риска аварий для обоснования и принятия эффективных управленческих решений, на основе выявленных наиболее «опасных мест» в технологической системе объекта.

За последние 30 лет в России произошло несколько десятков разрушений резервуаров, сопровождающихся пожарами, а иногда и человеческими жертвами [2].

В табл. 1. приведены данные анализа причин аварий (на примере 65 аварий, произошедших за 60 лет с резервуарами для нефти и нефтепродуктов) [3].

Таблица 1

Данные анализа причин аварий	
Причина аварии	%
Хрупкое разрушение металла	63,1
Взрыв и пожар	12,3
Образование в РВС вакуума	7,7
Коррозионный износ металла	3,1
Просадка основания РВС	1,5
Ураганный ветер	1,5
Прочие причины	10,8
Итого	100,0

Таким образом, наиболее частой причиной аварий является хрупкое разрушение металла, происходящее, как правило, в форме лавинного разрушения с отрывом корпуса от днища и кровли, вследствие чего часто происходит взрыв и пожар. К возникновению подобной ситуации ведут дефекты строительства (70%), недостатки проекта (17%) и нарушение правил эксплуатации (11%) [4].

В зависимости от объема и месторасположения резервуары подразделяются на три класса:

- класс I - особо опасные резервуары (объемом 10000 м³ и более, а также объемом 5000 м³ и более, которые расположены непосредственно по берегам рек, крупных водоемов и в черте городской застройки).

- класс II — резервуары повышенной опасности (объемом сторону от 5000 до 10 000 м³).

- класс III — опасные резервуары (объемом от 100 до 5000 м³).

Степень опасности (ответственности) резервуаров учитывается при проектировании специальными требованиями к материалам, объемам контроля и отражается в рабочей документации, а также при расчете определяется коэффициентом надежности по назначению.

Подобная классификация резервуаров реально отражает степень опасности, которую аварии представляют для населения и окружающей расчет среды [5].

В связи с выработкой временного ресурса (20 лет) большинством РВС, особенно актуальными являются вопросы, связанные с обследованием действующих резервуаров на основе эффективных методов их технической диагностики. Диагностика на основе оценки рисков обеспечивает существенное повышение надежности эксплуатируемого оборудования, в том числе и резервуаров, снижение количества отказов и сокращение времени, затрачиваемого на их регулярные обследования и обслуживание [6].

Уровень риска, связанный с различными резервуарами, не одинаков, поэтому контроль с учетом фактора риска концентрирует усилия по диагностированию и обслуживанию тех резервуаров, где риск и возможные последствия наиболее велики.

Для каждого диагностируемого резервуара с учетом дефектов его конструкции рассчитывается и строится матрица риска (рис. 1).

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

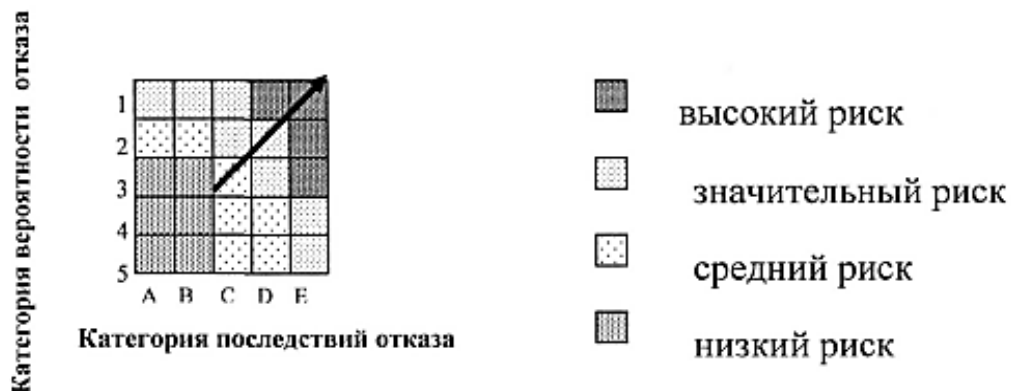


Рис 1. Матрица для оценки риска

Главными задачами диагностики на основе оценки риска являются:

концентрация усилий на определении и снижении рисков и угроз безопасности;

достижение повышенного коэффициента готовности посредством вывода резервуаров из эксплуатации только для выполнения самых необходимых программ контроля - повышение безопасности благодаря исключению угроз, связанных с подготовкой резервуаров к обследованию.

В настоящее время предлагаются новые конструктивные решения резервуаров, с помощью которых после изготовления или капитального ремонта изменится технология хранения и транспортирования нефтепродуктов в сторону уменьшения испарения продукта, ускорения транспортирования, ликвидации «воронкообразования», устранения «мертвого» осадка, что приведет к увеличению рабочего объема резервуара. При этом, будет обеспечено его удобство в эксплуатации и достигнут существенный экономический эффект разность на 1 м³ хранимого продукта [7].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зайченко В.Н. Улучшение критериев оптимальности при динамическом планировании ремонта резервуаров / В.Н. Зайченко // Нефтепереработка и нефтехимия.-2004.- №6.- С.48-50.
2. Хроника аварий/Информация об авариях, произошедших на предприятиях, подконтрольных Госгортехнадзору России // Безопасность труда в промышленности. — 2004.-№1 .-С.57.
3. Оценка риска аварий на объектах хранения и перевалки нефти и нефтепродуктов /А.В. Пчельников, А.И. Гражданкин, И.А. Кручинина, С.И. Сумской, Ю.А. Дадонов, М.В. Лисанов // Безопасность труда в промышленности. - 2004.-№6.- С.33-37.
4. Резервуары для хранения нефтей и нефтепродуктов: Курс лекций /Ю.Д. Земенков, Н.А. Малютин, Л.М. Маркова и др.// Тюмень: ТюмГНГУ, 1998.
5. Горицкий В.М. Безопасность и развитие нормативной базы для вертикальных стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов /В.М. Горицкий, Г.П. Кондаков // Безопасность труда в промышленности. - 2002.-№11.-С.39-40.

6. Бородин Ю.П. Диагностика вертикальных стальных резервуаров на основе оценки риска /Ю.П. Бородин, В.И. Зайчук //Науч. инф. сборник. Транспорт и хранение нефтепродуктов. -2004.- №9.-с.7-10.
7. Анализ риска аварий и чрезвычайных ситуаций на нефтегазодобывающих предприятиях - один из рычагов снижения аварийности /В.Н. Антипов, О.Г. Денисов, В.А. Тарасенко, С.И. Сумской, Ю.А. Дадонов, М.В. Лисанов // Безопасность труда в промышленности. — 2004.-№7.- с.38-40.

УДК 622

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОСТОИНСТВ И НЕДОСТАТКОВ МЕТОДОВ,
ИСПОЛЬЗУЕМЫХ НА СКВАЖИНАХ, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ**

С.А. Шерер, С.И. Губанов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: serzh.sherer@gmail.com, gubanovsi.samgtu@gmail.com

Аннотация. В данной статье будут рассмотрены некоторые методы воздействия на добываемый флюид с целью снижения вязкости и увеличения эффективности разработки месторождений с высоковязкой нефтью.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, разработка, добыча, геолого-технические мероприятия, тепловое воздействие, горение, пар, обработка, нагрев.

Введение.

В настоящее время наблюдается заметное истощение традиционных запасов углеводородов, относящихся к маловязким и залегающих на сравнительно небольших глубинах. В этом ключе запасы высоковязкой нефти и природного битума являются перспективным источником поддержания и увеличения добычи для компаний – недропользователей. Заинтересованность Российской Федерации в вовлечении этих запасов в разработку отражена в федеральном проекте «Технологии освоения трудноизвлекаемых углеводородов», а также в «Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года». [1]

Разработка месторождений высоковязкой нефти и природного битума традиционными методами не оправдывает себя из-за сложного реологического поведения и низкой подвижности углеводородов. Термические методы, реализуемые посредством нагнетания агентов-теплоносителей с поверхности, не всегда эффективны. Для них характерны высокая энергоёмкость, экологическая нагрузка на окружающую среду и трудно прогнозируемая структурная перестройка порового пространства с ухудшением фильтрационных свойств. Дополнительным потенциалом обладает их применение в комбинации с химическим воздействием и более сложным, по сравнению с вертикальным, профилем скважин, включая горизонтальные стволы.

Следует также уделить внимание совместимости предлагаемых к внедрению методов воздействия с фактическими условиями эксплуатации объекта. В определенных условиях эффект от мероприятия может быть незначительным, или вовсе отсутствовать, что в конечном итоге может не только не дать необходимого результата, но и усугубить и без того тяжелые условия добычи.

Таким образом, совершенствование методов воздействия на залежи высоковязкой нефти, комбинирование способов вторичного вскрытия с прогревом пласта в скважинах сложной геометрии является актуальной научной задачей.

Опыт применения современных методов воздействия на ВВН на месторождениях Самарской области

Обзор применяемых на месторождении технологий показал, что приоритетом последних лет является использование горизонтальных скважин в комбинации с интенсивными технологиями вторичного вскрытия, теплового и физико-химического воздействия на пласт. [2]

Прогрев пласта по отношению к высоковязкой нефти остаётся основным интенсифицирующим фактором. На месторождениях Самарской области в терригенных отложениях использовались циклические паротепловые обработки добывающих скважин. Но они оказались малоэффективными, так как в процессе закачки пара с температурой 320 °С приёмистость пласта снижалась в 3-4 раза, а при отборе был получен лишь слабый приток продукции со следами нефти. Вероятная причина - блокирование фильтрационных потоков из-за уменьшения сечений проточных каналов от воздействия высокой температурой и набухания глинистого цемента. [3]

Применение с середины 2000-х годов горизонтальных скважин на залежах с относительно небольшой площадью и толщиной также сопровождалось осложнениями. При вводе в эксплуатацию они часто давали высокообводнённую продукцию, а из-за высокой проницаемости пород-коллекторов, наличия подстилающей пластовой воды и опережающего обводнения приходилось прекращать форсированный отбор жидкости. Кроме того, добыча нефти на высоких депрессиях сопровождалась интенсивным пескопроявлением.

Так же стоит отметить, что для повышения температуры целесообразно использовать подземные источники тепла, размещаемые непосредственно в пласте или в призабойной зоне скважины, так как в этом случае уменьшаются теплотери и снижается экологическая нагрузка на окружающую среду.

Внутрипластовое горение.

Одним из методов теплового воздействия на высоковязкий флюид является внутрипластовое горение. При этом выделяют следующие его разновидности: 1) Сухое; 2) Влажное; 3) Сверхвлажное. [4] При этом все 3 способа имеют общий принцип действия, заключающийся в сгорании части углеводорода с последующим выделением тепла, энергия которого идет на снижение вязкости и увеличение подвижности вытесняемого флюида.

Сухое внутрипластовое горение применяется путем нагнетания в пласт воздуха, вступающего в окислительную реакцию с флюидом. При этом, путем сбора результатов данных лабораторных, теоретических и реальных, была выявлена температурная кривая для модели прямолинейного пласта.

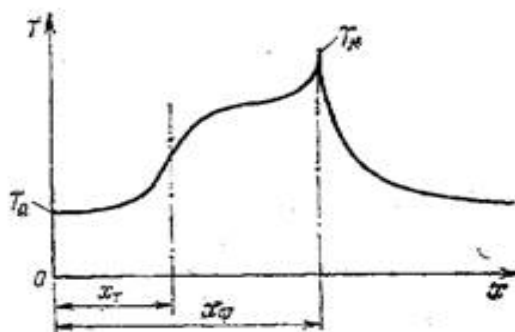


Рисунок 1 - Кривая изменения температуры при сухом внутрипластовом горении

На рисунке 1 температура T^* соответствует положению фронта горения с координатой x_f . При этом на кривой наблюдается излом на расстоянии x_t от начала координат, что связано с конвективным переносом тепла. Также положение, близкое к координате x_t , является фронтом конвекции. По ходу движения закачиваемых в пласт веществ перемещаются и фронты горения и конвекции, соответствующие координатам x_f и x_t .

Ниже (рис.2) представлена схема сухого внутрипластового горения с выделением образующихся в процессе реализации зон: зона горения, кокса и подвижной нефти.

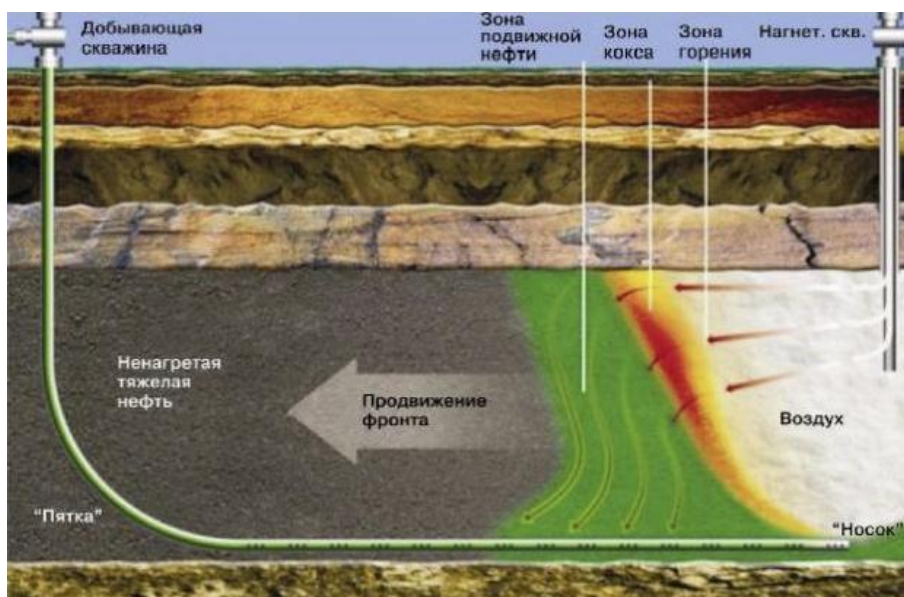


Рисунок 2 - Схема процесса ВГ [5]

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Использование влажного внутрипластового горения предполагает совместную с воздухом закачку воды, способствующей образованию процессов эффективного теплопереноса к фронту вытеснения нефти. Таким образом увеличивается использование выделяющейся в процессе горения энергии.

Стоит отметить, что несмотря на кажущуюся эффективность, данный метод обладает значительным количеством недостатков: 1) Отсутствие надежных технических устройств контроля за распространением фронта горения; 2) При малых глубинах возможны поверхностные утечки газа; 3) Образование нефтеводогазовых эмульсий; 4) Экологические проблемы вследствие сгорания H_2S ; 5) Непосредственное сгорание части нефти, что уменьшает общую эффективность мероприятия.

Пароциклическая обработка призабойной зоны пласта.

Пароциклическая обработка также является тепловым методом воздействия. Однако, в сравнении с прошлым способом, данный имеет ряд серьезных отличий. Начать необходимо с того, что в качестве объекта внедрения метода выбирается добывающая скважина, при этом также не используется экзотермическая реакция горения.

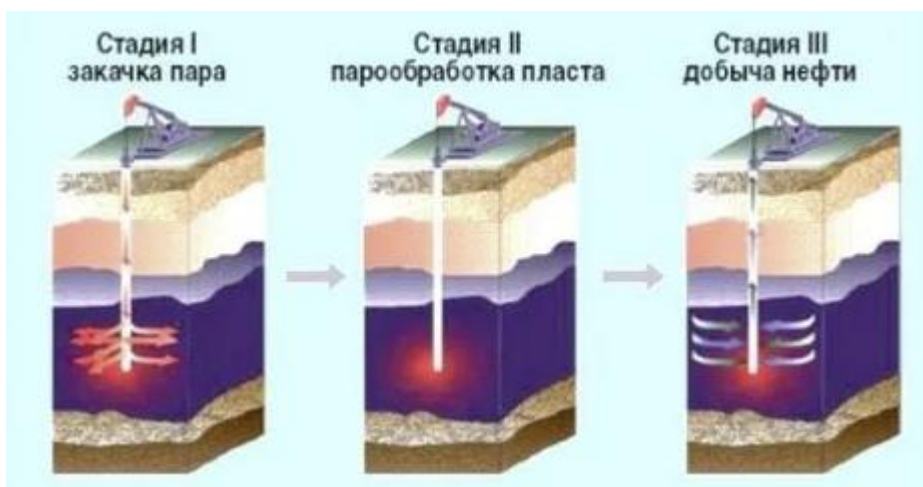


Рисунок 3 - Этапы проведения пароциклической обработки скважин

Метод, иллюстрированный рисунком 3, заключается в нагнетании в добывающую скважину насыщенного горячего пара с последующей фазой прогрева призабойной зоны пласта. За счет применения данной технологии возможно снизить вязкость добываемой продукции, увеличить приток нефти и улучшить условия фильтрации. Также стоит отметить, что за счет фазы выжидания в разработку могут включаться ранее не дренируемые участки. Это происходит благодаря перераспределению нефтенасыщенности под воздействием капиллярных сил. [6]

По итогам многих промысловых испытаний данный метод показывает свою достаточно высокую эффективность, однако стоит упомянуть и недостатки: 1) Высокая стоимость технологии; 2) Снижение дебита при последующих циклах обработки; 3) Добыча после обработки может сопровождаться выносом песка и

снижением проницаемости; 4) При увеличении глубины объекта обработки происходят существенные потери теплоты.

Электропрогрев пласта.

Данный метод основан на преобразовании электрической энергии в тепловую за счет высокого сопротивления нефти и обеспечения закачиваемой водой для увеличения охвата пласта. Технология работает в системе “нагнетательная-добывающая скважина” и проиллюстрирована рисунком 4.



Рисунок 4 - Проектная сетка скважин и распределение зоны нагрева [7]

В ходе электровоздействия реализуются следующие электрохимические процессы: разогрев за счет сопротивления битумонасыщенного пласта, электрофорез (движение электрозаряженных частиц в электрическом поле) и электроосмос (перемещение заряженных частиц с поверхности с противоположным зарядом – обезвоживание набухшей глины).

Несмотря на теоретическую успешность, метод имеет ряд недостатков: 1) Необходимость разбуривания плотной сетки скважин; 2) Высокие расходы как на закачку воды, так и на электроэнергию.

Электропрогрев возможен также за счет использования обычных электронагревателей, без необходимости создавать систему “нагнетательная-добывающая скважина”. В таком случае решается проблема с плотностью сетки скважин, однако к затратам на электроэнергию добавляется возможный износ самого электронагревательного оборудования за счет постоянного электрического и нефтяного воздействия.

Вывод.

Описанные выше методы можно свести в сравнительную таблицу 1.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1 – Преимущества и недостатки упомянутых методов добычи высоковязких нефтей.

НАИМЕНОВАНИЕ	ПРЕИМУЩЕСТВА	НЕДОСТАТКИ
1. Пароциклические обработки	– прогрев призабойной зоны скважин; – снижение вязкости нефти; – улучшение фильтрационных свойств призабойной зоны.	– высокая стоимость технологии; – снижение дебита при последующих циклах обработки; – сопровождение добычи выносом песка и снижением производительности; – снижение эффективности при увеличении глубины залегания.
2. Бурение горизонтальных скважин	– уменьшение суммарного количества скважин на месторождении; – рост уровня извлечения флюида; – вовлечение в разработку ранее не дренируемых запасов.	– высокие затраты; – сложный технологический процесс; – высокий риск преждевременного обводнения продукции; – пескопроявления при высоких значениях депрессии.
3. Внутрислое горение	– тепло генерируется непосредственно в продуктивном пласте; – увеличивается степень выработки (КИН 50-60%); – снижение капитальных затрат на оборудование.	– труднорегулируемый процесс; – отсутствие надежных технических средств контроля за распространением фронта горения; – при малых глубинах могут возникать поверхностные утечки газа (азот, углекислый газ, кислород); – образуются стойкие нефтегазовые эмульсии, осложняющие промысловую подготовку нефти; – коррозия оборудования; – экологические проблемы; – часть нефти сгорает в пласте.
4. Электропрогрев пласта	– отсутствие необходимости использования расходных материалов, помимо электричества; – генерация тепла в пласте; – снижение вязкости нефти; – улучшение фильтрационных свойств пласта.	– необходимость разбуривания плотной сетки скважин; – высокие расходы на воду; – высокие расходы на электроэнергию.

Исходя из представленной таблицы 1 можно судить о необходимости индивидуального подбора вышеописанных технологий к внедрению на каждом конкретном месторождении с высоковязким флюидом, поскольку при неверном

выборе создается риск ухудшения как коллекторских свойств пласта, так условий разработки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020г. № 1523-р
2. A dual-well system and thermal-gas-chemical formation treatment: Combined methods for high-viscosity oil production / Ali Imran, S. I. Gubanov, K. A. Ovchinnikov [et al]. - Text: direct // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 194 (107554). – 2020. – Р. 1-6.
3. Астафьев В. И. Прогрев пласта в скважине с дуальной системой стволов и интенсификация добычи высоковязкой нефти / В. И. Астафьев, В. А. Ольховская, С. И. Губанов. – Текст: непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 2. – С. 66–69.
4. Боксермен А.А., Желтое Ю.П., Жданов С.А. Внутрипластовое горение с заводнением при разработке нефтяных месторождений.-- Тр. ВНИИ, вып. 58, М., Недра, 1974.
5. Rob Kendall Using Timelapse Seismic to Monitor the THAI Heavy Oil Production Process – PETROBANK ENERGY AND RESOURCES LTD, VOL 34 №7, SEP 2009.
6. Хамидуллина А.И., Ибрагимова Д.А., Петров С.М., Закирова З.Р. Влияние термических и каталитических методов добычи на состав и свойства извлекаемой нефти // Вестник технологического университета. – 2015. Т. 18. – № 9.
7. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений, 2010

УДК 662.276.3

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ И КОНСТРУКЦИИ УСТАНОВКИ ДЛЯ ЛАБОРАТОРНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ОКИСЛИТЕЛЬНОЙ ОЧИСТКИ НЕФТЕЙ ОТ СЕРОВОДОРОДА И ЛЕГКИХ МЕРКАПТАНОВ НА ПРИМЕРЕ ПРОДУКЦИИ РАДАЕВСКОЙ УПН

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Е.В. Алекина

СамараНИПИнефть, Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. Авторами в статье разработана методика и конструкция лабораторной установки для исследования процесса окислительной очистки нефтей от сероводорода и легких меркаптанов.

Ключевые слова: очистка нефти, сероводород, меркаптаны, лабораторная установка.

В настоящее время существует множество технологий промысловой очистки нефти от сероводорода и легких меркаптанов. Однако, в лабораторном сопровождении данных процессов, его контроле и анализе царит такое разнообразие

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

подходов и методик, что, зачастую, сопоставить полученные результаты становится крайне затруднительно, а то и невозможно [1, 2].

Поэтому представляло интерес попытаться разработать некую универсальную методику и конструкцию лабораторной установки хотя бы для исследования окислительной очистки нефти от сероводорода и легких меркаптанов, как одного из самых перспективных процессов.

Установка (рис.1) состоит из следующих основных узлов: реактора окисления и системы контроля и регулирования процесса.

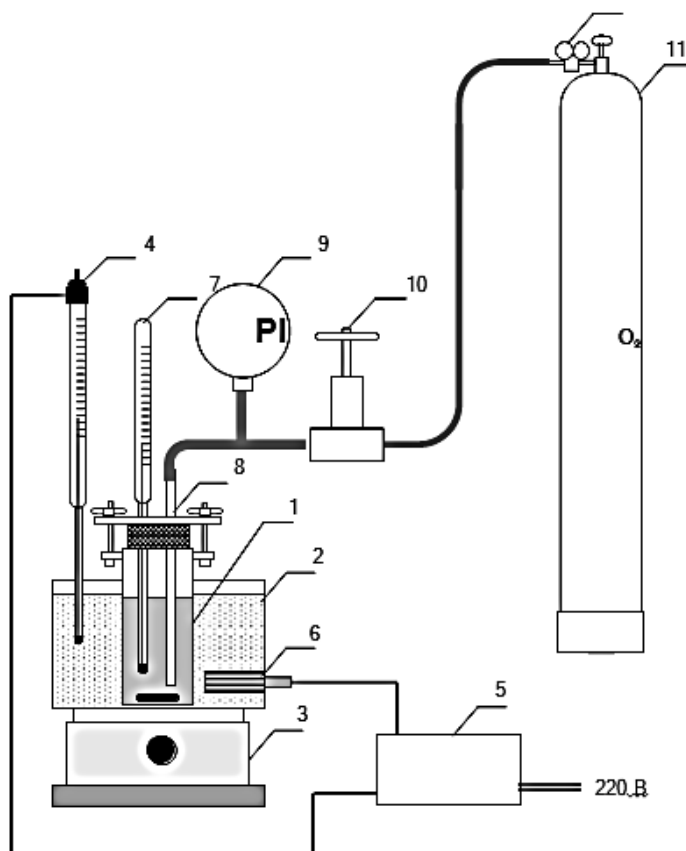


Рис.1. Схема лабораторной установки очистки нефти от сероводорода и легких меркаптанов окислительным способом

В качестве реактора окисления используется толстостенный цилиндрический сосуд 1 из термостойкого стекла емкостью 250 мл с резиновой пробкой, снабженный системой уплотнения на винтовых соединениях для работы при повышенном давлении. Реактор снабжен лабораторным стеклянным термометром 7 типа ТЛ-4 для контроля температуры нефти в реакторе и штуцером подачи сжатого кислорода 8,

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

которые плотно и герметично вставлены в отверстия в резиновой пробке. Реактор окисления помещается в термостат (на водяную баню) 2, температура в которой регулируется с точностью - 1°C при помощи термоэлектрического нагревательного элемента 6, посредством лабораторного электроконтактного термометра 4 и электронного реле-регулятора 5. Перемешивание нефти в реакторе окисления осуществляется с помощью магнитной мешалки 3, на которую устанавливалась водяная баня с помещенным в нее реактором окисления. Давление кислорода в реакторе окисления устанавливается и контролируется по показаниям манометра 9 с помощью вентиля тонкой регулировки 10. Кислород подается в реактор окисления по толстостенным вакуумным шлангам из баллона сжатого кислорода 11, снабженного редуктором с контрольными манометрами 12.

Опыты проводятся по следующей методике:

В чистый, сухой и предварительно взвешенный на весах II класса точности по ГОСТ 29329-92 с дискретностью $\pm 0,01$ г реактор с предварительно помещенным в него якорем магнитной мешалки вводили расчетную навеску раствора катализаторного комплекса. Затем в реактор загружали расчетное количество (150 — 200 мл) предварительно охлажденной в холодильнике до $5 - 7^{\circ}\text{C}$ сероводородсодержащей нефти, отобранной на УПН «Радаевская», с известным содержанием сероводорода и метил-, этилмеркаптанов.

При проведении опытов с водонефтяной эмульсией в нефть дополнительно вводили 0,5 % модели пластовой воды плотностью $1,12 \text{ г/см}^3$ по п. 1.3.5 ГОСТ 9.506-87.

Следует отметить, что образцы нефти для проведения экспериментов хранились в герметичных пластиковых контейнерах (бутылках) объемом 2,0 л в холодильнике при температуре $5 - 7^{\circ}\text{C}$ для предотвращения потерь сероводорода и метил-, этилмеркаптанов.

Реактор окисления с введенным раствором катализаторного комплекса и нефтью немедленно закрывали резиновой пробкой и взвешивали для уточнения полученной дозировки катализатора. Далее реактор с помощью резинового шланга подключали к системе контроля давления и подачи сжатого кислорода при полностью закрытом вентиле точной регулировки 10 и помещали на водяную баню. Затем включали перемешивание и систему регулирования температуры водяной бани.

Требуемую температуру (55°C) задавали с помощью электроконтактного термометра 4. По мере роста температуры нефти наблюдали некоторое повышение давления в реакторе (до $0,5 \text{ кгс/см}^2$) за счет испарения паров углеводородов из

нефти, что свидетельствовало о герметичности системы окисления.

После достижения требуемой температуры нефти в реактор подавали сжатый кислород открытием вентиля точной регулировки 10, и этот момент принимали за время начала реакции окисления. После достижения давления в системе, соответствующей парциальному давлению кислорода $1,0 \text{ кгс/см}^2$, вентиль 10 полностью закрывали. Парциальное давление кислорода в реакторе, равное $1,0 \text{ кгс/см}^2$, соответствует давлению сжатого атмосферного воздуха около $5,0 \text{ кгс/см}^2$, т.к. содержание кислорода в атмосферном воздухе составляет около 21 % об.

Такая методика является традиционной в лабораторной практике при моделировании процессов окисления атмосферным воздухом под давлением.

По мере протекания реакций окисления наблюдали некоторое снижение давления в реакторе, что свидетельствовало о расходовании кислорода на протекание реакций окисления сероводорода и легких меркаптанов, тогда давление кислорода в системе окисления повторно поднимали до $1,0 \text{ кгс/см}^2$ при помощи вентиля тонкой регулировки.

При достижении расчетного времени окисления (15 минут) сбрасывали избыточное давление из реактора отсоединением резинового шланга от устройства ввода кислорода 8. Этот момент принимали за время завершения реакции окисления. Затем из водяной бани сливали горячую воду и наливали водопроводную воду с температурой $12 - 15^\circ\text{C}$.

После охлаждения нефти до температуры ниже 18°C открывали реактор и отбирали пробу нефти в предварительно охлажденный в морозильной камере стеклянный пузырек объемом 5 мл с герметичной резиновой пробкой для проведения газохроматографического анализа по ГОСТ Р 50802. Пузырек с нефтью немедленно закрывали герметичной резиновой пробкой, закатывали алюминиевым колпачком и хранили до анализа в морозильной камере при температуре минус 18°C для исключения потерь остаточного сероводорода и легких меркаптанов.

После отбора пробы реактор снова закрывали и помещали на водяную баню. После нагрева нефти до 55°C снова подавали кислород из баллона и дополнительно проводили окисление в течение 15 минут, затем повторно отбирали пробу нефти для анализа на остаточное содержание сероводорода и метил-, этилмеркаптанов в очищенной нефти. По окончании опыта нефть выгружали из реактора. Реактор и его детали промывали нефрасом, толуолом, водопроводной водой, ополаскивали дистиллированной водой и высушивали в сушильном шкафу.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Пример результатов лабораторных испытаний процесса окислительной очистки нефти УПН «Радаевская»

№ опыта	Содержание в исходной нефти по ГОСТ Р 50802, ppm		Тип и удельный расход катализатора, кг/т нефти	Условия окисления $P(O_2) = 1,0 \text{ кгс/см}^2$		Остаточное содержание в окисленной нефти по ГОСТ Р 50802, ppm	
	H ₂ S	CH ₃ SH+C ₂ H ₅ SH		T, °C	τ, минут	H ₂ S	CH ₃ SH+C ₂ H ₅ SH
1	545	62	[25% NH ₃ + 0,05 % CuSO ₄] – 1,0	55	15	83	49
2			[25% NH ₃ + 0,05 % CuSO ₄] – 1,2		30	43	36
3			[25% NH ₃ + 0,05 % CuSO ₄] – 1,4		15	61	43
4			[25% NH ₃ + 0,1 % CuSO ₄] – 1,0		30	23	29
5			[25% NH ₃ + 0,05 % CuSO ₄] – 1,4		15	43	44
6			[25% NH ₃ + 0,1 % CuSO ₄] – 1,2		30	16	26
7			[25% NH ₃ + 0,1 % CuSO ₄] – 1,4		15	55	48
8			[25% NH ₃ + 0,15 % CuSO ₄] – 1,0		30	24	32
9*			[25% NH ₃ + 0,1 % CuSO ₄] – 1,2		15	49	40
10*			[25% NH ₃ + 0,15 % CuSO ₄] – 1,2		30	15	31
			[25% NH ₃ + 0,1 % CuSO ₄] – 1,4		15	36	37
			[25% NH ₃ + 0,15 % CuSO ₄] – 1,0		30	14	29
			[25% NH ₃ + 0,15 % CuSO ₄] – 1,2		15	42	34
			[25% NH ₃ + 0,15 % CuSO ₄] – 1,4		30	15	17
			[25% NH ₃ + 0,15 % CuSO ₄] – 1,2		15	26	32
			[25% NH ₃ + 0,15 % CuSO ₄] – 1,4		30	15	22
			[25% NH ₃ + 0,1 % CuSO ₄] – 1,2		15	50	43
			[25% NH ₃ + 0,1 % CuSO ₄] – 1,4		30	12	34
			[25% NH ₃ + 0,15 % CuSO ₄] – 1,2		15	27	29
			[25% NH ₃ + 0,15 % CuSO ₄] – 1,4		30	11	35

* Примечание: опыты № 9 и 10 проведены с водонефтяной эмульсией, содержащей 0,5 % мас. модели пластовой воды.

Пример результатов лабораторных испытаний процесса окислительной очистки нефти УПН «Радаевская» от сероводорода и легких меркаптанов представлен в табл.1.

Анализ приведенных в таблице 2.3 экспериментальных данных показывает, что при температуре нефти 55°C и времени окисления 30 минут обеспечивается снижение содержания сероводорода и метил-, этилмеркаптанов в очищенной нефти до уровня менее 20 ppm и менее 40 ppm, соответственно, т.е. обеспечивается получение нефти вида 1 по ГОСТ Р 51858.

Таким образом, проведенные лабораторные испытания показали, что в присутствии водно-аммиачных растворов катализаторного комплекса, содержащих около 0,12 % мас. сульфата меди при удельном расходе 1,0 — 1,2 кг/т обеспечивается очистка нефти от сероводорода и легких метил-, этилмеркаптанов до уровня норм для нефти вида 1.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Караулова Е.Н. Химия сульфидов нефти. М.: Наука, 1970. 202 с.
2. Мурзагильдин З.Г., Низамов К.Р., Пестрецов Н.В., Калимуллин А.А. Нейтрализация сероводорода в продукции добывающих скважин // Нефтепромысловое дело. 1995. № 6. С. 35 – 36.

УДК 662.69

МОДЕРНИЗАЦИЯ МЕТОДОВ УДАЛЕНИЯ АСПО В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ЮЖНО-ЯГУНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Н.С. Сиротин, Е.Г. Драницына

*Самарский государственный технический университет, г.Самара, Россия,
e-mail: nikita.sirotin201@yandex.ru*

Аннотация. В статье проанализированы методы предотвращения и борьбы с АСПО в скважинах. Обоснованы оптимальные методы для условий предотвращения образования АСПО в скважинах на ЮЯ месторождении.

Ключевые слова: отложения, скважина, добыча, нефть, месторождение, фонд, АСПО, асфальтосмолопарафиновые отложения.

В процессе извлечения нефти при различных геологических условиях приходится сталкиваться с рядом трудностей, которые осложняют выполнение технологических процедур. Среди этих препятствий особое место занимает проблема отложений асфальтосмолопарафиновых (АСПО), откладывающиеся в насосно-компрессорных трубах, а также в затрубном пространстве скважин.

К 1 января 2025 года на Южно-Ягунском месторождении функционирует 1000 скважин, добывающих нефть, которые входят в категорию активного эксплуатационного фонда и оснащены УЭЦН и ШГН.

Рассмотрим данные по осложненному фонду скважин, в который входят 600

скважин, что составляет 60% от общего количества. Далее опишем распределение этих скважин в соответствии с различными критериями, которые могут усложнять процесс добычи.

Наибольшую часть осложненного фонда скважин занимают отложения АСПО – 260 скважины, что составляет 44% от общего числа. За ними следуют скважины с высоким содержанием свободного газа – 160 скважины, или 25%. Далее идут скважины с образованием гидратов – 85 скважины, что составляет 13% от общего числа, затем – солеобразующие скважины – 50, что составляет 8%. Следуют коррозионные скважины – 35, или 5%, и скважины с механическими примесями – 10, что составляет 1%.

Из данного анализа становится очевидным, что скважины с отложениями АСПО занимают ведущее положение, поскольку на остальных скважинах сложного фонда наблюдается положительная тенденция отказов.

Для предупреждения образования асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) в нефтяной промышленности применяются различные методы, которые можно разделить на три основные категории: химические, физические и использование специальных покрытий.

1. Гладкие покрытия НКТ (Насосно-компрессорных труб)

Гладкие покрытия снижают скорость образования АСПО за счет уменьшения шероховатости поверхности, что затрудняет прилипание кристаллов парафина. Выбор подходящего покрытия зависит от свойств добываемой нефти и окружающих условий.

2. Химические методы

Депрессоры: Эти вещества адсорбируют молекулы на кристаллах парафина, что предотвращает их агрегацию и накопление. Они также снижают температуру застывания нефти. Примеры включают сополимеры этилена с винилацетатом и полиметакрилатами.

Модификаторы: Эти добавки изменяют форму и поверхностную энергию кристаллов парафина, что уменьшает их склонность к слипанию и прилипанию к стенкам труб. В качестве модификаторов используют атактический полипропилен и низкомолекулярный полиизобутилен.

Диспергаторы: Обеспечивают образование мелкодисперсной системы, которая уносится потоком нефти, предотвращая отложение кристаллов на стенках труб. Примеры диспергаторов включают жирорастворимые амины и алкилортофосфаты.

3. Физические методы

Ультразвуковые методы: Эти методы основаны на создании ультразвуковых колебаний, которые воздействуют на кристаллы парафина, вызывая их микроперемещение и разрушение, что препятствует оседанию парафина на стенках труб.

Вибрационные методы: Создают колебания в зоне образования осадка, способствуя перемешиванию кристаллов парафина. Однако, этот метод не получил широкого распространения из-за риска повреждения резьбовых соединений насосно-компрессорных труб.

Электрические методы: Основаны на воздействии неоднородного электрического поля, что способствует образованию дополнительных центров кристаллизации и зародышей кристаллов парафина в объемах нефти и воды.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

4. Комбинированные методы

Сочетание механического воздействия (например, фрезерование) с использованием химических реагентов для улучшения качества удаления.

Таблица №1 Сравнительная характеристика методов удаления АСПО

Методы	Достоинства	Недостатки
Основные:		
Скребковый метод:	Эффективное удаление АСПО внутри НКТ осуществляется с использованием скребкового оборудования(СО), установленных на ломе.	Необходимость остановки работы скважины.
Промывка скважин горячей нефтью	Позволяет промыть скважины от парафина и механических примесей.	Трудоёмкость и дороговизна технологии. Возможность расплавления кабеля при высоких температурах.
Применение греющего кабеля	Метод отличается относительной простотой. Участие человека сведено к минимуму, а удаленное управление позволяет эффективно работать даже в самых удаленных районах месторождения.	Избыточное энергопотребление. Большие тепловые потери
Химический метод	Возможность удаления глубокозалегающих отложений.	Невозможность разработки универсального состава. Необходимость постоянной или периодической подачи реагентов.
Перспективные:		
Сочетание теплового излучения и скребков	Универсальный метод, Высокая эксплуатационная надёжность и эффективность работы	Тепловые потери. Сложности технологического процесса.
Применение НКТ с защитным покрытием	Защита от коррозии и вредных отложений. Увеличение межремонтного периода.	Дефекты покрытия, Подверженность воздействию песка

Заключение

Основные идеи статьи:

1. Методы удаления АСПО:

На Южно-Ягунском месторождении рекомендуется использовать комбинированный методы, которые включают тепловое излучение и механическое воздействие (скребки).

Применение теплового излучателя для нагрева лома с утяжелителем.

2. Комбинированный подход:

Использование теплового излучения для нагрева труб и снижения вязкости нефти.

Механическое воздействие с помощью скребков для удаления отложений.

3. Эффективность и преимущества:

Метод подходит для жидкостей различной вязкости, включая высоковязкие и теряющие текучесть при положительных температурах.

Высокая эффективность удаления АСПО за счет сочетания теплового и механического воздействия.

Долговечность и надежность оборудования благодаря современным материалам и конструкциям.

Снижение эксплуатационных затрат и минимизация экологического воздействия за счет уменьшения потребности в химических реагентах.

4. Перспективы развития:

Необходимость дальнейших исследований для оптимизации методов и разработки систем автоматического управления процессами очистки.

5. Значение состава АСПО:

Для выбора наиболее эффективного метода борьбы с отложениями важно знать состав и свойства АСПО.

Метод сочетания теплового излучения и механических средств (скребков) является многообещающим решением для повышения эффективности добычи нефти и газа, а также для снижения затрат и экологического воздействия. Дальнейшее развитие данной технологии может значительно улучшить результаты в нефтегазовой отрасли.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Углеводородный состав и структурные характеристики смол и асфальтенов нафтеновых нефтей севера Западной Сибири / Г. С. Певнева, Е. А. Фурсенко, Н. Г. Воронецкая, М. В. Можайская, А. К. Головкин, И. И. Нестеров, В. А. Каширцев, Н. П. Шевченко // Геология и геофизика. — 2017. — Т. 58, № 3-4. — С. 522–532.
2. Бардаков, А. В. Современные способы предотвращения образования АСПО в скважинах на ЮТМ-месторождениях / А. В. Бардаков. — Текст: непосредственный // Молодой ученый. — 2022. — № 18 (413). — С. 35-39. — URL: <https://moluch.ru/archive/413/91225/> (дата обращения: 27.03.2025).

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОГРАНИЧЕНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ
ОСНОВНЫХ АППАРАТОВ ПРИ КОМПЛЕКСНОМ ДИНАМИЧЕСКОМ
МОДЕЛИРОВАНИИ ОБЪЕКТОВ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ИМЕНИ Ю. КОРЧАГИНА

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Е.В. Алекина

СамараНИПИнефть, Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. Авторами в статье обоснованы технологические ограничения и рекомендации для основных аппаратов УПН и УПП при комплексном динамическом моделировании объектов подготовки продукции скважин на месторождении имени Ю. Корчагина.

Ключевые слова: динамическое моделирование, технологические аппараты, продукция, скважина.

Известно, что нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) им Ю. Корчагина расположено в северной части шельфа Каспийского моря было открыто в 2000 г. и введено в промышленную эксплуатацию 28 апреля 2010 г.

Технологическая схема подготовки нефти, газа и воды на МЛСП предусматривает прием продукции скважин МЛСП, сепарацию продукции скважин, сброс пластовой воды, окончательное обезвоживание нефти в дегидраторе, обессоливание в электростатическом обессоливателе и подачу в подводный нефтепровод «МЛСП-ПНХ» для внешнего транспорта.

Однако, единой комплексной динамической модели, охватывающей весь комплекс сложных объектов подготовки, до сих пор создано не было.

Поэтому, представляло интерес попытаться сделать в этом направлении хотя бы первые шаги, посвященные основным аппаратам объектов подготовки. Подход к моделированию рассмотрен в работах [1-8].

В качестве основных расчетных уравнений для всех вариантов расчета использовались:

Расчет вязкости – модель **Pedersen**. Это интеллектуальная модель состояния, первоначально разработанная для нефтяных и газовых систем. Она основана на точных корреляциях для вязкости и плотности эталонного вещества, которым является метан. Модель применима как для газовой, так и для жидкой фазы.

Теплопроводность – **CLS (метод Chung-Lee-Starling)**. Метод для прогнозирования теплопроводности, как для газовых, так и для жидких смесей. Ей требуются критические параметры **T_{ci}**, **V_{ci}** и **G_{ci}** для неполярных веществ.

Поверхностное натяжение – **Two Phase MCS (метод Macleod-Sugden)**. Этот метод предсказывает поверхностное натяжение (газ-жидкость) смеси на основе параметров для чистого компонента хранящихся в базе данных.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На первом этапе моделирования в **PVT-пакет Multiflash 7.2** были созданы модели флюидов с настройкой на лабораторные данные, согласно исходным данным.

Для моделирования потоков использовалось Уравнение состояния- **PRA (vdW) (Advanced)**, т.е. усовершенствованная реализация уравнений **Peng-Robinson**, которая содержит дополнительные нестандартные функции. К таким функциям относятся способность корректировки значений плотности жидкости и давления насыщенных паров и выбор правила смешения.

По каждому флюиду выполнена разбивка состава на псевдокомпоненты с усреднением свойств по каждому псевдокомпоненту.

На следующем этапе моделирования выполнена калибровка флюидов с усредненными свойствами на фактические данные.

На следующем этапе в **PVT-пакет Multiflash 7.2** были перенесены составы и свойства псевдокомпонентов по добываем флюидам месторождения им. В.Филановского Некомской и Аптской залежи и месторождения им. Ю. Корчагина Некомского, Волжского и Колловейского яруса.

На основе исходных данных в динамических симуляторах **OLGA** и **Symmetry** были построены модели объектов подготовки месторождения Ю. Корчагина.

По результатам расчётов были определены основные технологические ограничения объектов подготовки нефти и газа МЛСП им. Корчагина.

Депульсатор V-1801. Пробковый режим в трубе БК-МЛСП является причиной колебаний расходов газа и жидкости на УПН и УПГ. Сравнение колебаний расхода газа и уровня в сепараторе приведены на рис.1.

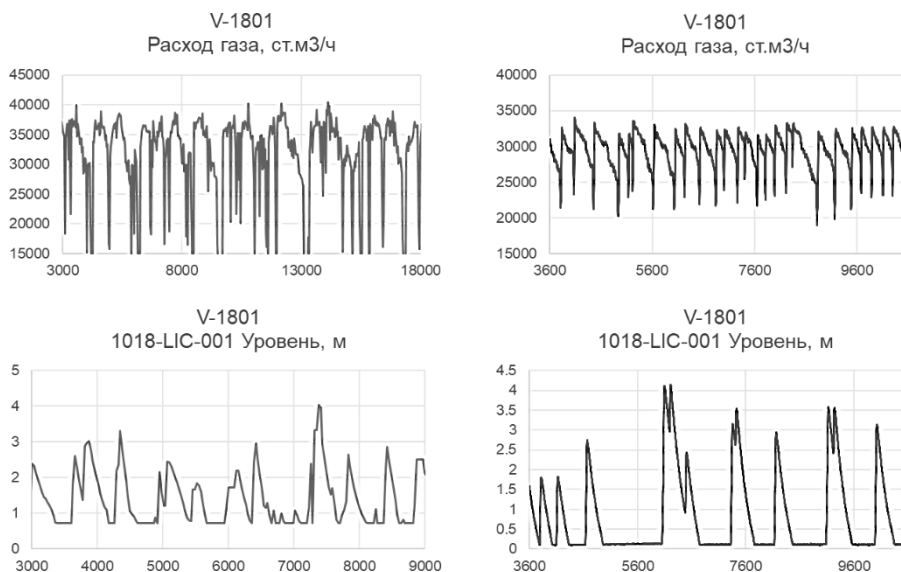


Рис.1. Колебания расхода газа и уровня в сепараторе

Для того чтобы избавиться от пробкового режима в трубе БК-МЛСП, необходимо разделить газовую и жидкостную линии, повысить давление в депульсаторе до 40 бар(изб.) и включить регулирования уровня и давления. Газ может быть направлен в линию перед теплообменниками Е-2711 на 2 ступень компрессора ВД. Данная модификация потребует перераспределения добычи газа,

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

поступающего на 1 и 2 ступень сепарации. Результаты расчётов депульсатора при давлении 40 бар представлены на рис.2.

Влияние фактора сезонности на работу компрессоров и теплообменников.

Теплообменники Е-2921АВ и компрессор К-2711

Анализ работы системы хладагента показал, что в летний период наблюдается значительное повышение средней температуры расхода хладагента, что в свою очередь влияет на работу компрессорного оборудования.

Температура хладагента (зима) – 20°C Температура хладагента (лето) – 33°C
Расход хладагента (зима) – 650 м³/ч Расход хладагента (лето) – 1103 м³/ч Емкость системы хладагента – 1950 м³/ч.

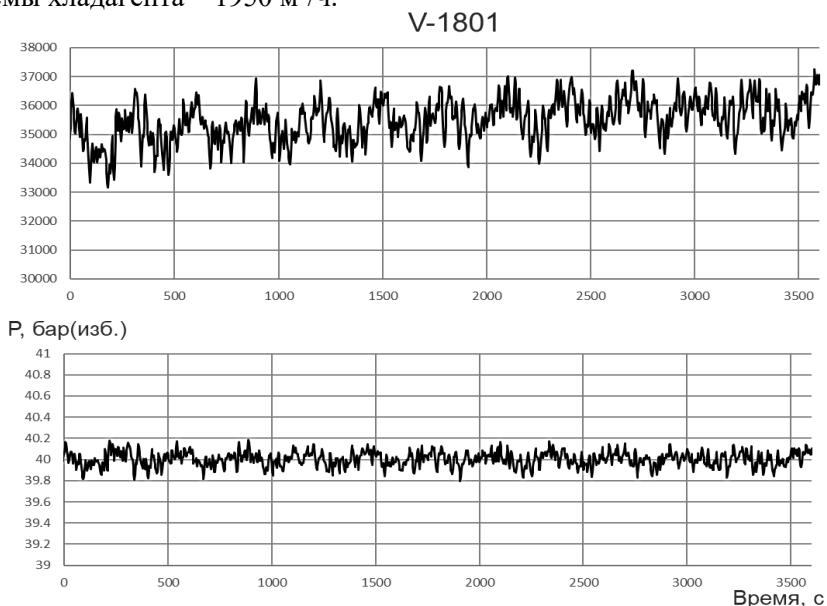


Рис.2. Результаты расчета депульсатора

При работе 3 линий компрессоров в летний период поверхности теплообменника Е-2921АВ становится недостаточно для того, чтобы охладить газ до 35,5° С. При расходе газа через теплообменник более 78000 ст.м³/ч расход гликоля при этом составляет 87 м³/ч на один теплообменник.

Во всех сценариях в работе находятся только 2 или 1 линии компрессоров, из-за снижения добычи газа, так что ограничения в работе будут возникать только в летний период. Тем не менее, конструкция теплообменников предусматривает увеличение поверхности теплообмена за счёт увеличения количества пластин на 10%.

В летний период наблюдается повышенная температура после компрессора К-2711. Причиной повышения является высокая температура на входе (более 35°C), а также колебание расхода газа. При снижении расхода газа происходит повышение его температуры после компрессора. Температура выше 136°C достигается при расходе ниже 28000 ст.м³/ч.

На температурный режим работы компрессора влияет молекулярная масса газа. Для сценариев с подключением трубы с МЛСПФ наблюдается увеличение

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

молекулярной массы газа, из-за чего температура на выходе из компрессора К-2711 не превышает 110°C в летний период.

Теплообменники Е-2711АВС. Поверочный расчёт теплообменников Е-2711АВС показал, что в летний период для достижения температуры газа на выходе из теплообменников 40°C , при расходе газа в 70 тыс. ст $\text{м}^3/\text{ч}$ (через 1 линию), требуется расход ТЭГ - 280 $\text{м}^3/\text{ч}$. При этом не происходит превышения нормы технологического режима: $36 - 44^{\circ}\text{C}$.

Оптимизация работы PID регуляторов уровней на сепараторах V- 2002, V- 2003.

В процессе разработки динамической модели было выявлено, что на постоянных расходах потоков происходит колебания рабочих параметров. Чтобы избавиться от данных колебаний были изменены PID настройки регуляторов уровней в сепараторах V-2002AB и V-2003.

Были проведены расчёты с новыми PID параметрами для фактического режима и сценария S1 с подключение модели трубопровода в OLGA

Расчёт показал, что новые параметры значительно снижают колебания уровней и расхода после сепараторов V-2002AB и V-2003AB (рис.3).

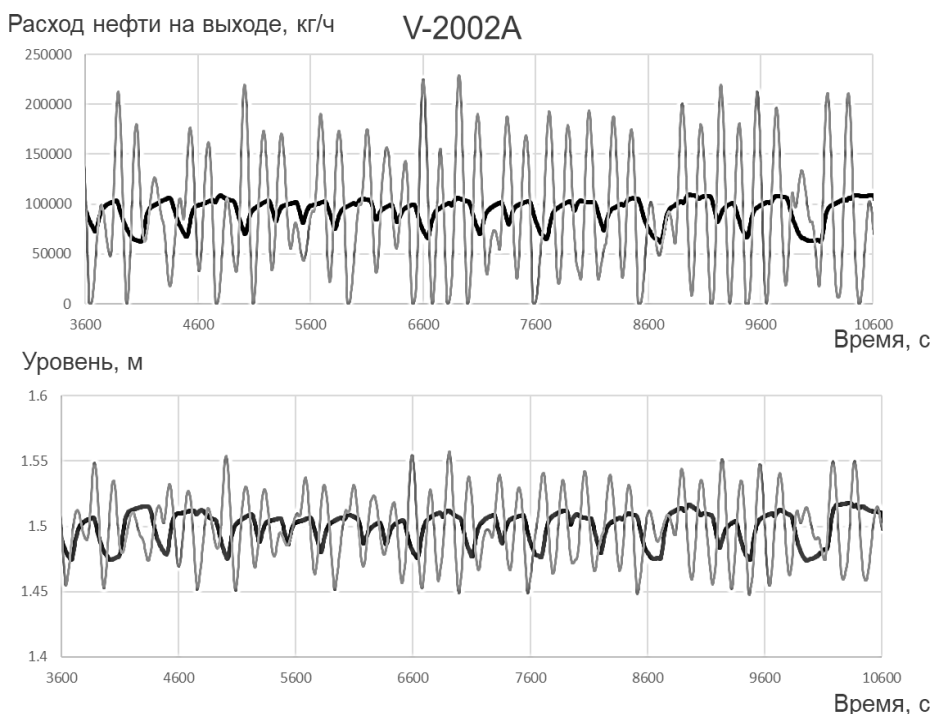


Рис.3. Колебания расходов со старыми и новыми PID параметрами

Модифицированные PID параметры положительно влияют не только на работу сепараторов, но и на работу всего оборудования УПН и УПГ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технологические основы и моделирование процессов промысловой подготовки нефти и газа : учебное пособие / А. В. Кравцов [и др.]; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск : Изд-во ТПУ, 2012. — 126 с.: ил. — Библиогр.: с. 121-125.
2. Pauley, J.C., Wheeler, M.C., and Schrodtt, J. L.G.: “The SpliTigator: En-hancing the Value of Steamflooding”, paper 1998.159 presented at the 7th UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, Beijing (October 1998).
3. Sims, J.C.: “Texaco’s Steam Flow Research Facility”, paper 1998.161 pre-sented at the 7th UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, Beijing (October 1998).
4. “Snorre water injection tries new treatment technology”, Ocean Industry (January 1991)
5. Daniels, I.: “Developments in compact deoxygenation: the MINOX ‘com-pact tower’ process”, paper presented at the 4th International Water Manage-ment Offshore Conference, Aberdeen (3–6 April 1995).
6. Henriksen, N., Nord, L., and Kjolberg, S.A.: “Efficient New Processing System for Water Deoxygenation”, paper OTC 5591 presented at the 1987 Offshore Technology Conference, Houston, 27–30 April.
7. Heatherly, M.W., Howell, M. E., and McElhiney, J. E.: “Sulfate Removal Technology for Seawater Watertlood Injection”, paper OTC 7593 presented at the 1994 Offshore Technology Conference, Houston, 2–5 May.
8. Vu, V.K., Latapie, D., and Davis, R. A.: “Barite Scale Prevention for Elf Angola’s Girassol Field Using Sulphate Removal Technology”, paper present-ed at the Deep Offshore Technology Conference, Stavanger (19–21 October 1999).

УДК 550.8

ОБЗОР ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ИХ ПОТЕНЦИАЛА ДЛЯ
КЛЮЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Самойлов, Н.Ю. Хохлова

СамГТУ, Самара, Российская Федерация, andrei.30@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены существующие инновационные технологии, проведен анализ их потенциала на Ключевском месторождении.

Ключевые слова: технологии; цифровизация, нефтегазовая отрасль, месторождение.

Современный рынок постоянно трансформируется под влиянием цифровизации и технического развития. В основании этих перемен находятся промышленные предприятия, активно внедряющие новейшие разработки. Ключевыми причинами изменений выступают цифровая революция и растущие запросы потребителей на качественные и экономически выгодные решения. Для сохранения лидирующих позиций организации активно инвестируют в

модернизацию производственных линий, создают инновационные товары и оптимизируют внутренние бизнес-процессы, опираясь на последние достижения науки и техники.

В индустриальном секторе появились инновационные разработки: цифровое моделирование продукции, роботизированные производственные линии, комплексные системы управления ресурсами. Особую роль сыграли программные решения для оптимизации складских запасов, контроля качества и своевременного выпуска продукции. Среди ключевых инноваций можно выделить автоматизированные платформы проектирования, интеллектуальные производственные комплексы, программы логистического планирования и системы менеджмента качества. Все эти технологические достижения сформировали фундамент современного умного производства [1].

Исследование, проведенное в статье, направлено на анализ практических кейсов успешной интеграции инновационных цифровых решений в промышленном секторе, с особым акцентом на достижения в области добычи углеводородов.

По классификации, принятой Еврокомиссией, современные производственные инновации делятся на две категории. К первой относятся базовые технологические решения, служащие фундаментом для создания других передовых разработок. Вторую категорию составляют системы, базирующиеся на автоматизированных комплексах, компьютерном управлении и роботизированных линиях. Все эти технологии направлены на модернизацию существующих процессов и продуктов, стимулируя тем дальнейшее инновационное развитие [2].

Современное промышленное оборудование делится на две ключевые категории. К первой относятся станки и механизмы, предназначенные для выпуска определенных изделий и деталей. Вторая категория охватывает диагностическое и тестовое оборудование, а также системы контроля качества, применяемые в автоматизированных производственных комплексах [3].

В сфере высоких технологий наблюдается четкое распределение приоритетов между ведущими державами. Страны ЕС демонстрируют отставание в сферах AI, аналитики массивов информации и автоматизированных систем. Азиатские технологические лидеры - Япония и Республика Корея - концентрируют усилия на развитии электронных компонентов малых размеров, световых технологиях и инновационных материалах. Американские компании лидируют в промышленных биотехнологиях, системах защиты и обработке крупных информационных массивов, разделяя последнее направление с корейскими коллегами. КНР развивает все перспективные направления, но главный акцент делает на роботизированные системы. Анализ трендов показывает стремительный рост технологического потенциала Китая и Южной Кореи на фоне снижения доли западных стран в передовых производственных технологиях [4].

Поэтому, представляло интерес, проанализировать применение существующих инновационных технологий, на Ключевском месторождении.

Ключевское месторождение в административном отношении находится в Даниловском районе Волгоградской области и расположено в 150 км к северо-западу от г. Волгограда и в 55 км северо-восточнее г. Фролово (рис.1).



Рис.1 Обзорная схема расположения Ключевского месторождения

В географическом отношении территория относится к югу Приволжской возвышенности, располагаясь на восточном склоне Доно-Медведевской гряды. Рельеф дневной поверхности овражно-балочный. Абсолютные отметки его колеблются от 140 до 200 м. Рельефообразующие породы представлены неоген-четвертичными песками, супесями, глинами и суглинками. На них развиты темнокаштановые почвы с белополюнно-злаковой растительностью. Естественные лесные массивы отсутствуют. В поймах временных водотоков отмечаются заросли кустарников, в вершинах балок произрастают байрачные леса.

Ближайшими населёнными пунктами в районе месторождения является п. Нежинский, п. Дудачинский. Населённые пункты между собой связаны полевыми дорогами. Вблизи месторождения проходит грейдерная дорога Фролово-Котово.

Таким образом, месторождение находится в достаточно освоенном промышленном районе. Существенных ограничений с позиции инфраструктуры, природных условий и климата в настоящее время нет.

Нефть на Ключевском месторождении подаётся по нефтепроводу на ЦППС Кудиновского месторождения. В 17 км от Ключевской площади действует газопровод Коробки-Лог. Электроэнергией месторождение обеспечивается от ЛЭП Волгоград-Москва, поступающей с ГЭС.

Промышленно нефтегазоносными на Ключевском месторождении являются отложения семилукского-рудкинского (пласты D3sm и D3sm-D3pt) (карбонатный и терригенный коллектора), воронежского (пласт D3vr), евлановско-ливенского (пласт D3ev-D3lv) старооскольского (пласт D2st), воробьевского (пласт D2vb) и бобриковского (пласт C1bb) горизонтов.

Экологические технологии занимают важное место в развитии производственных процессов Ключевского месторождения. Использование систем очистки воды, пылеулавливающих установок и методов рекультивации земель позволяет минимизировать ущерб окружающей среде.

Таким образом, передовые производственные технологии, внедряемые на Ключевском месторождении, направлены на комплексное повышение эффективности работы, снижение затрат, минимизацию экологического воздействия и улучшение условий труда. Интеграция цифровых решений, автоматизированных систем, новых методов добычи и переработки способствует развитию добывающей отрасли, делая ее более устойчивой и конкурентоспособной [5].

Подводя итоги, следует отметить, что современное понимание передовых технологий, в том числе производственных, подразумевает использование разнообразных цифровых инструментов. Несмотря на то, что уровень цифровизации в промышленности в целом ниже, чем в других отраслях экономики, в частности, в здравоохранении, сфере услуг и торговле, компании производственного сектора активно внедряют цифровые технологии в свои бизнес-процессы [6].

На Ключевском месторождении используется широкий спектр цифровых инструментов – искусственный интеллект, интернет вещей, большие данные, блокчейн, виртуальная и дополненная реальность и т.д. Наиболее обещающей сферой применения цифровых технологий остаются разведка и добыча углеводородного сырья, однако они внедряются и во вспомогательных бизнес-процессах, включая логистику, снабжение и т.д. Внедрение АМТ позволяет определять оптимальное местоположение скважин и наиболее эффективные способы добычи; повысить безопасность и эффективность бурения, увеличить добычу и извлечение углеводородного сырья; повысить эффективность капиталовложений, снизить сроки вывода месторождений на проектную мощность; оптимизировать производительность и автоматизировать рабочие процессы, сократить время простоя скважин и потери нефти, повышая таким образом эффективность деятельности; снизить влияние человеческого фактора и возможность ошибок, прогнозировать и предотвращать риски; повысить безопасность производства и работников; сократить выбросы и снизить воздействие на окружающую среду [7].

Несмотря на очевидные преимущества, в процессе внедрения цифровых технологий на Ключевском месторождении могут возникнуть трудности, связанные с отсутствием необходимой инфраструктуры, нехваткой квалифицированного персонала, а также необходимостью синхронизации цифровых решений с существующими в компаниях системами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Jaikumar, R. Post-industrial Manufacturing. Harvard Business Review. November – December, 1986. [Электронный ресурс]: <https://hbr.org/1986/11/postindustrialmanufacturing>
2. Advanced Manufacturing Technology. European Commission. [Электронный ресурс]: <https://ati.ec.europa.eu/technologies/advanced-manufacturing-technology>
3. Advanced Technologies for Industry – Methodological report. European Commission. 2021. [Электронный ресурс]: <https://ati.ec.europa.eu/reports/eu-reports/advancedtechnologies-industry-methodological-report>
4. ATI Final Report on Technology Trends and Technology Adoption. European Commission. 2021. [Электронный ресурс]: <https://ati.ec.europa.eu/reports/eureports/final-report-technology-trends-and-technology-adoption>
5. Мышлецов А.И., Авруцкая С.Г. Внедрение цифровых технологий в горнодобывающей отрасли // Успехи в химии и химической технологии. 2022. Т. 36. № 1 (250). С. 70-73.

6. Подсухина А.Р., Авруцкая С.Г. Мировые тенденции внедрения цифровых технологий в химической промышленности // Успехи в химии и химической технологии. 2023. Т. 37. № 1 (263). С. 63-66.
7. Романова О.В., Авруцкая С.Г. Внедрение цифровых технологий в фармацевтической отрасли // Вестник российского химико-технологического университета имени Д. И. Менделеева: Гуманитарные и социально-экономические исследования. 2020. № 11-2. С. 87-101.

ПРИМЕНЕНИЕ ОБРАТНЫХ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ В ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЯХ

Н.С. Ефремов, К.И. Бабицкая¹

ФГБОУ ВО «СамГТУ»¹

г. Самара, Россия, эл.почта: nikitaefremov883@gmail.com

Аннотация. Повышение нефтеотдачи неоднородных залежей за счет вовлечения в разработку низкопроницаемых пропластков является актуальной проблемой, так как наиболее крупные месторождения в России вступают в позднюю стадию разработки, а доля трудноизвлекаемых запасов нефти неуклонно возрастает. Одним из методов повышения нефтеотдачи в неоднородных пластах, является потокоотклоняющие технологии. В данной статье рассмотрено применение технологий потокоотклонения и в частности обратных водонефтяных эмульсий.

Ключевые слова: скважина, пласт, потокоотклоняющие технологии, эмульсии, заводнение.

Наиболее крупные месторождения в России вступают в позднюю стадию разработки, поэтому актуальность применения методов повышения нефтеотдачи неоднородных залежей за счет вовлечения в разработку низкопроницаемых пропластков растет. Одним из таких методов является закачка потокоотклоняющих жидкостей. Данная технология позволяет изменять направление потока пластовых жидкостей за счет увеличения фильтрационного сопротивления в обводненных участках пласта при образовании прочного геля.

Потокоотклоняющие технологии (ПОТ) активно используются в России с 1980-х гг. прошлого века и в настоящее время большинство методов химического заводнения в России связано именно с этими технологиями. Анализ результатов применения ПОТ в России показывает, что их эффективность существенно различается. Наряду с многочисленными примерами высокой эффективности реализации ПОТ имеется и немало результатов с явно завышенным расчетным эффектом. Это связано с несовершенством применяемых расчетных методик и не учета важных параметров: геологическое строение залежи, геолого-физические характеристики и степень истощенности пласта.

Эффективность доразработки нефтяных залежей и выбор методов воздействия на них с целью увеличения нефтеотдачи существенным образом зависят от достоверности информации об их фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС). Наиболее достоверную информацию о текущем состоянии разработки залежей дает трассирование фильтрационных потоков, которое заключается в закачке раствора

индикатора в нагнетательные скважины вместе с нагнетаемой водой, отборе проб жидкости по окружающим добывающим скважинам с заданной периодичностью, определении в пробах отбираемой жидкости наличия концентрации индикаторов. В качестве индикаторов используют различные их классы: флуоресцентные, ионные и органические.

В настоящее время программы по трассированию фильтрационных потоков включают два этапа: трассирование до и после работ. Трассирование перед работами позволяет осуществить обоснованный выбор объектов воздействия, видов и объемов потокоотклоняющих составов. Трассирование после работ дает возможность оценить степень и эффективность воздействия на залежь, а также, при необходимости, аргументировать повторное проведение мероприятий по данной технологии. Потокоотклоняющие технологии осуществляются путем воздействия через нагнетательные скважины двумя подходами: 1) закачка сравнительно небольших объемов рабочих растворов химреагентов от сотен до нескольких тысяч кубических метров с охватом сравнительно большого фонда нагнетательных скважин и залежей; 2) закачка больших объемов рабочих растворов в обособленные участки месторождений, где работы ведутся долгосрочно по специальному разработанному проекту. В зарубежной практике под методами увеличения нефтеотдачи понимается именно «проектный» вариант, тогда как в России в последнее десятилетие нефтяные компании практически полностью перешли на малообъемный вариант применения физико-химических МУН.

Одними из самых востребованных потокоотклоняющих технологий является применение полиакриламида (ПАА) и его модификаций (сшитые полимерные системы, полимерно-дисперсные составы, полимерно-щелочное заводнение и т.д.). Удельная технологическая эффективность данных видов обработок очень высокая – от 1000 до 5000 т нефти на 1 т сухого полимера.

В практике промысловых работ широкое применение нашли технологии с использованием водных растворов силиката натрия и хлористого кальция (технология КС), технологии, базирующиеся на применении осадкообразующих составов на основе сульфата натрия и хлористого кальция (технология ОС), сернокислого алюминия и хлористого кальция (технологии ДОС). С применением полимердисперсных систем (ПДС) и ее модификаций на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири проведено более 1300 обработок высокообводненных (до 95–98 %) участков пластов.

На протяжении многих лет ПОТ эффективно применяются в США, например применение полимерных составов являлось основной технологией в группе химических методов, и до середины 1980-х гг. отмечался рост объемов внедрения, однако в 2000-х гг. произошло резкое снижение применения ПОТ в связи с падением цен на нефть.

Также за рубежом успешно применяются составы на основе силикагелей, разработанные компаниями «Haliburton», «Amoco» и «Standard» (составы показали высокую эффективность в технологиях увеличения нефтеотдачи пластов и ограничения водопритока в добывающих скважинах).

Одним из перспективных направлений развития исследований по разработке потокоотклоняющих технологий является использование биополимеров, например состав с биополимерами на основе ксантана. Впервые такой состав для увеличения нефтеотдачи пластов был внедрен на месторождениях Северного моря в 1980-х гг.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Наибольшую известность в нашей стране получили технологии увеличения нефтеотдачи с применением биополимеров «Продукт БП-92» и «Симусан». Промысловые испытания биополимера – «Симусана» были начаты в 1987 г. на Арланском месторождении. За 1987–1990 гг. обработаны 53 нагнетательные скважины, удельный технологический эффект составил 400–800 т на одну тонну реагента. Из-за отсутствия биополимера промышленное внедрение было прекращено.

На месторождениях Казахстана для решения проблем, поставленных перед нефтедобывающими компаниями, применялись технологии закачки полимердисперсных составов (ПДС) и полимергелевых составов (ПГС) в качестве активных добавок при заводнении. Данные методы впервые из стран СНГ были реализованы в России на ряде месторождений Западной Сибири. Первые результаты внедрения новых технологий повышения нефтеотдачи пластов в Казахстане относятся к 1981–2002 гг. В 2005 г. на месторождении Жанажол, расположенном в восточной части Прикаспийской впадины, продуктивные пласты которого представлены карбонатными коллекторами, также впервые была применена потокоотклоняющая технология сшитых полимерных систем (СПС). Здесь был применен полиакриламид (ПАА ДП 9-8177) и сшиватель (ацетат хрома), а также вода (пресная). Стоит отметить тот факт, что на Жанажоле по просьбе разрабатывающей компании аналогичные методы были опробованы для условий, когда отработка месторождения еще не достигла своего завершения. Результаты оказались достаточно хорошими.

Таким образом, применение физико-химического заводнения продуктивных пластов на стадии падения объемов нефтеизвлечения из промысловых скважин позволило увеличить нефтеотдачу от 5–6 до 9–10 раз. Эффективность обработок составила 80 %.

Основными критериями для подбора участков/скважин для проведения технологии ПОТ являются:

- вертикальная и площадная неоднородность пласта;
- неоднородный профиль приемистости по ПГИ;
- резкая динамика обводнения реагирующих добывающих скважин с характерным увеличением темпов обводненности выше средних значений по объекту.

Подбор технологии определяется также из дополнительных условий геолого-физической характеристики пласта и технологических показателей эксплуатации скважины/участка.

Критерием применимости технологий ПОТ является наличие минимум трех реагирующих добывающих скважин на одну нагнетательную. Реагирующие скважины определяются по результатам трассерных исследований, либо по коэффициентам корреляции взаимовлияния скважин (косвенный способ).

Техническая пригодность нагнетательных скважин для применения технологии ОНР определяется наличием или отсутствием заколонных перетоков или непроездившего ухода жидкости закачки из продуктивного разреза.

Основные геологические критерии применимости потокоотклоняющих технологий:

- проницаемость коллектора – от 0,05 до 0,5 мкм² (от 50 до 500 мД);
- температура пласта – не ниже 70 °С для термотропных составов;
- коэффициент расчлененности – не менее 1,4.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Указанный диапазон изменения проницаемости обуславливает значение приемистости нагнетательных скважин. При проницаемости коллектора менее 0,05 мкм² приемистость нагнетательных скважин низкая и процесс закачки происходит при высоких устьевых давлениях. Проницаемость ниже 0,05 мкм² снижает приемистость нагнетательной скважины на 10–20 %. Верхняя граница применимости технологий ПОТ по проницаемости обусловлена имеющейся линейкой применяемых технологий. Так, при высокой проницаемости приемистость нагнетательных скважин может составлять 700 м³/сут и более, что требует применения различных модификаций технологий с крупно- и мелкофракционными наполнителями.

Расчлененность пласта и коэффициент вариации проницаемости должны рассматриваться в комплексе, необходимо определить наличие недренируемых или слабодренируемых прослоев в разрезе нагнетательной скважины. Если ее разрез представлен равномерным чередованием прослоев с малым разбросом коэффициента проницаемости, то эффективность ПОТ в такой скважине будет существенно ниже, чем в скважине с наличием неработающих интервалов либо прослоев.

Технологии обратных водонефтяных эмульсий основаны на использовании в качестве основных реагентов эмульгаторов (Нефтехим, Нефтенол–НЗ, Неонол, Синол ЭМ и др.) с добавками различных ПАВ для регулирования нефтеотмывающих свойств (закачка эмульсионных составов - ЭС, нефтеводных эмульсий - НВЭ, эмульсионно-суспензионных составов - ЭСС). Необходимо отметить, что часто эмульсии при фильтрации через пористую среду при повышенных температурах практически полностью разрушаются. Именно, в связи с этим, их в основном применяют при пониженных температурах в низкопроницаемых пластах при отсутствии трещин, чтобы избежать необратимого снижения проницаемости коллектора. Следует отметить, что эмульсии не способны надежно изолировать трещины. Таким образом, для данной группы составов характерно относительно «мягкое» водоизолирующее действие, и они предназначены для применения в низкопроницаемых коллекторах при отсутствии трещин.

В настоящее время для селективной изоляции водонасыщенных интервалов широкое распространение получили осадко- и гелеобразующие составы, однако у них есть недостатки. Главный из них заключается в том, что структурообразование этих составов является практически необратимым. При этом в изолируемом участке остается часть нефтяных запасов месторождения, хоть и малая, которая после изоляции переходит в категорию трудноизвлекаемых. Так как восстановление фильтрационно-емкостных свойств изолированного такими составами интервала является достаточно трудозатратным процессом, данные технологии снижают конечный коэффициент извлечения нефти. Поэтому все более актуальными становятся технологии, позволяющие временно ограничивать или блокировать фильтрацию по высокопроницаемым участкам. Перспективным видом составов, позволяющих решить данную задачу, являются обратные эмульсии с добавлением поверхностно-активных веществ. Сегодня они находят применение в бурении и нефтепромысловой практике, в том числе для повышения нефтеотдачи пластов с целью выравнивания фронта вытеснения. Они представляют собой термодинамически неустойчивую дисперсную систему, дисперсионной средой

которой является нефтепродукт, а дисперсной фазой – вода. В таком случае эмульсионная структура обладает достаточными реологическими свойствами для селективной изоляции обводненных интервалов. Так как дисперсная система неустойчива в пластовых условиях, изоляция хорошо проницаемых пропластков является временной, а после разрушения структуры состава адсорбция поверхностно-активных компонентов эмульсии позволяет гидрофобизировать поверхность порового пространства породы. За счет этого снижается фазовая проницаемость по воде и увеличивается нефтеотмывающая способность нагнетаемого агента. Именно это приводит к перераспределению фильтрационных потоков и включению в работу ранее неработающих интервалов пласта и доизвлечению остаточной нефти при использовании данной технологии.

Таким образом, можно сделать вывод, что применение обратных водонефтяных эмульсий в потокоотклоняющих технологиях является одним из эффективных методов, позволяющих добиться повышения коэффициента извлечения нефти.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдуллин, А. И. Водобитумные эмульсии / А.И. Абдуллин. - М.: Бибком, 2012. - 878 с.
2. Jones, S. C. and McAtee, R. W., "A Novel Single-Well Field Test of a Micellar Solution Slug, J. Pet. Tech. 1371—1376 (NOV. 1972);
3. Глущенко, В. Н. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности / В.Н. Глущенко. - М.: Интерконтакт Наука, 2008. - 728 с.
4. Городнов В.П. Отчет «Разработка поверхностно-активных полимеросодержащих составов (ПАПС), технологии их применения и внедрения ПАПС с целью повышения нефтеотдачи пласта»: «Гипровостокнефть»- Куйбышев, 1990 г.
5. Глущенко, В. Н. Технологические процессы вскрытия пластов и добычи нефти с использованием обратных эмульсий / В.Н. Глущенко, Г.А. Орлов, М.А. Силин. - М.: Интерконтакт Наука, 2008. - 360 с.
6. Сергей, Саметов und Альфир Ахметов Гидродинамические эффекты при течении обратных эмульсий в микроканалах / Сергей Саметов und Альфир Ахметов. - М.: LAP Lambert Academic Publishing, 2011. - 120 с.
7. Забродин Д.П., Коцонис А.Н. и др., Применение мицеллярных растворов для увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении, М. :ВНИИОЭНГ, 1975. - 45 с. - Обзор зарубежной литературы. Нефтепромысловое дело;
8. Айметова Д. В., Долинюк В. Е., Городнов В. П., Коновалов В. В., Бабицкая К. И. Экспериментальные исследования нефтевытесняющей эффективности мицеллярно-полимерных растворов на месторождениях высоковязких нефтей. Рассохинские чтения: материалы международного семинара (6-7 февраля 2014 года). В 2 ч. Ч. 1 / под ред. Н.Д. Цахая. – Ухта : УГТУ, 2014. – 270 с.
9. Применение высокоповерхностно- активных составов на основе вторичных продуктов нефтехимии в процессах повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации разработки нефтяных месторождений, Институт «Гипровостокнефть», Куйбышев – 1984

10. Колмберг, К. Поверхностно-активные вещества и полимеры в водных растворах / К. Холмберг, Б. Иёнссон, Б. Кронберг, Б. Линдман; пер. с англ. — М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2007 — 528 с.

УДК 621.3.079

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВЫВОДА НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ,
ОСНАЩЕННОЙ ЦЕНТРОБЕЖНЫМ С ВЕНТИЛЬНЫМ
ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕМ, НА СТАЦИОНАРНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ**

Ф.А. Сабадаш¹, Ю.А. Агеева²

¹ *ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия*

² *Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

E-mail: ageeva_julia04@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается процесс вывода нефтяной скважины, оснащенной центробежным насосом с вентильным электродвигателем, на стационарный режим работы. При этом учитывается, что в станции управления погружным насосом установлен преобразователь частоты, в котором реализовано векторное управление вентильным двигателем. Приведена расчетная модель рассматриваемой нефтяной скважины, и построен график изменения динамического уровня жидкости при выводе скважины на стационарный режим работы.

Ключевые слова: нефтяная скважина, центробежный насос, вентильный погружной электродвигатель.

Введение

Количество нефтяных скважин, оснащенные центробежными насосами с вентильными погружными электродвигателями (ВПЭД), растет с каждым годом. Это связано с тем, что коэффициент полезного действия и коэффициент мощности ВПЭД значительно выше, чем погружного асинхронного двигателя [1 – 2]. Однако, в случае применения вентильного двигателя станция управления погружным насосом должны быть обязательно оснащена преобразователем частоты, в котором реализовано бездатчиковое векторное управление ВПЭД.

В связи с этим целью исследования является моделирование процесса вывода нефтяной скважины, оснащенной центробежным насосом с вентильным двигателем, на стационарный режим работы с учетом системы векторного управления.

Решение задачи

Для решения поставленной задачи рассмотрим нефтяную скважину, оснащенную погружным центробежным насосом, приводимым в движение вентильным двигателем. Для согласования выходного напряжения станции управления с напряжением ВПЭД применен повышающий трансформатор ТМПНГ100/3 с коэффициентом трансформации $k_{ТПН} = 0,29$, током холостого хода $I_{xx.ТПН} = 5,5$ А, потерями холостого хода $\Delta P_{xx.ТПН} = 0,31$ кВт, потерями

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

короткого замыкания $\Delta P_{\text{кз.ТМПН}} = 2,4$ кВт, активным сопротивлением фазы трансформатора, приведенным к первичной цепи, $R_{\text{тр}} = 0,038$ Ом и индуктивностью $L_{\text{тр}} = 2,8 \cdot 10^{-4}$ Гн.. Скважина имеет площадь затрубного пространства $S_3 = 0,0083$ м², плотность добываемой нефтяной смеси $\rho = 1,041$ кг/м³, коэффициент продуктивности нефтяного пласта $k_{\text{пр}} = 9,118 \cdot 10^{-6}$ м³/сут.·Па, статический уровень жидкости в скважине $H_{\text{ст}} = 180$ м. Центробежный насос характеризуется коэффициентом $k_Q = 4,558 \cdot 10^{-6}$ м³/рад, что соответствует производительности 120 м³/сут. В погружной установке используется вентильный двигатель 1ВЭДБТ45-117/3М1В5 со следующими паспортными данными: $I_{\text{ном}} = 25$ А, $U_{\text{л.ном}} = 1340$ В, $P_{\text{ном}} = 45$ кВт и $n_{\text{ном}} = 3000$ об/мин. Фазная обмотка статора двигателя имеет активное сопротивление $R_1 = 1,12$ Ом и индуктивность $L_1 = 0,039$ Гн. Требуемый динамический равен $H_{\text{дин}} = 1235$ м, а глубина спуска насоса составляет $H_{\text{сп}} = 1470$ м. При рассматриваемой глубине спуска установки погружного электроцентробежного насоса, сечении кабеля $S_{\text{кл}} = 25$ мм² и его средней температуре $T_{\text{кл}} = 40$ градусов активное сопротивление одной жилы кабеля будет равно $R_{\text{кл}} = 1,15$ Ом, а индуктивность составит $L_{\text{кл}} = 4,48 \cdot 10^{-4}$ Гн. Преобразователь частоты, установленный в станции управления, имеет на выходе дроссель с активным сопротивлением $R_{\text{др}} = 0,02$ Ом и индуктивностью $L_{\text{др}} = 5 \cdot 10^{-4}$ Гн. С учетом этих данных общее приведенное активное сопротивление фазной нагрузки преобразователя частоты составляет $R_{\text{лр}} = 0,253$ Ом, а индуктивность – $L_{\text{лр}} = 4,11 \cdot 10^{-3}$ Гн. При выборе параметров регуляторов системы векторного управления по известным методикам регулятор тока должен иметь коэффициент передачи $k_{\text{рм}} = 4,11$ и постоянную времени $T_{\text{рм}} = 3,96 \cdot 10^{-3}$ с, а регулятор скорости – $k_{\text{рс}} = 172,7$, $T_{\text{рм}} = 2,32 \cdot 10^{-5}$ с. При этом для снижения перерегулирования на входе контура скорости должен использоваться апериодический фильтр с постоянной времени $T_{\text{ф}} = 0,004$ с.

С учетом этих данных расчетная модель системы управления погружным насосом будет иметь вид, приведенный на рис. 1.

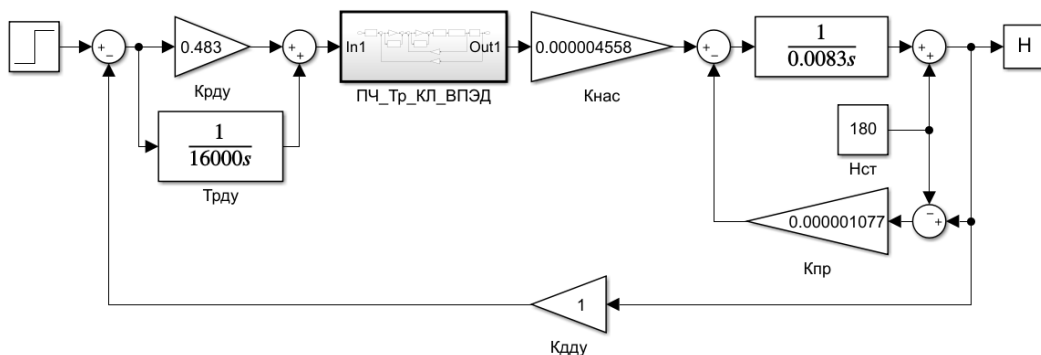


Рис. 1. Расчетная модель системы стабилизации динамического уровня жидкости в скважине, оснащенной центробежным насосом с вентильным погружным электродвигателем

Она включает в себя расчетную модель системы бездатчикового векторного управления ВПЭД, учитывающую инерционность дросселя, повышающего трансформатора, соединительного кабеля и собственно вентильного двигателя (рис. 2).

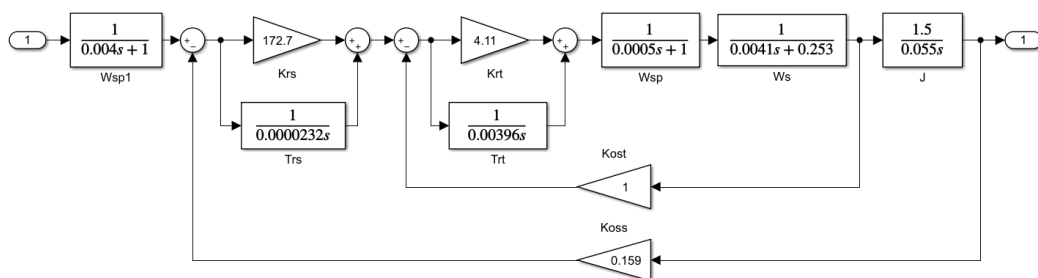


Рис. 2. Расчетная модель системы векторного управления ВПЭД

Кроме того, расчетная модель, приведенная на рис.1, содержит математическую модель скважины с центробежным насосом и пропорционально-интегральный регулятор динамического уровня с параметрами $k_{pdy} = 0,483$, $T_{pdy} = 16000$ с. Замкнута система управления погружным центробежным насосом с помощью датчика на основе термоманометрической системы, в котором давление на приеме насоса преобразуется в сигнал, пропорциональный динамическому уровню жидкости.

Расчетная модель позволяет построить график изменения динамического уровня жидкости в скважине (рис. 3).

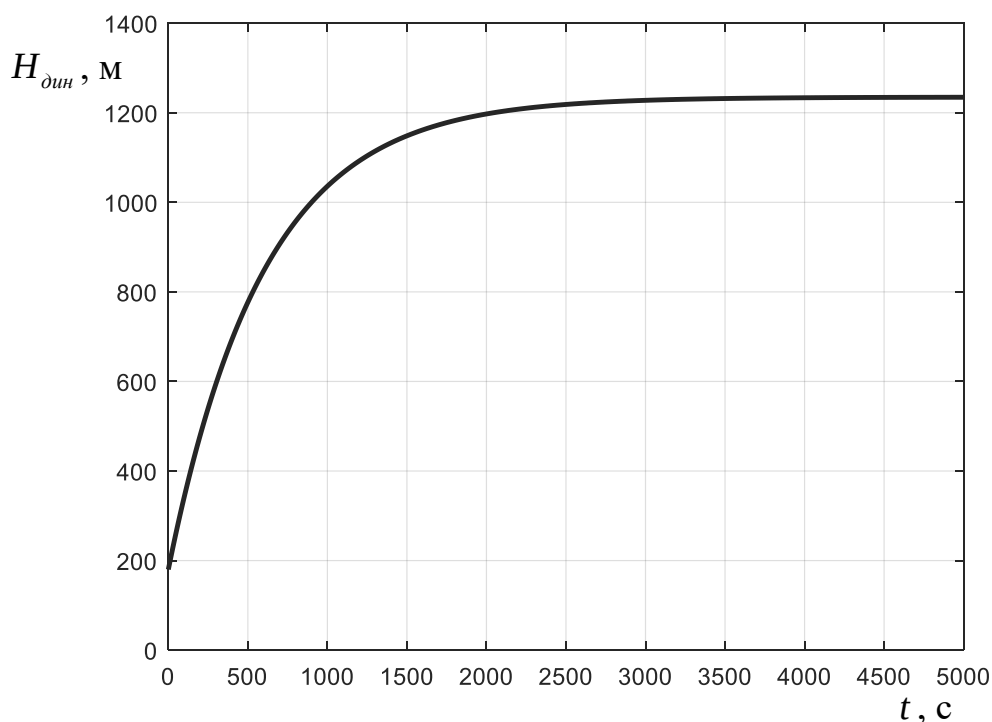


Рис. 3. Графики изменения динамического уровня жидкости в скважине

Анализ графика показывает, что рассматриваемая система управления погружным насосом выводит скважину на заданный стационарный режим работы с требуемым динамическим уровнем жидкости $H_{дин} = 1235$ м за 4272 с, причем без перерегулирования. Это позволяет сказать, что параметры регулятора динамического уровня и регуляторов системы векторного управления выбраны корректно и обеспечивают устойчивую работу системы управления погружным насосом.

Выводы

1. Разработанная расчетная модель нефтяной скважины, оснащенной погружным центробежным насосом, приводимым в движение вентильным двигателем, позволяет построить график изменения динамического уровня жидкости в процессе вывода скважины на стационарный режим работы.
2. Разработанная модель позволяет также проводить проверку правильности выбора параметров регулятора динамического уровня и регуляторов системы векторного управления вентильным погружным электродвигателем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сагаловский А.Г. Новое поколение вентильных электродвигателей компании «Борец» – новый шаг в энергосбережении / Инженерная практика, № 8, 2010.
2. Гарифуллин А.Р. Опыт применения вентильных ПЭД в ООО «РН-Юганскнефтегаз» / Инженерная практика, № 8, 2010.
3. Якимов С.Б., Каверин М.Н., Тарасов В.П. Анализ эффективности применения вентильных двигателей ПК «Борец» для снижения энергопотребления / Научно-технический вестник «ОАО «НК «Роснефть». Приложение. Выпуск 3, 2014. – С. 45 – 50.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ASP ЗАВОДНЕНИЯ
ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Е.А. Ледяев^{1,2}, А.М. Зиновьев^{1,2}

*1-ФГБОУ ВО «СамГТУ»; 2-ООО «СамараНИПИнефть»
г. Самара, Россия E-mail: ledyaeva@gmail.com*

Аннотация. В условиях истощения традиционных месторождений и снижения доли легкодоступной нефти, нефтедобывающие компании все чаще обращаются к инновационным методам увеличения нефтеотдачи (МУН). Одной из таких технологий является ASP заводнение — комбинированный метод, основанный на использовании щелочи, поверхностно-активных веществ и полимеров. Этот подход позволяет значительно повысить коэффициент извлечения нефти (КИН) за счет улучшения вытесняющих свойств закачиваемой воды и снижения остаточной нефтенасыщенности пласта.

Ключевые слова: ASP, заводнение, нефть, полимеры, щелочь, вещества.

Технология АСП (Alkali-Surfactant-Polymer) представляет собой метод увеличения нефтеотдачи, суть которого заключается в закачке в пласт специального состава, включающего анионное поверхностно-активные вещества, щелочь и полимеры, каждый элемент которого выполняет определенную функцию:

1. Щелочь:

- Взаимодействует с кислыми компонентами нефти, образуя естественные поверхностно-активные вещества.
- Снижает межфазное натяжение между нефтью и водой.
- Нейтрализует отрицательное влияние солей в пластовой воде.

2. Поверхностно-активные вещества:

- Дополнительно снижают межфазное натяжение, способствуя более эффективному вытеснению нефти.
- Увеличивают смачиваемость породы, что улучшает подвижность нефти.

3. Полимеры:

- Повышают вязкость закачиваемой воды, что улучшает ее вытесняющую способность.
- Стабилизируют фронт вытеснения, предотвращая преждевременное прорывание воды к добывающим скважинам.

Технология ASP-заводнения получила наибольшее распространение именно в Китае. На долю этой страны приходится более 60 % мировых испытаний данного метода. Одним из наиболее масштабных и успешных проектов по внедрению ASP-заводнения является месторождение Daqing, которое стало полигоном для отработки этой технологии. После успешного использования полимерного заводнения на месторождении Daqing было принято решение о переходе к более сложной технологии — закачке щелочно-ПАВ-полимерного раствора (ASP). Основной целью было увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) и продление срока эксплуатации месторождения. С сентября 1994 года на месторождении Daqing было проведено пять пилотных испытаний ASP-заводнения различного масштаба. На всех этапах реализации технологии ASP-заводнения был достигнут дополнительный прирост КИН. Статистика завершённых испытаний представлена в таблице 1

Таблица 1

Исходные параметры и результаты завершённых испытаний технологии ASP-заводнения на месторождении Daqing

Проект	Система размещения скважин (экспл./нагн.)	Расстояние между скважинами (м)	Мощность пласта (м)	Эффективная проницаемость (мД)	Запасы (10^3 т)	Прирост КИН (%)
ASP-1	5-точечная (4/9)	106	10,5	509	117,3	21,40
ASP-2	5-точечная (1/4)	141	8,4	589	84,0	25,00
ASP-3	4-точечная (3/4)	75	13,1	567	50,4	23,24
ASP-4	5-точечная (4/9)	200	7,0	658	240,1	19,40
ASP-5	5-точечная (6/12)	250	12,9	512	1104,2	20,63

Первый в России опыт применения технологии ASP-заводнения был реализован «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД) на Западно-Салымском месторождении компанией «Газпром нефть» совместно с партнерами («Салым Петролеум Девелопмент» (СПД), Тюменским государственным университетом и компанией «Норкем»). Этот проект стал важным шагом в развитии методов увеличения нефтеотдачи в России.

В 2009 году на одной из скважин Западно-Салымского месторождения были проведены первые испытания ASP-заводнения. Результаты показали, что с использованием данной технологии возможно извлечение до 90 % остаточной нефти, оставшейся после традиционного заводнения.

В 2014–2015 годах для реализации масштабного пилотного проекта компания построила 7 скважин, установку подготовки ASP-смеси и блок разделения эмульсий для флюидов ASP. Этот этап позволил оценить эффективность технологии в промышленных условиях и подготовиться к ее дальнейшему внедрению.

Специалисты Научно-технического центра (НТЦ) «Газпром нефти» активно работают над оптимизацией молекул поверхностно-активных веществ (ПАВ), полученных в результате синтеза.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Реализация проекта ПАВ-полимерного заводнения на Холмогорском месторождении, разрабатываемом «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазом», оценивается в 34,4 млн тонн дополнительной добычи нефти.

Перспективы для активов «Газпром нефти»:

При полномасштабном внедрении технологии ПАВ-полимерного заводнения на текущих активах компании дополнительная добыча нефти может достичь 172 млн тонн.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Маркова, О. М. Успешное применение технологии ASP заводнения для повышения нефтеотдачи. Отечественный и зарубежный опыт / О. М. Маркова, А. А. Севастьянов. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2019. — № 46 (284). — С. 34-37. — URL: <https://moluch.ru/archive/284/63931/> (дата обращения: 10.02.2025).
2. Е. Алифорова Газпром нефть, Shell и Салым Петролеум Девелопмент доказали успешность применения химического метода увеличения нефтеотдачи в Западной Сибири. — URL: <https://neftegaz.ru/news/dobycha/198014-gazprom-neft-shell-i-salym-petroleum-development-dokazali-uspeshnost-primeneniya-khimicheskogo-metod/?ysclid=m6zb3j4v3567126301/> (дата обращения: 10.02.2025)
3. Нажису, Ерофеев В. И. Исследование и применение комплексной технологии заводнения для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. — 2017. — № 10. — С. 96–100.

УДК 622.276

ПРИЧИНЫ ПРОИСХОЖДЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ МЕХАНИЧЕСКИХ ВКЛЮЧЕНИЙ В СОСТАВЕ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

А.М. Зиновьев^{1,2}, А.С. Паутова²

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

г. Самара, Россия

lekso1988@yandex.ru, pautova.anna1985@mail.ru

Рассматриваются основные причины происхождения механических примесей, минералогический состав, классификация основных видов загрязнения сырья.

Ключевые слова: скважинная продукция, твердые частицы, виды загрязнения.

CAUSES OF DIFFERENT MECHANICAL INCLUSIONS IN THE COMPOSITION OF
DRILLING 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 main causes of the origin of mechanical impurities, mineralogical composition, and classification of the main types of contamination of raw materials are considered.

Keywords: well products, solid particles, types of contamination.

Проблема повышенного образования высокой концентрации взвешенных частиц в скважинной продукции в последние годы стала едва ли не самым существенным фактором, осложняющим механизированную добычу.

Непрерывный тщательный замер всех добываемых флюидов на нефтяных месторождениях, согласно действующим нормативным документам, является не только обязательной стадией всего процесса извлечения из недр углеводородного сырья, но и одной из наиболее ответственных технологических операций. Эти операции во многом определяют способ разработки месторождения, контроль за состоянием, соответствие достигнутых показателей проектным величинам, напрямую влияющим на себестоимость нефти [1]

Добываемое углеводородное сырье может содержать минеральные соли, пластовую воду и различные механические примеси (частицы горных пород, цемента, продуктов коррозии нефтепромыслового оборудования). Они образуют с нефтью или конденсатом сложную дисперсную систему, разделение которой проводится на промыслах в основном методом отстаивания. При этом частицы, размер которых меньше одного микрона остаются в скважинной продукции во взвешенном состоянии.

Частицы, образующие загрязнения в скважинной продукции могут быть твердыми, пластичными и жидкими.

Твердые и пластичные инородные включения, распределенные в углеводородном сырье и продуктах во взвешенном виде, называются механическими примесями. Вода в виде микрокапель, образующих с нефтью водонефтяную эмульсию, носит название эмульсионной воды.

Механические примеси, присутствующие в скважинной продукции имеют различное происхождение. Часть их выносится из продуктивных горизонтов вместе с добываемой жидкостью. Основная часть механических примесей образуется в результате нарушения солевого равновесия, коррозии металлов, окисления закисного железа или вносится с пресной технической водой.

Минералогический состав механических примесей в скважинной продукции, где преобладают железосодержащие пластовые воды, показывают, что они состоят из глинистых частиц с массовой долей 20-40%, карбонатов с массовой долей 10-20%, окиси и гидроокиси железа с массовой долей 40-70%.

Для выбора эффективных мер по обеспечению чистоты углеводородного сырья следует классифицировать загрязнения по источникам их образования.

Сырьевые загрязнения содержатся в недостаточно очищенных на промыслах сырой нефти, а именно минеральные вещества в виде оксида кремния и некоторых металлов (железа, алюминия, кальция, натрия, магния и т.д.) и пластовая вода, с растворенными в ней хлористыми солями.

Технологические загрязнения: образуются в процессах первичной подготовки и переработки углеводородного сырья.

Атмосферные загрязнения в виде пыли и влаги попадать в углеводородное сырье как в процессе его подготовки к дальнейшей переработки, так и при транспортировании, перекачке и хранении. По химическому составу твердые атмосферные загрязнения представляют собой, как правило, содержащие вещества, такие как оксиды кремния, кальция, алюминия, магния и других элементов.

Контактные загрязнения образуются при взаимодействии углеводородного сырья на различные неметаллические материалы (прокладки, сальниковые уплотнения, защитные покрытия внутренних полостей и другие), сопровождаемой частичным разрушением этих материалов.

Износные загрязнения представляют собой металлические, пластмассовые и другие частицы в виде микростружек и микро опилок, образующих в результате фрикционного износа, деталей сопровождается их абразивным износом, что еще больше увеличивает степень его загрязненности.

Еще один вид загрязнений это остаточные загрязнения попадают в углеводородное сырье при его перекачке по не зачищенным трубопроводам. Эти загрязнения имеют разнообразный химический и структурные составы.

Гранулированный состав твердых загрязнений – один из важных их характеристик, так как размер частиц загрязнений, наряду с их концентрацией в углеводородном сырье, является определяющим при выборе метода очистки[2].

В настоящее время актуальной является задача определения наличия твердых частиц в нефтяном трубопроводе диаметром до 1200 мм. В нефтяном потоке могут находиться различные твердые включения (частицы песка, глины, парафина). Оперативное их определение позволит с высокой эффективностью оптимизировать технологические параметры подготовки (очистки) нефти.

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 новой ультразвуковой системы, которая позволит улучшить метрологические и технические характеристики систем и позволит определить содержания КВЧ в жидкостях, представляет собой актуальную задачу. Целью дальнейшей работы является сбор экспериментальной установки для определения механических примесей в составе скважинной продукции.

Для достижения поставленной цели и решения основной задачи научных исследований, на базе проведенного анализа существующей перспективной измерительной аппаратуры для измерения примесей в различных жидкостях и математического моделирования отражения ультразвука от взвешенных частиц с учетом их физико-химических особенностей был предложен новый ультразвуковой

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

способ измерения, основанный на излучении ультразвуковых колебаний в скважинной продукции и приема отраженных от них ультразвуковых импульсов в совокупности с применением алгоритма обработки сигнала. Также предложена и собрана экспериментальная установка для проведения необходимых научных исследований [3].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Борисевич Ю.П. Автоматические системы замера количества флюидов на углеводородных месторождениях: учебное пособие /Ю.П. Борисевич, Г.З. Краснова .- Самара: Самара. гос. техн. ун-т, 2024. - 148 с.
2. Мановян А.К. технология первичной переработки нефти и природного газа / А.К. Мановян. – 2-е изд. – М.: Химия, 2001.– 568 с.
3. Зиновьев А.М., Паутова А.С. «Экспериментальная установка для исследования способности определения механических примесей при прохождении ультразвукового сигнала через скважинную продукцию»./Ашировские чтения Сборник статей Всероссийской Научно-практической конференции 2024 г. Самара: Сам. Гос.Техн. Ун-т. С. 456-460

УДК 622.276

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОГО СИГНАЛА ПРИ ПРОХОЖДЕНИИ ЧЕРЕЗ ИССЛЕДУЕМУЮ ЖИДКОСТЬ С КВАРЦЕВЫМ ПЕСКОМ

А.М. Зиновьев^{1,2}, А.С. Паутова²

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

г. Самара, Россия

lekso1988@yandex.ru, pautova.anna1985@mail.ru

Рассматриваются причины происхождения механических примесей. Представлена сборка экспериментальной установки для исследования ультразвуковых измерений в измерительном участке трубы при движении жидкости с примесями и без примесей.

Ключевые слова: КВЧ, ультразвуковой метод, кварцевый песок, амплитуда затухания сигнала.

DETERMINATION OF ULTRASONIC SIGNAL WHEN PASSING THROUGH THE RESEARCH LIQUID WITH QUARTZ SAND

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 causes of mechanical impurities origin are considered. The assembly of an experimental setup for studying ultrasonic measurements in the measuring section of a pipe during the movement of liquid with and without impurities is presented.

Keywords: UHF, ultrasonic method, quartz sand, signal attenuation amplitude.

В настоящее время механические примеси с высокой концентрацией взвешенных частиц (КВЧ) в добываемой жидкости являются одним из главных осложняющих факторов при механизированной добыче нефти [1].

Происхождение механических частиц в скважинной продукции весьма разнообразно. Большая их часть – продукты разрушения горных пород, проппант, кристаллы солей, парафин, твёрдые нерастворимые частицы, содержащиеся в технологических жидкостях, которые выносятся из пласта в процессе эксплуатации скважин.

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].

В экспериментальную установку вошли следующие элементы: отрезок трубопровода с измерительным модулем, генератор ультразвукового сигнала, емкость, насос для перекачки исследуемой жидкости, осциллограф для определения затухания амплитуды входного и выходного сигнала, датчик давления и температуры.

На рис. 1 представлена экспериментальная установка определения затухания амплитуды выходного сигнала в исследуемой жидкости, а на рис.2 емкость с исследуемой жидкостью.

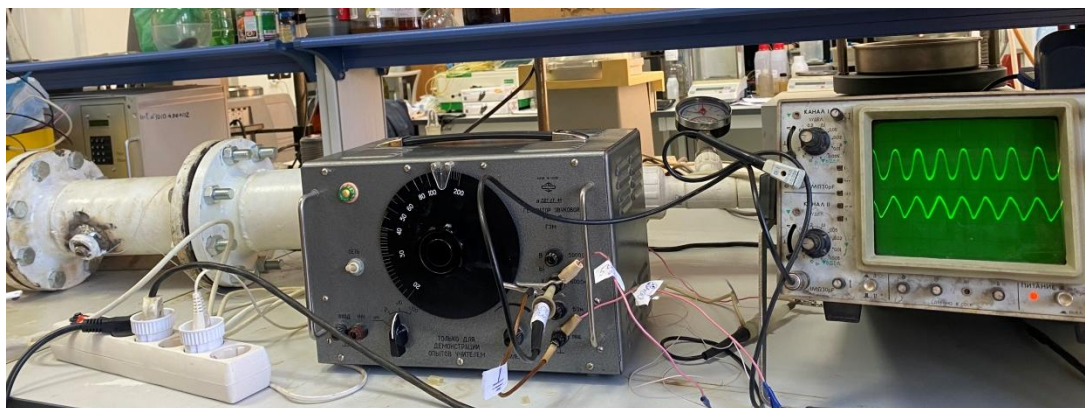


Рис. 1 Экспериментальная установка для определения примесей в различных жидкостях



Рис. 2 Емкость с исследуемой жидкостью

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 150кГц, определение амплитуды сигналов осуществляется с помощью осциллографа [3].

Ультразвуковой сигнал, проходя через исследуемую жидкость с кварцевым песком диаметром фракций от 0,1-1,5 мм, 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 рис.3 представлен общий вид разновидности кварцевого песка с различным диаметром фракций от 0,1-0,4 мм, от 0,4-0,8 мм, от 1-1,5 мм.



Рис.3 Внешний вид кварцевого песка различной фракции

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На первом этапе был проведен эксперимент по замерному участку трубопровода при движении жидкости без примесей, результаты имеют следующие характеристики:

- 1) Исследуемая жидкость без примесей с температурой= 21°C , частота сигнала= 150кГц , амплитуда входного сигнала = $1,2\text{В}$, амплитуда выходного сигнала = 1В .

На рис. 4 представлена зависимость затухания амплитуды выходного сигнала по замерному участку трубы при движении жидкости без наличия примесей.

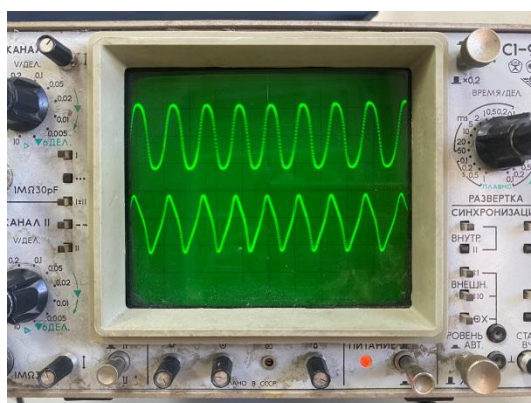


Рис. 4 Осциллограмма затухания входного и выходного сигнала в жидкости без примесей

На втором этапе был проведен эксперимент при движении жидкости в составе которой находится кварцевым песок с разным диаметром фракций, полученные результаты имеют следующие характеристики:

- 1) Исследуемая жидкость с кварцевым песком с температурой= 21°C , частота сигнала= 150кГц , давление жидкости на входе = $0,5\text{ Бар}$, давление на выходе = $0,4\text{ Бар}$, задержка сигнала = $0,4\text{с}$, амплитуда входного сигнала = 1В , амплитуда выходного сигнала = $0,75\text{В}$.

На рис. 5 представлена зависимость амплитуды входного и выходного сигнала в исследуемой жидкости при присутствии кварцевого песка.

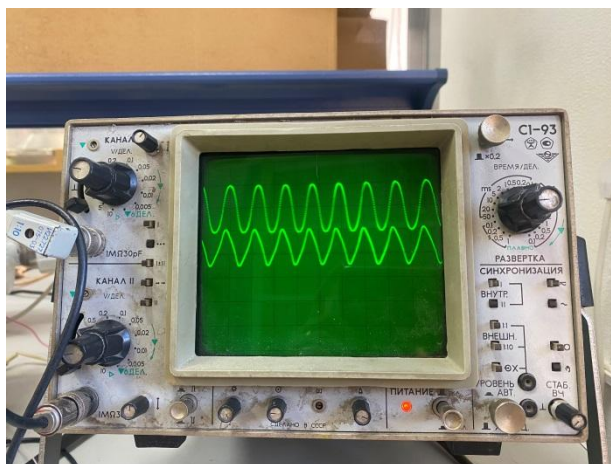


Рис. 5 Осциллограмма входного и выходного сигнала в жидкости с примесями

В ходе эксперимента, было выявлено, что при наличии примесей в исследуемой жидкости происходит явное затухание амплитуды выходного сигнала, что доказывает на работоспособность системы.

На следующем этапе будет проведена серия экспериментов с различными видами жидкостей при добавлении примесей с разной концентраций и диаметром фракции.

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 г. Сам.Гос.Техн. Ун-т. С. 379-382.
3. Зиновьев А.М, Паутова А.С. «Экспериментальная установка для исследования способности определения механических примесей при прохождении ультразвукового сигнала через скважинную продукцию»./Ашировские чтения Сборник статей Всероссийской Научно-практической конференции 2024 г. Самара: Сам. Гос.Техн. Ун-т. С. 456-460

УДК 622.276

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИСТОЧНИКА ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН

И.В. Вейнбергер, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО «СамГТУ»

г. Самара, Россия, E-mail: ilya15012002@mail.ru

Аннотация. Обводнение скважин – одна из главных проблем месторождений Оренбургской области. Средняя обводненность продукции скважин месторождений АО «Оренбургнефть» в 2024 г. составила 81%. Значительное количество энергии и труда затрачивается на подъем обводненной продукции, ее транспортировку и отделение на объектах сбора и обустройства. Оперативно определив источник обводнения скважин можно существенно сократить затраты на добычу, транспортировку и подготовку нефти. Эта работа посвящена поиску современного способа определения источников обводнения скважин.

Ключевые слова: обводненность, заколонная циркуляция, характеристики вытеснения, весовой коэффициент.

Существует несколько способов аналитического определения источников обводнения. К ним относятся методы, основанные на построении и последующем анализе характеристик вытеснения, логарифмических графиков или сопоставлении результатов химического анализа проб добываемой продукции с эталонными показателями.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Метод диагностических графиков Чена основан на постройке и анализе специального графика в логарифмических координатах, который отображает изменение производной водонефтяного отношения относительно времени. Метод направлен на определение прорывов нагнетаемой и пластовой подошвенной воды. [1].

Метод Меркуловой-Гинзбурга основан на построении графика в декартовых координатах, отображающего изменение накопленных объёмов воды и нефти относительно времени. Метод направлен на определение наличия заколонного перетока. [2, 3]

Недостатками указанных методов является необходимость высоких трудозатрат на анализ построенных графиков и проблематичность автоматизации процесса установления источника обводнения. В отличие от них, химический метод таких недостатков не имеет.

Химический способ основан на сравнении данных химического анализа попутно добываемой воды с критериями из лабораторных исследований о композиционном составе пластовой и нагнетаемой воды.

В основе метода лежит использование нескольких критериев соответствия тому или иному источнику обводнения по химическому составу. Например, это может быть содержание Cl^- , Mg^{2+} или других элементов.

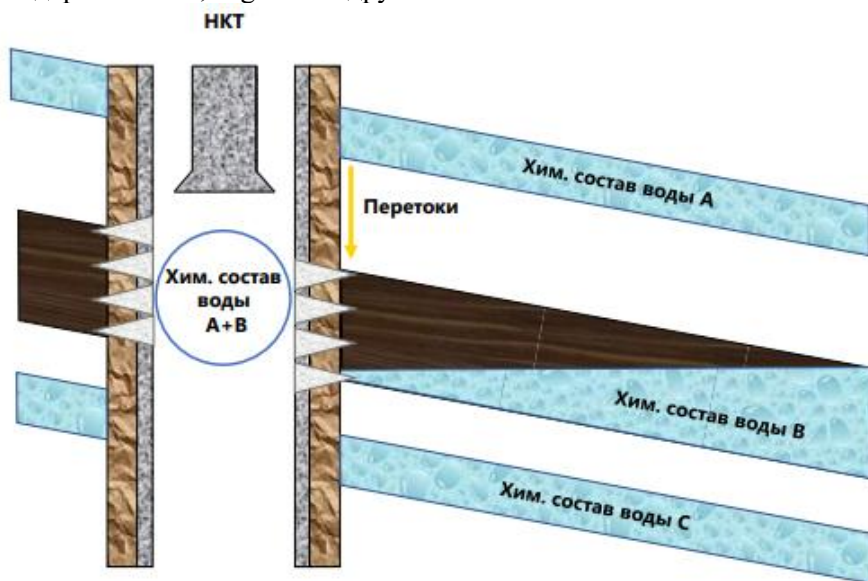


Рис. 1. Химический метод

Для каждого источника обводнения производится расчёт суммарного весового коэффициента. Если весовой коэффициент по одному источнику обводнения превышает 50%, то он принимается соответствующим чётким критериям оценки и результирующим по химическому методу. Если же ни один источник обводнения не набирает более 50%, то результирующим выбирается источник с максимальным весовым коэффициентом. [4]

Расчет весового коэффициента компонента i источника j производится по формуле:

$$P_i = \frac{C_i}{\sum C_i}$$

Где P_i – весовой коэффициент источника обводнения,
 C_i – концентрация компонента.

Причем $P_j = \sum P_i$, где

P_j – суммарный весовой коэффициент для источника j .

Преимуществом метода является отсутствие необходимости построения и анализа характеристик вытеснения или других графиков, а математические расчеты могут быть автоматизированы. Дополнительным преимуществом метода является снижение влияния человеческого фактора в определении источника обводнения и связанных с этим ошибок.

Широкое использование метода требует регулярного отбора проб добываемой продукции и их химического анализа. На месторождениях Оренбургнефти это производится, следовательно препятствий использованию метода нет.

Таким образом, химический метод определения источника обводнения скважин является наиболее перспективным для использования и автоматизации. Он позволит оперативно определять источники обводнения скважин на месторождениях АО «Оренбургнефть» для их последующего устранения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дрофа П.М., Колесникова А.А., Мурзакова А.Ф., Рыбаковская А.А., Фахретдинов И.В. Повышение эффективности разработки с использованием и автоматизацией аналитических методов анализа взаимовлияния фонда и характера обводнения // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. - 2023. - №8. - С. 127-139.
2. Сафонов А.В., Кондратьев М.А. Выявление зон и источников опережающего обводнения. – Нефтепромысловое дело. – 2020. – №10. – с. 53- 59.
3. Шорохов А.Н., Азаматов М.А. Разработка и внедрение экспрессметода по определению источника обводнения на нефтяных добывающих скважинах / Наука и ТЭК. – 2011. – №6. – с. 58-62.
4. Шорохов А. Н., Азаматов М. А., Сохошко С. К. Разработка алгоритма взаимодействия аналитических методов для определения источника обводнения на нефтяных добывающих скважинах // Технологии нефти и газа. - 2014. - №2. - С. 46-50.
5. Лялин А. А., Васильев В. В. Гидрогеологические исследования — инструмент познания нефтяной залежи // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 4. – С. 84-95.

УДК 622.276.65

**ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ РАЗОГРЕВАЮЩЕГО СОСТАВА
ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ
ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ**

П.В. Склюев, Ш.М. Гулиев

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Российская Федерация
shakhin.guliyev.97@mail.ru*

Аннотация. В настоящей работе приведены результаты лабораторных испытаний различных композиций разогревающего бинарного состава. Показано, что на температуру разогрева оказывают влияние замена окислителя, количество и тип иницирующей кислоты. Результаты данной работы могут быть полезны для приготовления бинарного состава, эффективного для термогазохимического воздействия.

Ключевые слова: разогревающий состав, термогазохимическое воздействие на пласт (ТГХВ), бинарные составы (БС), вязкость нефти

Проблема тяжелых нефтей заключается в их повышенной вязкости, что затрудняет их добычу, транспортировку и переработку. Это является значительным вызовом для нефтедобывающих компаний и индустрии в целом. Распространенным способом понижения вязкости нефти является тепловое воздействие, в частности термохимическое (ТХВ) или термогазохимическое воздействие (ТГХВ) на нефтеносный пласт. Этот метод подразумевает протекание экзотермической химической реакции в пласте или призабойной зоне, что приводит к повышению температуры и уменьшению вязкости нефти [1].

На сегодняшний день широко используются бинарные составы БС, представляющие собой смесь неорганических и/или органических соединений, иницируемых кислотами [1-3]. Широко применяются БС, содержащие в составе раствора солей соединения азота в степени окисления -3 (аммиачную селитру, гидроксид аммония, мочевины), в качестве восстановителя – азотистокислый натрий, а в составе иницирующего компонента – органическую или неорганическую кислоту [4]. Определенный интерес представляет разработка разогревающего состава на основе растворов неорганических солей, в связи с их доступностью и эффективностью.

Целью данной работы является оценка эффективности разогревающих бинарных смесей, содержащих различные компоненты, в процессах интенсификации добычи нефти.

Для проведения опытных испытаний были приготовлены растворы солей: нитрита натрия с нитратом аммония и нитрита натрия с карбамидом. В качестве инициатора использовали 15% масс. растворы соляной и аминосульфоновой кислот. С целью определения максимальной температуры разогрева при смешении компонентов разогревающего состава заданное количество солевого раствора помещали в пробирку, снабженную термометром, добавляли кислоту в требуемом

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

соотношении и фиксировали максимальную температуру и время реакции. Испытанные разогревающие бинарные составы приведены в таблице 1.

Таблица 1. Испытанные составы

№ п/п	№ состава	Содержание компонентов, % масс.			Соотношение раствор солей: кислота		Температура, °C
		Нитрат аммония NH_4NO_3	Нитрит натрия NaNO_2	Мочевина (карбамид) $\text{NH}_2\text{-CO-}$ NH_2	Соляная HCl	Сульфаминовая $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$	
1	Состав 1	40	34,5	-	5:1	-	52
2		40	34,5	-	2,5:1	-	104
3		40	34,5	-	2:1	-	102
4		40	34,5	-	-	5:1	118
5		40	34,5	-	-	2:1	82
6	Состав 2	-	34,5	15	5:1	-	38
7		-	34,5	15	2:1	-	44
8		-	34,5	15	-	5:1	66
9		-	34,5	15	-	2:1	68
10		-	34,5	15	-	1:1	80
11	Состав 3	-	40	20	5:1	-	37
12		-	40	20	2:1	-	46
13		-	40	20	-	5:1	50
14		-	40	20	-	2:1	59

В ходе лабораторных испытаний были изучены сочетания аммиачной селитры и нитрита натрия, карбамида и нитрита натрия в двух концентрациях. По результатам определений можно сделать заключение, что замена окислителя на карбамид приводит к снижению температуры разогрева раствора. В случае использования мочевины, продуктом реакции является углекислый газ, который наряду с повышением температуры приводит к понижению вязкости нефти. В целом, увеличение содержания кислоты приводит к увеличению температуры смеси, например, для состава 2 температура возросла с 66 до 80°C при увеличении содержания сульфаминовой кислоты с 0,25 до 1 д. ед. Данная тенденция не выполнялась только для состава 1. Замена соляной кислоты на сульфаминовую в большинстве случаев приводит к увеличению температуры реакционной смеси, что согласуется с тепловыми эффектами реакции: реакция с соляной кислотой сопровождается выделением тепла 2620 кДж на 1 кг состава, с сульфаминовой – 2850 кДж/кг [1].

Для определения реологических характеристик нефти (вязкости и напряжения сдвига) использовали реометр MCR 52 Anton Paar. Измерение выполняли с использованием элемента PP50 при постоянной скорости сдвига 50 с⁻¹ и увеличении температуры от 20 до 100°C при скорости 2°C/мин. Нефть, отобранная из пласта Т₁₋₁, в пластовых условиях плотностью 0,9055 г/см³ и вязкостью 87,95 мПа·с, содержит асфальтенов 4,5, смол 7,9 и парафинов 8,9% масс. Зависимость вязкости нефти от температуры приведена на рисунке 1.

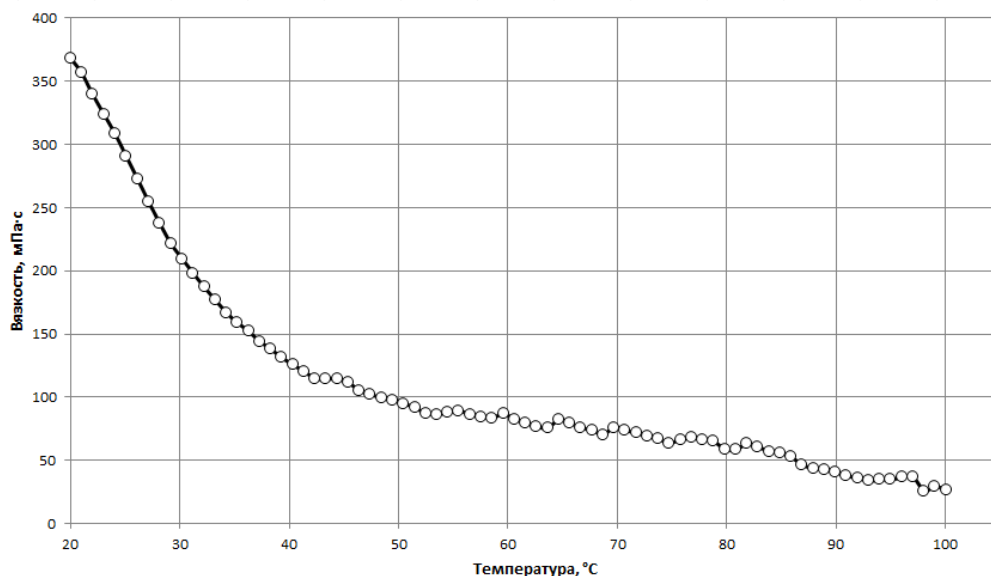


Рисунок 1. Зависимость вязкости нефти от температуры

Изменение температуры (Рис.1) на 20 градусов, приводит к снижению вязкости почти в 3 раза – с 368 до 125 мПа·с, а при нагреве на 80 градусов вязкость снижается до 26 мПа·с. Иначе говоря, вязкость нефти снижается наиболее интенсивно в начале нагревания.

Выводы. По результатам проведенных испытаний установлено, что максимальная температура разогрева состава зависит от доли солевого раствора и доли раствора кислоты. Замена окислителя с аммиачной селитры на карбамид приводит к снижению температуры разогрева, но в случае применения карбамида выделяется полезный с точки зрения процесса нефтевытеснения углекислый газ. Максимальная температура разогрева была достигнута для состава, содержащего аминосульфоновую кислоту. Таким образом, перспективным для развития метода ТГХВ является использование составов, содержащих сульфаминовую кислоту, и увеличение температуры разогрева составов, выделяющих диоксид углерода, за счёт введения дополнительных добавок.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Михайлов А.В., Пчела К.В., Кожин В.Н., Горнов Д.А., Манасян А.Э., Амиров А.А., Козлов С.А., Павлов В.А., Угрюмов О.В. Перспективы разработки технологии термохимического воздействия на призабойную зону пласта скважин для интенсификации добычи высоковязкой нефти на месторождениях АО "Самаранефтегаз" / Экспозиция Нефть Газ, 2020. – №6(79). – с 56-61.
2. Кравченко М.Н., Диева Н.Н., Лищук А.Н., Мурадов А.В., Вершинин В.Е. Гидродинамическое моделирование термохимического воздействия на низкопроницаемые керогеносодержащие коллекторы. / Георесурсы, 2018. – Т. 20. № 3. Ч.1. – с. 178-185.

3. Патент № 2587203 Российская Федерация. МПК E21B 43/24 (2006.01) E21B 43/22 (2006.01) C09K 8/524 (2006.01). Способ термохимической обработки призабойной зоны пласта: 2015112771/03, заявл. 07.04.2015 : опубл. 20.06.2016 / Мамыкин А. А., Муллагаллин И. З., Харисов Р.Я. – 13 с.
4. Коротков Р.Н., Коновалов А.А., Овчаренко Д.М., Ерофеев В.И. Технология бинарных смесей как современный комплексный метод увеличения нефтеотдачи для разработки трудноизвлекаемых запасов на месторождениях Западной Сибири. / Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2023. – Т. 334. – № 9. – с. 146–153.

УДК 622.276.65

ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ КАК МЕТОД РАЗРАБОТКИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

П.В. Склюев, Ш.М. Гулиев

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Российская Федерация
shakhin.guliyev.97@mail.ru*

Аннотация. Работа посвящена изучению термогазохимического воздействия (ТГХВ) на призабойную зону пласта (ПЗП) с целью повышения дебита нефти. Рассмотрены механизмы влияния ТГХВ на физико-химические параметры нефти и на эффективность вытеснения. Приведены наиболее часто используемые композиции для воздействия и добавки к ним. Проанализирован опыт применения технологии на различных месторождениях Российской Федерации.

Ключевые слова: термогазохимическое воздействие (ТГХВ), призабойная зона пласта (ПЗП), обработка призабойной зоны (ОПЗ), дебит, вязкость, фронт вытеснения, трудно извлекаемые запасы (ТРИЗ).

Тепловые методы воздействия на пласт – это методы интенсификации притока нефти и повышения продуктивности эксплуатационных скважин, основанные на искусственном увеличении температуры в их стволе и призабойной зоне [1]. В зависимости от источника подводимой тепловой энергии, тепловые методы воздействия подразделяются на паротепловую обработку, пароциклическую обработку, закачку горячей воды, электротепловую обработку [2], внутрипластовое горение, термогазохимическое воздействие [3, 4].

Термогазохимическое воздействие (ТГХВ) – один из методов теплового воздействия на ПЗП или продуктивный пласт, заключающийся в последовательной закачке реагента, буферной оторочки и инициатора реакции или сжигании порохового заряда, спущенного на электрокабеле, в генераторе на забое скважины [4]. Источником тепловой энергии является тепло, выделяемое в ходе экзотермической реакции между компонентами состава. В результате реакции в ПЗП создаётся высокая температура, что способствует снижению вязкости нефти и очистке ПЗП от кольтирующих органических отложений.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Компоненты бинарных составов (БС), применяемых для ТГХВ, вступают в реакцию друг с другом, выделяя тепло, газообразные продукты горения и активные химические вещества (например, растворители [5]), способствующие улучшению фильтрации нефти в поровом пространстве породы. Тепло способствует снижению вязкости нефти и расширению трещин, а также помогает разрушать коллоидные структуры битумов, повышая подвижность остаточной нефти [6]. Кроме того, выделяющийся углекислый газ (в случае применения соответствующих составов) снижает поверхностное натяжение на границе нефть-вода. Растворяясь в нефти, диоксид углерода увеличивает её объём и снижает вязкость, что приводит к увеличению подвижности нефти [7-9]. Таким образом, основной вклад в эффект от ТГХВ вносит снижение вязкости нефти в результате нагрева и растворения в ней газов и других продуктов реакции, способных смешиваться с нефтью, понижение поверхностного натяжения на границе раздела вода-нефть в результате воздействия газа или поверхностно-активных продуктов реакции, а также удаление коагулирующих загрязнений.

Вследствие того, что нефть становится менее вязкая и более подвижная, улучшается её вытеснение и уменьшается риск неустойчивости вытеснения (т.н. «языкообразование»). Также снижается риск появления «застойных зон» и образования линз нефти, не подвергаемых вытеснению [10, 11]. Стабильность фронта вытеснения приводит к увеличению охвата заводяемого нефтеносного слоя пласта [12-14].

В процессе нефтедобычи одним из важнейших факторов, влияющих на производительность скважины, является вязкость нефти. Дебит (Q) – объём жидкости, поднимаемый на поверхность за определённый промежуток времени, зависит от множества факторов, среди которых ключевым является вязкость (μ). Физически вязкость определяет внутреннее трение жидкой фазы, препятствующее движению потоков. Высокие значения вязкости приводят к увеличению гидравлических потерь и существенному снижению дебита. В подтверждение этому рассмотрим формулу Дюпюи, которую можно представить в виде:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{r_k}{r_c}}$$

где Q – объёмный расход жидкости; μ – динамическая вязкость жидкости; k – коэффициент пропорциональности; h – эффективная мощность пласта; P_k и P_c – давление на контуре питания и в скважине; R_k и R_c – радиусы контура питания и скважины [15].

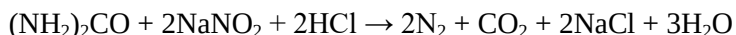
В качестве компонентов для ТГХВ также используются смеси магния с соляной кислотой, которые обычно выделяют в отдельную категорию – термокислотные обработки. Известны бинарные смеси для обработки ПЗП, содержащие суспензию гранулированного магния и аммиачной селитры в жидкости на углеводородной основе и соляную кислоту. Разложение аммиачной селитры происходит в результате повышения температуры в ходе реакции соляной кислоты с магнием [16].

Одними из наиболее распространенных составов являются БС на основе аммиачной селитры (NH_4NO_3) и нитрита натрия (NaNO_2) [11]:



РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Данная окислительно-восстановительная реакция протекает с выделением теплоты 2241 кДж на 1 кг сухого вещества [17] или 4688 кДж на 1 кг селитры [18]. Для увеличения эффективности теплового воздействия применяются различные сочетания азотсодержащих веществ органической и неорганической природы с нитритом натрия, щелочью, кислотами. Например, реакция с участием карбамида приводит к образованию углекислого газа:



Эта реакция протекает экзотермически, выделяя большое количество тепла, азот и углекислый газ. В качестве добавок для БС, содержащей нитрат и нитрит натрия, применяются также хлорид аммония, гидроксид аммония, карбонат натрия. В качестве кислот предлагается применять соляную, сульфаминовую, лимонную, уксусную и другие кислоты [19, 20].

В Российской Федерации ТГХВ применяется для разработки трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ), а именно для разработки высоковязкой нефти (ВВН) и остаточных запасов. ТГХВ проведено на более чем 100 скважинах, при этом в основном на карбонатных коллекторах. Проведение ТГХВ на месторождениях ВВН приводит к увеличению дебита в 95% обработок. В среднем дебит по жидкости увеличивается в 2,5 раза, по нефти – в 2 раза. Средняя продолжительность эффекта составляет 220 дней [21].

В рамках опытно-промышленного внедрения ООО «НТРС-КОМИ» с 2014 по 2016 гг. технология ТГХВ с использованием БС реализована на 48 скважинах Усинского месторождения [21]. По 24 скважинам суммарная дополнительная добыча нефти составила более 41 тыс. тонн [18]. Дополнительная добыча нефти за 2014 – 2015 гг. в результате обработки 3 скважин составила 10328 т нефти. За 2015 г. дополнительная добыча нефти в результате обработки 21 скважины составила 30805 т нефти [21].

В 2009 году 12 скважин было обработано композицией, содержащей аммиачную селитру, бихромат калия, алюминий, нитрат натрия, алюминий, эпоксидную смолу, пластификатор и отвердитель. Средний прирост дебита нефти составил от 0,75 до 5,4 т/сут [22].

Технология ТГХВ была испытана на пластах одного из крупнейших месторождений Оренбургской области – Бобровского, а также Скворцовского месторождений и подтвердила свою технологическую и экономическую эффективность. В результате проведенных работ суммарно на 2 опытных скважинах дополнительно было получено более 2 тыс. т нефти. Продолжительность эффекта после обработки призабойной зоны сохраняется более 8 месяцев [23].

На нагнетательных скважинах Арланского месторождения производилась закачка гидрореагирующего состава (ГРС), содержащего хлористый алюминий размерами частиц до 1 мм и толуол с компонентами, обеспечившими седиментационную устойчивость частиц алюминия и прокачиваемость ГРС. После обработки ПЗП наблюдалось значительное увеличение и восстановление приемистости скважин, а также очистка забоя и ствола скважины от эмульсии и различных отложений [24].

В 2008 г. были проведены опытно-промышленные работы по ТГХВ с применением горючих окислительных составов (ГОС) на водной основе в скважинах Восточно-Сургутского и Быстринского месторождений. Суммарный дебит скважин

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

по нефти увеличился с 21,1 т/сут до 41, 7 т/сут. Работы были продолжены в 2009 г. в горизонтальных скважинах и скважинах с боковыми горизонтальными стволами, в которых другие химические и механические методы ОПЗ не дали ожидаемого результата. После проведения ТГХВ в скважине №3001 в 2008 г. дебит скважины по жидкости увеличился с 20 до 30 м³/сутки, по нефти – с 11,4 до 15,3 т/сут. После проведения ТГХВ в скважине № 582 дебит скважины по жидкости вырос с 5 до 12 м³/сут, по нефти – с 3,5 до 8,7 т/сут. Суммарный дебит 10-ти скважин (из общего количества 14), где ТГХВ признаны эффективными, до проведения воздействия составлял 54,3 т/сут нефти, после воздействия – 127,5 т/сут. По данным ТО СургутНИПИнефть, длительность эффекта от ТГХВ варьируется от 92 до 669 суток [25].

В штате Техас в результате обработки скважин месторождения Eastland, законсервированных в 1994 как полностью выработанных, после ТГХВ был получен приток из скважины № 8, состоящий из 30 % нефти и 70 % воды, из скважины № 10 – 10 и 90 %, соответственно [26, 27].

В рамках моделирования процесса ТГХВ с использованием азотгенирующих составов, в работе [18] подготовлена предварительная оценка применения ТГХВ для месторождений с высоковязкой нефтью в условиях терригенного коллектора. Объектом исследования была выбрана скважина №15 пласта Б-2 Кармалкинского месторождения. По результатам моделирования улучшенного ТГХВ, характеризующегося повышенным тепловым воздействием, показан прирост дебита нефти до 22 м³/сут, а после моделирования стандартного ТГХВ – 14 м³/сут. Расхождение по дебиту нефти после использования стандартного и улучшенного ТГХВ объясняется большей температурой разогрева ПЗП и более высоким распространением теплового фронта.

Заключение

По результатам проведенного анализа литературы и опыта применения ТГХВ можно сделать заключение, что данная технология перспективна для применения на месторождениях ВВН, поскольку сочетает в себе преимущества теплового, газового и физико-химического воздействия на пористую среду и пластовые флюиды. Снижение вязкости нефти и изменение её физико-химических параметров приводит к увеличению дебита скважин, что подтверждается результатам опытно-промышленных работ. Перспективным направлением развития технологии является поиск химических составов, обладающих более высокой энергоёмкостью, а также способов размещения состава.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Масалова А.А. Тепловые методы увеличения нефтеотдачи // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. - 2021. - С. 323-326.
2. Патент № 2450121 Российская Федерация. Способ нагрева нагнетательной жидкости в стволе скважины для вытеснения нефти из пласта : № 2010142885/03, 2010.10.19 : заявл. 19.10.2010 : опубл. 10.05.2012 / Музипов Х.Н., Савиных Ю.А. – 7 с.

3. Антониади Д. Г., Гарушев А.Р., Ишханов В.Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти. Краснодар: Советская Кубань, 2000. 464 с.
4. Забоева, М. И. Технология проведения термогазохимического воздействия на пласт / М. И. Забоева, А. О. Пашков, А. А. Михайловский. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2020. — № 17 (307). — С. 53-54.
5. Imran Ali, S.I. Gubanov, K.A. Ovchinnikov, V.A. Olkhovskaya, G.A. Kovaleva, Evgeny Galunin, Alexey Tkachev. A dual-well system and thermal-gas-chemical formation treatment: Combined methods for high-viscosity oil production. / Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020. – 194. – 107554
6. Патент № 2605852 Российская Федерация. Способ инициирования и управления процессом экзотермической реакции термогазохимического воздействия на пласт в скважине : № 2015134036/03, 2015.08.14 : заявл. 14.08.2015 : опубл. 27.12.2016 / Рафиков Р.С., Аджиев Д.Р., Шаляхов Ш.Е. – 7 с.
7. Трухина О.С., Синцов И.А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов / Успехи современного естествознания, 2016. – № 3. – с. 205-209.
8. Коростелев М. Н., Сенцов А. В., Гончаров И. П., Воробьёв М. А. Планирование и определение эффективности малообъемных закачек углекислого газа как этап по переходу к крупным проектам повышения нефтеотдачи // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2024. – №4. – с. 1-14.
9. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) // Успехи химии. - 2007. - Т. 76. -№ 10. - С. 1034-1052.
10. Quintard M. Two phase flow in heterogeneous porous media: the method of large-scale averaging / M. Quintard, S. Whitaker // Transport in porous media. - 1988, № 3. - P. 357 - 413.
11. Muller R. J. Threshold gradient for water flow in clay systems. - Soil Sci. Soc. Ann. Proc., 1963, V. 27, P. 605 – 609.
12. Chauveteau G. Rodlike Polymer Solution Flow Through Fines Pores: Influence of Pore Size on Rheological Behavior // Journal of the Rheology. - 1982. - V. 26(2). - P. 111 - 142.
13. Mauersberger P. A variational principle for steady groundwater flow with a free surface. - Pure and Appl. Geophysics, 1965, V. 60. P. 101 - 106.
14. Mauersberger P. The use of variational methods and of error distribution principles in groundwater hydraulics. - Bull. Int. Ass. Sci. Hydrology, June, 1968, V. 13, № 2. - P. 169.
15. Пономарева И.Н., Мордвинов В.А. Подземная гидромеханика: Учебное пособие. – Пермь, Перм. гос. техн. ун-т, 2009. – 103стр.,
16. Патент № 2525386 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Термогазохимический состав и способ применения для обработки призабойной и удаленной зоны продуктивного пласта: 2012150375/03, заявл. 26.11.2012 : опубл. 10.06.2014 / Заволжский В. Б., Бурко В. А., Идиятуллин А. Р., Басюк Б. Н., Валешний С. И., Соснин В. А., Демина Т. А., Ильин В. П., Кашаев В. А., Садриев Ф. Л. – 13 с.
17. Татосов А. В., Варавва А. И. Модель подачи реагирующей бинарной смеси в пласт / Научно-технический вестник Поволжья, 2017. – № 4. – с. 195-200.

18. Михайлов А.В., Пчела К.В., Кожин В.Н., Горнов Д.А., Манасян А.Э., Амиров А.А., Козлов С.А., Павлов В.А., Угрюмов О.В. Перспективы разработки технологии термохимического воздействия на призабойную зону пласта скважин для интенсификации добычи высоковязкой нефти на месторождениях АО "Самаранефтегаз" / Экспозиция Нефть Газ, 2020. – №6(79). – с 56-61.
19. Кравченко М.Н., Диева Н.Н., Лищук А.Н., Мурадов А.В., Вершинин В.Е. Гидродинамическое моделирование термохимического воздействия на низкопроницаемые керогеносодержащие коллекторы. / Георесурсы, 2018. – Т. 20. № 3. Ч.1. – с. 178-185.
20. Патент № 2587203 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01) Способ термохимической обработки призабойной зоны пласта: 2015112771/03, заявл. 07.04.2015 : опубл. 20.06.2016 / Мамыкин А. А., Муллагалин И. З., Харисов Р.Я. – 13 с.
21. Бурко, В. А. Компания ООО "НТРС - Коми" о термогазохимическом воздействии на призабойную и удаленную зоны нефтяных скважин / В. А. Бурко // Бурение и нефть. – 2018. – № 2. – С. 46-49.
22. Хузин, Р. Р. Совершенствование методов термогазохимического воздействия на призабойную зону пласта на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами / Р. Р. Хузин, Д. А. Андреев, В. Е. Салихов // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 10(610). – С. 24-27. – DOI 10.30713/0207-2351-2019-10(610)-24-27.
23. Электронный деловой журнал Neftegaz.ru: [Электронный ресурс]. 20.05.2019. URL <https://neftegaz.ru/news/dobycha/450273-orenburgneft-ispytalo-tekhnologiyu-termogazokhimicheskogo-vozdeystviya-na-bobrovskom-i-skvortsovskom/> (Дата обращения: 19.04.2025).
24. Патент № 2320862 Российская Федерация, МПК E21B 43/22 (2006.01). Способ термохимической обработки ПЗП нефтяных скважин: 2006111111/03, заявл. 05.04.2006 : опубл. 27.03.2008 / Аглиуллин М.М. – 7 с.
25. Электронный деловой журнал Neftegaz.ru: [Электронный ресурс]. 15.10.2019. URL <https://neftegaz.ru/tech-library/geologorazvedka-i-geologorazvedochnoe-oborudovanie/500586-gazodinamicheskij-razryv/> (Дата обращения: 19.04.2025).
26. Коротков Р.Н., Коновалов А.А., Овчаренко Д.М., Ерофеев В.И. Технология бинарных смесей как современный комплексный метод увеличения нефтеотдачи для разработки трудноизвлекаемых запасов на месторождениях Западной Сибири. / Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2023. – Т. 334. – № 9. – с. 146–153.
27. Александров Е.Н., Кузнецов Н.М., Козлов С.Н., Серкин Ю.Г., Низова Е.Е. Добыча трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов нефти с помощью технологии бинарных смесей. / Georesursy = Georesources, 2016. – V. 18. No. 3. Part 1. – Pp. 154-159.

УДК 622.276

**ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА
ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ Д-II'+Д-II НОВО-ЗАПРУДНЕНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

О.М. Сеидов¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет;

*² ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи
г. Самара, Россия*

Аннотация

В работе описан наиболее распространенный и эффективный метод увеличения дебита скважин. Анализ проводится на примере Покровского месторождения. В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГРП рекомендуются работы по добавлению в жидкость гидроразрыва расклинивающего наполнителя – полидициклопентадиена.

Ключевые слова: нефтенасыщенность пласта, плотность, ГРП, перфорация, закачка, гидроразрыв.

Анализ проведён по основному объекту разработки Ново-Запрудненского месторождения – пласту Д-II'+Д-II, период времени – с 2015 г. по 01.01.2025 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Целью гидравлического разрыва пласта является создание в призабойной зоне пласта протяжённых трещин, которые будут способствовать интенсивной фильтрации жидкости из нефтенасыщенной части пласта в призабойную зону. Трещины создаются путём нагнетания в продуктивный пласт жидкости под высоким давлением. Действие давления приводит к разрыву (расщеплению) пласта вдоль естественных трещин и других литологических неоднородностей. Для того, чтобы трещины не смыкались после снятия давления, в них закачивается расклинивающий агент (проппант), смешанный с жидкостью. Проппант позволяет обеспечить проницаемость образовавшихся трещин, во много раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Объект А-4 Центрального купола представлен терригенным типом коллектора, залежь пластовая. Общая толщина равна 26,1 м., нефтенасыщенная 15,6 м., песчанистость 0,597, расчлененность 3,1, площадь залежи 4,0 х 3,9 км, высота 71 м. Залежь разрабатывается с 1960 г., с 1965 г. с ППД. Накопленная добыча нефти по объекту составила 11695 тыс. т или 86,5 % от НИЗ при обводнённости 92,6 %. За

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2024 г. отобрано 17,4 тыс. т нефти, темп отбора от НИЗ – 0,1 %. Текущий КИН составляет 0,534

На залежи применялись физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, но наиболее эффективными оказались мероприятия по гидроразрыву пласта. По состоянию на 01.01.2025 г. после 17 ГРП скважины запущены в работу, из них 15 скважин запущено в добычу и 2 скважин – под закачку. Дополнительная добыча нефти составила 25,7 тыс.т. На добывающих скважинах основной объем обработок – 83% или 15 из 17 ГРП выполнен на эксплуатационном фонде, 2 ГРП приходится на фонд из бурения при зарезке второго ствола).

Выводы

Гидроразрыв пласта Д-II'+Д-II Ново-Запрудненского месторождения является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГРП на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГРП рекомендуются работы по повышению эффективности гидроразрыва продуктивного пласта путем добавления в жидкость гидроразрыва расклинивающего наполнителя – полидициклопентадиена (ПДЦПД).

Перед проведением гидроразрыва в скважине определяют текущую нефтенасыщенность пласта, в зоне с максимальной нефтенасыщенностью проводят избирательную перфорацию, определяют расстояние от интервала перфорации до обводнённого пропластка. Перед закачкой жидкости с ПДЦПД последовательно закачивают сшитый гель, закачку жидкости с ПДЦПД осуществляют по массе ПДЦПД, равной 3/5 части от общей массы закачки расклинивающего наполнителя, в качестве жидкости применяют товарную нефть с плотностью меньше, чем плотность ПДЦПД, а по завершении крепления трещины разрыва закачивают сшитый гель в объёме, равном 1/5 части от общего объёма сшитого геля со смолопокрытым проппантом, причём смолопокрытый проппант перед закачкой нагревают до температуры 55–60 °С.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Ново-Запрудненского нефтяного месторождения Самарской области», 2023 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта Д-II'+Д-I Ново-Запрудненского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте Д-II'+Д-I Ново-Запрудненского месторождения Самарской области за период 2015-2025 гг.

**ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ
СТВОЛОВ НА ОБЪЕКТЕ В1 СУРГУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А.А. Чернышев¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи
г. Самара, Россия*

Аннотация. Метод зарезки бокового ствола является эффективным методом повышения нефтеотдачи на скважинах. Эффективность подтверждается тем, что данный метода можно применить как для высокопроницаемого обводненного пласта, так и низкопроницаемого расчлененного. Этот вид ГТМ также является экономически выгодным.

Ключевые слова: коллектор, залежь, скважина, технология, горизонтальный участок, вытесняющий агент.

Анализ проведён по основному объекту разработки Сургутского месторождения – пласту В1. Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна. Для поддержания уровня добычи нефти необходимо внедрять современные технологии. Одной из таких технологий является зарезка боковых стволов (ЗБС). ЗБС снижает фильтрационное сопротивление в призабойной зоне за счет увеличения открытого забоя пласта и является перспективным методом не только для повышения производительности скважин, но и для увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивного пласта.

Зарезка боковых стволов — это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной.

ЗБС является наиболее эффективным видом ГТМ на Сургутском месторождении наравне с ГРП. ЗБС позволяет направленно отбирать невовлеченные в разработку запасы (целики нефти). Количество ЗБС на отстающие по темпам выработки пласты увеличивается с каждым годом. ЗБС является эффективным видом ГТМ как для высокопроницаемого обводненного пласта, так и низкопроницаемого расчлененного.

Объект В1 представлен карбонатным типом коллектора, тип залежи массивный. Общая толщина равна 6,3 м, нефтенасыщенная 4,4 м, песчанистость 0,36, расчлененность 8,0, площадь залежи – 5,3 × 2,8 км, высота залежи 23 м. Залежь нефти пласта В1 разрабатывается с 1974 г. Накопленная добыча нефти по объекту составила 405 тыс.т или 25,1% от НИЗ при обводненности 69,7%.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На месторождении применялись методы увеличения нефтеотдачи, но наиболее перспективными являются мероприятия по зарезке боковых стволов по причине роста бездействующего фонда скважин и наличия зон с остаточными запасами нефти. По состоянию на 01.01.2025 г. на месторождении применялась зарезка бокового ствола в одной скважине, в результате чего дополнительная добыча нефти от данного мероприятия составила 5,5 тыс.т. На объекте В1 Сургутского месторождения зона остаточных запасов наблюдается в центральной части залежи, рекомендую зарезку бокового ствола и скважины №153.

Выводы

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ЗБС рекомендуются работы по обеспечиванию увеличения нефтеизвлечения, расширения области применения горизонтальных скважин с восходящими ответвлениями при различных условиях разработки залежей.

Технический результат достигается способом разработки нефтяной залежи, включающим строительство горизонтальных добывающих скважин, охватывающих залежь, и нагнетательных скважин, нагнетание вытесняющего агента через нагнетательные скважины и отбор продукции.

Согласно рекомендуемой технологии горизонтальные добывающие скважины размещают параллельно друг другу, причем из горизонтальных участков последовательно в разные стороны в более проницаемых участках бурят восходящие к кровле пласта ответвления, между горизонтальными участками располагают ряды вертикальных скважин с расстоянием между скважинами в рядах в 1,2-1,4 раза большим, чем расстояние до горизонтального участка близлежащей горизонтальной добывающей скважины, при этом одна вертикальная скважина в каждом ряду является нагнетательной, а остальные - добывающими, причем по мере обводнения вертикальных добывающих скважин до 90% их переводят в нагнетательные.

Задачей предлагаемого способа является повышение технологической и экономической эффективности разработки залежей нефти, увеличения коэффициента охвата выработкой запасов нефти, увеличения дебитов скважин, конечного нефтеизвлечения за счет создания системы поддержания пластового давления путем закачки вытесняющих агентов. Применение способа позволяет включить в работу участки залежи, ранее не участвовавшие в добыче нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Сургутского нефтяного месторождения Самарской области», 2021 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта В1 Сургутского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте В1 Сургутского месторождения Самарской области за период 2015-2022 гг.

**МЕТОД РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ НАЛОЖЕНИЯ ГЛУБОКИХ МОДЕЛЕЙ
МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ С
ПОМОЩЬЮ ПОДРАЖАЮЩЕГО СПОСОБА СИНТЕЗА ДАННЫХ**

А. С. Инжувтов

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Российская Федерация
ingyfatoandre@mail.ru*

Аннотация. Нефтедобывающие компании не прорабатывают цифровой след, оставляемый бизнес-процессами, вследствие этого приходится применять физически информированные нейронные сети, которые накладываются только на достоверно изученные законы природы. Для решения проблемы наложения общих нейронных моделей на проблемно выделенные области предлагается использовать инструменты с характером, подражающим поведению оригинального цифрового следа.

Ключевые слова: нейронные модели, подражающие инструменты, датасет, цифровой след, проблемы PINN

Машинное обучение, статистический анализ, цифровой реинжиниринг — всё это инструменты улучшения бизнес-процессов, которые влекут за собой определенные изменения: уменьшение времени выполнения процесса, улучшение качества продукта, сокращение издержек.

Однако для работы перечисленных инструментов требуется несколько условий. Первое - процесс должен оставлять информационный след, второе - эти следы (данные) должны собираться и аккумулироваться в течение определенного промежутка времени. Загвоздка в том, что даже при выполнении этих условий не гарантирована совместимость этих данных с оговорёнными инструментами.

Для малых наборов данных применяются физически информированные нейронные сети, которые способны обучаться на самом малом наборе данных. Они отличаются от классических нейронных моделей тем, что в них встраиваются физико-математические уравнения [2]. Для наноса ЦНС можно взять ряд параметров и описать их известными уравнениями. Уравнение Навье-Стокса, позволяет анализировать расход жидкости. Уравнение теплопередачи используется для описания перегрева подшипников. Вибрационные модели дают способность отслеживать частоту колебания вала. Встраивание этих уравнений в функцию потерь дает возможность получить ошибку невязки этих уравнений с реальными показателями. В совокупности получается разница между предсказаниями и реальными данными. Модели этого рода ушли далеко вперед и позволили получать высокую метрику качества по сравнению с количеством отобранных данных.

Существует теория, что всё в нашем мире можно описать одним уравнением, однако правда это или нет, узнать не представляется возможным. На текущий момент есть множество нерешенных задач, такие как уравнения высокотемпературной сверхпроводимости и многие другие, которые не имеют выведенную физико-математическую зависимость, но являются наблюдаемыми в существующей картине мира. В работе механизированных устройств есть много параметров, которые неявно скрыты. Учесть их все и описать в виде единой

формулы - задача непостижимая. Поэтому сложные модели упрощают к известным законам и явным параметрам, чтобы сделать задачу решаемой. Однако это непосредственно вредит качеству модели и делает её в большинстве случаев не эффективной. Для многих задач такой вариант попросту не подходит.

Для глубоких моделей данные должны быть преобразованы в определенную структуру. Есть разные причины деструктуризации данных: много классов с отсутствующими примерами или их крайне малым количеством, группы примеров постоянно пересекаются между собой и не могут быть четко выделены. Либо же изначальный набор данных несет в себе проблему отсутствия способов автономного разграничения классов.

Эти проблемы могут быть решены логистикой и упрощением представления деятельности, а также пренебрежением нюансами данных. Но есть проблемы, которые ставят в тупик даже самых опытных экспертов.

Возьмём пример, имеются специалисты, которые анализируют по параметрам насосного оборудования работу скважины. Есть классы неисправностей насосного оборудования: поведение внутрислоевого флюида или дефектность компонентов фонтанной арматуры и подземной структуры. При проявлении одного из классов имеются паттерны поведения временных рядов показателей скважины, которые сигнализируют специалисту о неисправной работе и часто явно указывают класс неисправности. Этот процесс сложно автоматизировать стандартными моделями из-за недостатков собираемых параметров.



Рисунок 1. Пример временного ряда параметров скважины

Проблема в сложности разграничения временных рядов. Она появляется вследствие отсутствия метода маркировки временных рядов. Можно регламентировать работу специалиста - при выявлении неисправности записывать паттерн поведения параметров до момента искажения. Но пока сформируется минимальный объем примеров, которые индивидуальны для каждой модели, пройдет слишком много времени.

Существует ряд методов, позволяющих разграничить классы данных в кратчайшие сроки: порождающие модели, кластеризация, гибридные инструменты. По сути, в науке машинного обучения не редкость, когда датасет сильно урезан, уже придумано много способов для решения данной ситуации.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Кластеризация помогает разделить пространство признаков на кластеры, которые характеризуют ту или иную близость этих данных. Основная гипотеза заключается в том, что данные в пространстве признаков будут находиться рядом друг с другом [3]. Необходимо учитывать множество нюансов: типы данных, цели, число кластеров, интерпретация результатов. Поэтому существует множество алгоритмов кластеризации.

Порождающие модели в свою очередь берут за основу небольшой датасет и на основе этих примеров синтезируют новые данные похожие на оригинал. Причём существует модель – симбиоз из порождающей модели и модели классификатора, который пытается отличить сгенерированные примеры от настоящих, и, таким образом, повышает качество синтезированной выборки [1].

Рассмотрим ситуации, когда датасет никак не маркирован, а также процесс кластеризации полностью не пригоден. В таких случаях возможно использовать метод подражания гибридных инструментов, синтезирующий данные. Смысл в том, что создается инструмент взаимодействия пользователя с картой признаков, и он своими руками генерирует минимальное количество данных на основе своей экспертности. Качество данного набора зависит полностью от экспертности самого пользователя. Получившийся датасет можно дополнительно размножить, включая в данные хаотичные отклонения и контролируемые увеличения того или иного параметра, а также создавая выбросы.

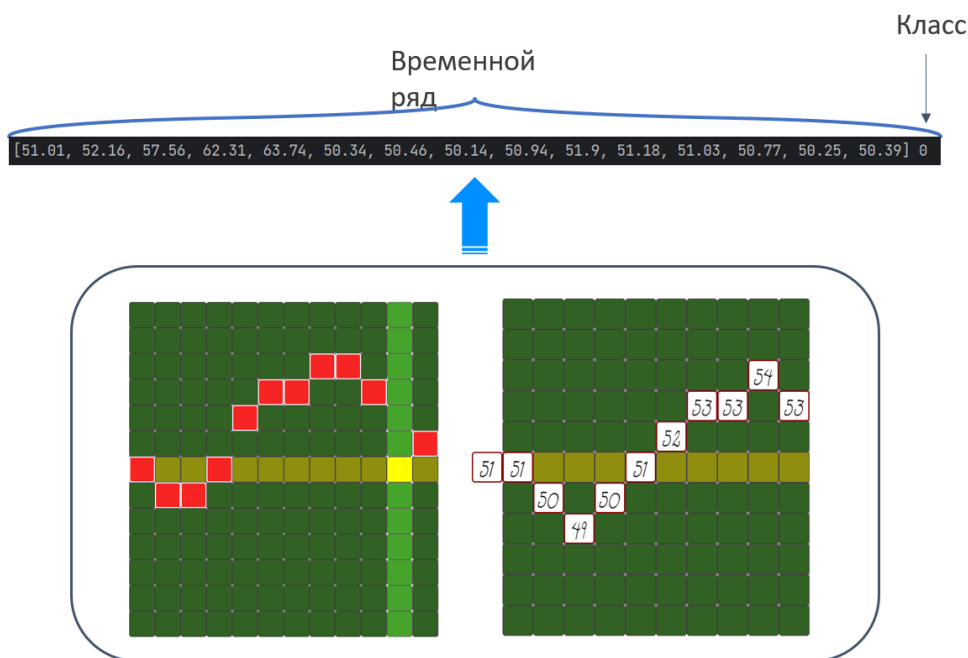


Рисунок 2. Иллюстрация инструмента генерации данных

Таким образом, получается средняя выборка, качеством зависящая от экспертности ее создателя. В случае нехватки примеров можно дополнительно воспользоваться порождающей моделью.

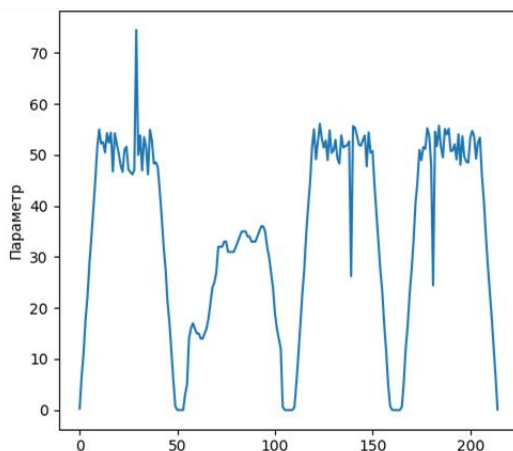


Рисунок 3. Пример синтезированного участка скважины с периодической работой

Даже самые экзотические наборы данных можно воссоздать с помощью подражающего метода. В примере рассматривались временные показатели насосного оборудования. Временные ряды разграничить методом кластеризации очень сложно, поэтому такой метод дает очень сомнительные результаты. Обучение необходимо реализовывать на реально отобранном датасете. Слишком трудозатратно перебирать исторические показатели, поступающие со скважин в поисках определенных отклонений. Физика же работы погружного УЭЦН чрезмерно громоздка.

Гибридные инструменты помогут решить эту задачу, смоделировав нужные примеры в нужном количестве. Построение таких инструментов напрямую зависит от процесса, в котором они будут участвовать. Поэтому нет никаких инструкций по созданию таких инструментов. Их концепция подражать поведению оригинала. Сделав мозаику для создания графиков, специалист может вычерчивать поведение параметров при аварийной работе оборудования, что даёт возможность приметить классические нейронные модели для автоматизации анализа подобных параметров.

Таким образом, даже самые сложные случаи, когда никакие методы не накладываются на проблему деструктуризации и нехватки данных, а физико-информированная нейронная сеть не даст должного качества из-за сложности процесса, может помочь метод подражания гибридных инструментов, синтезирующий данные.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гудфеллоу Я., Бенджио И., Курвилль А. / Глубокое обучение / Москва: ДМК Пресс, 2018. – 652 с.
2. Зреловой Д. П., Ульянова С. В. «Модели физически информированных / осведомленных классических Лагранжевых / Гамильтоновых нейронных сетей в глубоком обучении». Материал опубликован в журнале «Современные информационные технологии и ИТ-образование» в 2022 году, т. 18, № 2 – 310–325
3. Егоров А.В., Куприянова Н.И. Особенности методов кластеризации данных// «Известия Южного федерального университета. Технические науки» 2011.

**ПРИМЕНЕНИЕ КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ДЛЯ
ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НА ОБЪЕКТЕ Т1
ДОКУЧАЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Д.Е. Осоргин¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет;*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи
г. Самара, Россия*

Аннотация. ГРП заключается в создании высокопроводимой трещины в пласте под действием подаваемой в него жидкости. В процессе закачивания в скважину она приводит к образованию трещин. В качестве совершенствования технологии проведения ГРП рекомендуются работы по добавлению в жидкость гидроразрыва расклинивающего агента частиц керамического проппанта

Ключевые слова: продуктивный пласт, высокопроницаемый экран, ГРП, проппант, трещина, нефть.

Анализ проведён по основному объекту разработки Докучаевского месторождения – пласту Т1, период времени – с 2015 г. по 01.01.2025 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Целью гидравлического разрыва пласта является создание в призабойной зоне пласта протяжённых трещин, которые будут способствовать интенсивной фильтрации жидкости из нефтенасыщенной части пласта в призабойную зону. Трещины создаются путём нагнетания в продуктивный пласт жидкости под высоким давлением. Действие давления приводит к разрыву (расщеплению) пласта вдоль естественных трещин и других литологических неоднородностей. Для того, чтобы трещины не смыкались после снятия давления, в них закачивается расклинивающий агент (проппант), смешанный с жидкостью. Проппант позволяет обеспечить проницаемость образовавшихся трещин, во много раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Объект Т1 представлен карбонатным типом коллектора, тип залежи пластовый. Общая толщина равна 17,5 м, нефтенасыщенная 8,2 м, песчанистость 0,93, расчлененность 4,0, площадь залежи - 3,8 x 1,0 км, высота залежи 26 м. Объект Т1 введён в разработку в 1991 году. Разработка осуществляется с системой ППД. На объекте числится 14 скважин, из них: добывающих – семь. Текущая плотность сетки

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

составляет 23,2 га/скв. Накопленная добыча нефти по объекту составляет 1242 тыс. т, текущий КИН – 0,384.

На залежи применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, но наиболее эффективными оказались мероприятия по гидроразрыву пласта. По состоянию на 01.01.2025 г. после 12 ГРП скважины запущенны в работу. Дополнительная добыча нефти составила 16,4 тыс.т., весь объем проведенных ГРП выполнен на эксплуатационном фонде скважин.

Выводы

Гидроразрыв пласта Т1 Докучаевского месторождения является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГРП на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГРП рекомендуются работы по повышению эффективности гидроразрыва продуктивного пласта путем добавления в жидкость гидроразрыва расклинивающего агента частиц керамического проппанта и его доставку на первом этапе в удаленную часть трещины гидроразрыва, с сохранением частиц проппанта в процессе фильтрации пластового флюида при освоении скважин и добыче углеводородов.

Для закрепления трещины гидроразрыва в прискважинной зоне и удержания частиц керамического проппанта в трещине гидроразрыва предлагается применять металлические частицы проппанта из металла, обладающего памятью формы, например, нитинола. Частицы проппанта в условиях пласта под действием температуры восстанавливают свою форму с образованием металлического высокопроницаемого экрана, удерживающего частицы керамического проппанта с удаленного участка трещины гидроразрыва. Частицы проппанта изготовлены из такого материала, который после ввода их в трещину гидроразрыва под воздействием пластовой температуры, изменяет свою форму и размеры, с перекрытием полностью сечения трещины, с формированием высокопроницаемого экрана, играющего роль фильтра.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Докучаевского нефтяного месторождения Оренбургской области», 2020 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта Т1 Докучаевского нефтяного месторождения Оренбургской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте Докучаевского нефтяного месторождения Оренбургской области за период 2015-2025 гг.

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ НА ПЛАСТЕ АЗ КРАСНОЯРСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ

П.С. Лиников¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет;*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и
проектный институт нефтедобычи
г. Самара, Россия*

Аннотация. В данной работе был проведен анализ эффективности проведения зарезки боковых стволов на Красноярском месторождении. В качестве совершенствования технологии по зарезке боковых стволов рекомендуются работы по цементированию хвостовиков с обсадной колонной основного ствола скважины.

Ключевые слова: хвостовик, обсадная колонна, цементный раствор, боковой ствол, магниевый клин, втулка.

Анализ проведён по основному объекту разработки Красноярского месторождения – пласту АЗ. Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна. Для поддержания уровня добычи нефти необходимо внедрять современные технологии. Одной из таких технологий является зарезка боковых стволов (ЗБС). ЗБС снижает фильтрационное сопротивление в призабойной зоне за счет увеличения открытого забоя пласта и является перспективным методом не только для повышения производительности скважин, но и для увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивного пласта.

Зарезка боковых стволов — это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. ЗБС является наиболее эффективным видом ГТМ на Красноярском месторождении наравне с ГРП. ЗБС позволяет направленно отбирать невовлеченные в разработку запасы (целики нефти). Количество ЗБС на отстающие по темпам выработки пласты увеличивается с каждым годом.

Объект АЗ представлен карбонатным типом коллектора, тип залежи пластовый, сводовый, литологически экранированный. Общая толщина равна 8,6 м, нефтенасыщенная 2,1 м, песчанистость 0,245, расчлененность 1,85, площадь залежи – 7,5х3,9 км, высота залежи 27 м. Объект введён в разработку в 1970 году. Система разработки находится в стадии формирования. По состоянию на 01.01.2025 проектный фонд скважин реализован на 42%. На объекте числится 23 скважины, из них 12 добывающих и две нагнетательных, девять контрольных.

Накопленная добыча нефти по объекту составляет 57 тыс. т, отбор нефти от НИЗ – 7%, при обводненности 82%, текущий КИН – 0,021. Текущая плотность сетки скважин составляет 62 га/скв.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На месторождении применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, гидроразрыв пласта, но наиболее перспективными являются мероприятия по зарезке боковых стволов по причине роста бездействующего фонда скважин и наличия зон с остаточными запасами нефти. На объекте АЗ Красноярского месторождения зона остаточных запасов наблюдается в западной части залежи, рекомендуя зарезку бокового ствола и скважины №38.

Выводы

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ЗБС рекомендуются работы по повышению качества цементирования хвостовиков в боковых стволах и в зоне стыковки хвостовиков с обсадной колонной основного ствола скважины, предотвращение осложнений и аварийных ситуаций при строительстве и обеспечение удобства при эксплуатации скважины.

Принцип технологии заключается в следующем, бурят основной, вертикальный ствол, опускают в него и цементируют обсадную колонну, в месте намечаемого ответвления закрепляют установочную распорную втулку, в нее заводят магниевый клин, вырезают в обсадной колонне боковое окно, через него бурят боковой ствол, в который спускают хвостовик, его низ выполнен из металлической трубы с перфорированным башмаком на конце. Внутри металлической трубы с конца установлены обратный клапан, перегородка с проходным каналом и уплотнителем, куда заводят конец колонны НКТ при спуске хвостовика, верх которого выполнен из легко разбуриваемого материала, с торца которого установлена втулка с боковыми промывочными окнами и сальниковым узлом для колонны НКТ. После спуска хвостовика в боковой ствол через колонну НКТ подают расчетный объем цементного раствора, затем колонну НКТ приподнимают, чтоб ее конец вышел из проходного канала перегородки, затем в колонну НКТ подают промывочную жидкость и удаляют остатки цементного раствора из колонны НКТ и обсадной колонны выше боковых промывочных окон, колонну НКТ поднимают вверх, после ОЗЦ в основном стволе обуривают цементную пробку до магниевого клина, который кислотой растворяют, а в установочную распорную втулку устанавливают втулку с клиновой плоскостью, ориентированной в направлении зацементированного бокового ствола.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Красноярского нефтяного месторождения Самарской области», 2022 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта АЗ Красноярского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте АЗ Красноярского месторождения Самарской области за период 2015-2025 гг.

ОБЗОР МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В
ТРУБОПРОВОДАХ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Н.Н. Черепанов, М.А. Шейкина

ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара, Россия, cherepanovnikn@gmail.com

Аннотация. В статье представлен обзор современных способов предотвращения гидратообразования в трубопроводах, эксплуатируемых на нефтегазовых месторождениях. Гидраты представляют собой неустойчивые соединения, которые с повышением температуры или при понижении давления разлагаются на газ и воду. Они образуются при высоком давлении и низкой температуре, что может привести к уменьшению поперечного сечения трубопроводов.

Ключевые слова: кристаллогидраты, трубопровод, ингибитор, насос, сопротивление, поперечное сечение, осложнение.

При эксплуатации нефтяных скважин с высоким газовым фактором возможны значительные осложнения, которые возникают, как при эксплуатации кустовых площадок, так и при эксплуатации трубопроводов системы сбора.

Например, при наличии высокого газового фактора (более 2000 м³/м³), на устье скважины (в отводах фонтанной арматуры, в выкидных трубопроводах) начинают выпадать кристаллогидраты. Внешний вид таких отложений приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Кристаллогидраты в трубопроводах [1]

Кристаллогидраты представляют собой твердые отложения, которые перекрывают поперечное сечение трубопровода. Образование кристаллогидратов происходит в результате снижения температуры газа. Резкое падение температуры происходит при дросселировании газа на устьевом штуцере, либо на регулирующем клапане, который снижает устьевое давление добываемой продукции до рабочего давления системы сбора.

Одним из условий образования гидратов в трубопроводах является наличие попутного газа. На устье скважины, где этот процесс начинает интенсивно развиваться, создаются такие условия, при которых температура стенки трубопровода равна или ниже точки росы газа по влаге. То есть выполняется условие:

$$T_{\text{ст}} \leq T_{\text{г}} \quad (1)$$

$$T_{\text{г}} = T_{\text{г}}(p) \quad (2)$$

Если данное условие выполняется, то на внутренней поверхности трубы начинается отложение гидратов. С течением времени их слой увеличивается и поперечное сечение трубы уменьшается. Этот процесс можно определить по повышению давления в трубопроводе за счет снижения его пропускной способности.

К основным методам, позволяющим предотвратить образование гидратов относятся:

- подогрев газа;
- снижение давления;
- применение ингибитор гидратообразования;
- безгидратный режим эксплуатации скважин.

В настоящее время разработаны методы, направленные на предотвращение образования гидратов в трубопроводах и изменение условий, способствующих их образованию.

Например, в патенте [2] описано устройство, которое предотвращает образование гидратов в попутном газе до его редуцирования в газораспределительных сетях, а также на компрессорных станциях, входящих в состав магистрального газопровода. Это устройство представляет собой аппарат с цилиндрическим корпусом, который оснащен входным и выходным патрубками. Данный аппарат показан на рисунке 2.

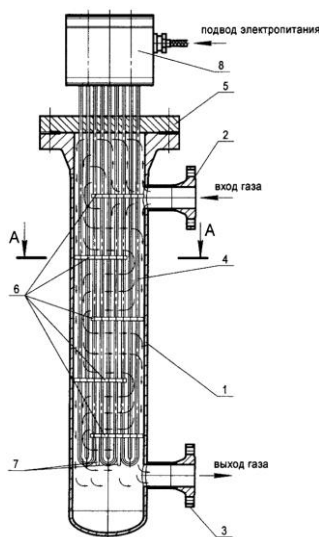


Рисунок 2 – Подогреватель газа [2]

- 1 – корпус; 2 – входной патрубок; 3 – выходной патрубок; 4 – нагревательные элементы;
5 – крышка; 6 – решетчатые перегородки; 7 – датчики контроля температуры

Внутри аппарата предусмотрен электрический подогреватель, проходя через который, газ нагревается. Нагреватель представляет собой термоэлектрические нагревательные элементы. На них по всей их длине закреплены промежуточные перегородки, которые выполнены в виде усеченного круга. В состав подогревателя также входит прибор, который обеспечивает управление температурой нагрева по показаниям датчиков температуры, которые находятся внутри аппарата. Данный аппарат позволяет повысить температуру газа, в результате чего, она становится выше температуры гидратообразования. При этом в технологический процесс не производится закачка ингибитора гидратообразования [2].

Еще одним способом, предназначенным для предотвращения образования гидратов в перекачиваемом газе, является метод разрушения кристаллической решетки гидратов, описанный в патенте [3], который также препятствует возникновению кластеров молекул воды и обеспечивает хаотичную ориентацию дипольных моментов отдельных молекул воды. Основой данного метода является воздействие электромагнитного поля на поток газа с использованием генератора шумовых сигналов. Они воздействуют на поток сплошным спектром частот в диапазоне 10 Гц...1 ГГц. Электромагнитное поле воздействует на дипольный момент молекул воды, которые образуют первичную кристаллическую структуру гидрата. Широкополосный спектр частот обеспечивает дополнительные некоррелированные флуктуации в газе. В результате разрушаются кристаллические решетки гидратов. Кроме того, увеличивается скорость перемещения границы между кристаллической и жидкостной фазами.

В качестве излучателей электромагнитного поля могут использоваться трубопровод, либо обсадная колонна скважины, которые являются электропроводящими элементами. Излучателями широкого диапазона электромагнитных волн могут быть как элементы конструкции трубопровода, так и внедренные в него специальные антенны. Возможно использование генераторов, которые формируют направленное излучение в область локализации гидратов [3].

Одним из основных способов предупреждения гидратообразования в трубопроводах является дозированная подача ингибитора гидратообразования. Данный способ реализуется с помощью средств автоматизации, которые позволяют осуществлять экономию продукта, а также выполнять точную дозировку в заданную точку технологического процесса.

В патенте [4] предложена технологическая схема, которая включает дозировочный насос и трубопровод, по которому из коллектора отбирается ингибитор гидратообразования. Насос осуществляет подачу реагента в начало газосборного шлейфа. На выходе газа из шлейфа осуществляется отделение от него водного раствора метанола в специальном сепараторе. Затем водный раствор метанола подается в цех регенерации.

При использовании предложенной схемы подачи метанола, производится непрерывный контроль концентрации метанола в водном растворе, который поступает на регенерацию. Также контролируют концентрацию метанола в регенерированном растворе, который подается в газосборный шлейф. Для этого используют специальные датчики определения концентрации продукта. Кроме того, контролируют количество регенерированного раствора метанола с использованием датчика расхода.

Этот способ включает алгоритм расчета массового расхода регенерированного ингибитора, а также фактическую концентрацию регенерированного ингибитора в водном растворе и расчетное значение.

Техническим результатом является увеличение эффективности и безопасности добычи газа за счет исключения гидратообразования с учетом оптимально подобранного количества реагента [4]. На рисунке 3 приведена технологическая схема установки.

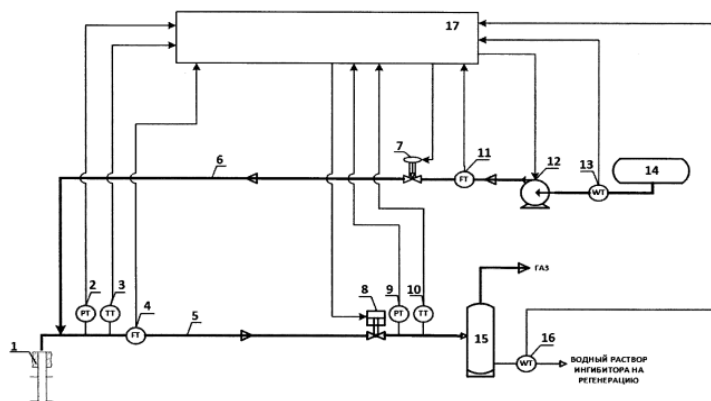


Рисунок 3 – Технологическая схема установки закачки и регенерации ингибитора гидратообразования [4]:

- 1 – газовая скважина; 2 – датчик давления в начале газосборного шлейфа;
- 3 – датчик температуры в начале газосборного шлейфа; 4 – датчик расхода газа, установленный в начале газопровода шлейфа; 5 – газосборный шлейф; 6 – трубопровод подачи ингибитора;
- 7 – клапан-регулятор расхода ингибитора; 8 – клапан-регулятор расхода газа; 9 – датчик давления, в конце газопровода шлейфа; 10 – датчик температуры в конце газопровода-шлейфа; 11 – расходомер;
- 12 – насосный агрегат; 13 – датчик концентрации регенерированного раствора; 14 – буферная емкость;
- 15 – сепаратор газа; 16 – датчик концентрации водного раствора ингибитора

Таким образом, применение системы автоматизации в совокупности с разработанной технологической схемой подачи и регенерации ингибитора гидратообразования позволяет снизить количество применяемого реагента.

В патенте [5] описан метод предупреждения образования гидратов в трубопроводах, который заключается в высокотемпературной обработке газа. Метод уникален тем, что обработке подвергается только 27% газового потока, после чего этот объем подается обратно в трубопровод. Высокотемпературная обработка производится с использованием кислорода или воздуха, которые имеют температуру $+300...+500\text{ }^{\circ}\text{C}$, рабочее давление $10...100\text{ атм}$, концентрация кислорода составляет от 2 до 4,5 % об. Обработка осуществляется в течение $0,2...2,0\text{ с}$. [5]

В патенте [6] предложен способ для предотвращения, а также для ликвидации гидратов в углеводородах, который представляет собой ввод антигидратного реагента. Метод отличается тем, что в смесь углеводородов, в которой возможно образование гидратов, подают один либо несколько газов. Причем в каждом из этих газов возможно образование гидратов при давлении большем, или меньшей температуре, чем в обрабатываемых углеводородах. В результате получают смесь газов, в которой гидраты не образуются. Кроме того, этот метод предусматривает также введение в углеводороды специального антигидратного реагента. Газы и

реагент подаются со специально подобранным расходом, который позволяет обеспечить нужную скорость разложения гидратов [6].

В качестве подаваемых газов применяются метан и азот, которые вводятся в комплексе друг с другом. Эти газы предварительно осушаются, в результате чего в них уже не содержатся пары воды.

Предложено решение проблемы образования гидратов в газоводонефтяных системах путем анализа термобарических параметров и дозирования концентрированного реагента [7]. В патенте [7] разработан алгоритм вычисления термобарических условий, позволяющих определить давление и температуру, при которых в углеводородной смеси образуются гидраты. Дополнительно описаны способы расчета расхода воды и реагента, обеспечивающие поддержание системы в состоянии динамического равновесия без образования гидратов.

Таким образом, указанные выше способы предотвращения гидратообразования позволяют избежать осложнений при эксплуатации скважинного оборудования и системы промысловых трубопроводов, которые проектируются на месторождении при совместной добыче нефти и попутного газа.

Выводы

Рассмотренные методы применимы в ситуациях, когда использование классических подходов, таких как введение ингибиторов гидратообразования или чистка трубопроводов методом поршневания, оказываются неприемлемыми или чрезмерно дорогостоящими.

Однако, при проектировании нефтегазовых объектов следует учитывать наиболее оптимальные мероприятия для предотвращения гидратообразования, которые позволят получить минимальный технологический эффект при минимальных капитальных и эксплуатационных затратах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бринстер, И. Р. Проблема гидратообразования в трубопроводах / И. Р. Бринстер. — Текст: непосредственный // Молодой ученый. — 2020. № 52 (342). С. 107-109. — URL: <https://moluch.ru/archive/342/77099/> (дата обращения: 26.01.2025).
2. Патент RU 77667. Авторы: Кузнецов Л.Г., Бураков А.В., Ефремов А.А. и др. Устройство для предотвращения образования гидратов в природном газе.
3. Патент RU2380530. Авторы Журавлев О.Н., Коротеев Д.А., Попов К.И. и др. Способ предотвращения образования газовых гидратов.
4. Патент RU 2661500. Авторы Николаев О.А., Арабский А.К., Завьялов С.В. Способ автоматического управления подачи ингибитора для предупреждения гидратообразования в газосборных шлейфах газоконденсатных месторождений, расположенных в районах Крайнего Севера.
5. Патент RU 93034471 Авторы Арутюнов В.С., Веденеев В.И., Басевич В.Я., Крымов Н.Ю. Способ предупреждения гидратообразования.
6. Патент RU 2635308. Авторы Запорожец Е.П., Шостак Н.А. Способ предупреждения образования и ликвидации гидратов в углеводородах.
7. Патент RU2649162. Авторы Запорожец Е.П., Шостак Н.А. Способ предотвращения образования гидратов в газовой системе.

**АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ
ПАРОТЕПЛОВОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

А.А. Степанова

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

e-mail: anst43583@gmail.com

По мере выработки «традиционных» легкоизвлекаемых запасов нефти, все большую востребованность приобретают трудноизвлекаемые запасы нефти, значительная часть которых представлена запасами высоковязкой тяжелой нефти. Для достижения приемлемых уровней добычи высоковязкой нефти на практике широкое распространение получили тепловые, и, в частности – паротепловые методы обработки скважин, основанных на явлении увеличения подвижности нефти при повышении температур. Однако, такие методы обладают достаточно высокой энергоемкостью, что сказывается на их технико-экономических показателях и определяет актуальность вопросов, связанных с оптимизацией использования тепловой энергии. В этой связи, в настоящей статье выполняется анализ влияния периода и интенсивности закачки пара на показатели, характеризующие эффективность использования его тепловой энергии на примере скважин № 700 и № 457 Северо-Каменского месторождения Самарской области. Приведены и проанализированы графики зависимости площади паротеплового воздействия, коэффициента теплоиспользования, температуры пара на забое, коэффициента тепловых потерь, а также радиуса паровой зоны от интенсивности и периода закачки пара.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, коэффициент теплоиспользования, паротепловая обработка скважин, радиус паровой зоны, температура.

Исследование эффективности реализации паротепловой обработки производилась с целью аналитической оценки влияния входных технологических параметров обработки на выходные параметры, характеризующие эффективность использования тепловой энергии, представленные такими показателями как:

- площадь парового (теплого) воздействия $A(t)$;
- коэффициент теплоиспользования η_T ;
- температура пара на забое $T_{\text{п}}$;
- коэффициент тепловых потерь η ;
- радиус паровой зоны $R_{\text{п}}$.

В качестве варьируемых входных параметров рассматривались такие параметры как продолжительность периода t и интенсивность $q_{\text{пр}}$ закачки пара. В основе аналитического исследования лежало применение зависимостей и

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

методических рекомендаций, приведенных в [1, 2]. Автоматизация вычислений обеспечивалась применением математического аппарата программного продукта Microsoft Excel. На основе плана геолого-технологических мероприятий эксплуатирующей организации, для проведения исследования были выбраны две скважины № 603 и № 508, приуроченные к разработке Южного купола Северо-Каменского месторождения Самарской области.

Выполнение расчетов выполнялось в несколько итераций с варьированием входных параметров в диапазонах: $5 \div 40$ сут. для t с шагом варьирования в 5 сут. и $4000 \div 10000$ кг/ч для $q_{\text{пр}}$ с шагом варьирования в 2000 кг/ч. Исходные значения технологических параметров моделируемого процесса паротепловой обработки сводим в таблицу 1, а в таблицу 2 значения необходимых параметров, характеризующих геолого-технические условия проведения операции. Результаты расчета зависимости значений целевых показателей паротеплового воздействия от входных технологических параметров для рассматриваемых скважин изобразим в виде диаграмм, представленных на рисунках 1-3.

Таблица 1

Технологические параметры паротепловой обработки [3, 4]

Параметр	Значение (шаг варьирования)
Интенсивность закачки пара $q_{\text{пр}}$, кг/ч	$4000 \div 10000$ (2000)
Период закачки пара, t сут.	$5 \div 40$ (5)
Период пропитки $t_{\text{пр.1}}$, сут.	14
Сухость пара x_r , д. ед.	0,8
Давление закачки P_r , МПа	18
Температура пара исходная $T_{\text{исх}}$, °С	360
Теплота парообразования воды c_r (для рабочего давления), кДж/кг	808
Плотность пара в рабочих условиях $\rho_{\text{пр}}$, кг/м ³	129
Теплоемкость пара массовая $c_{\text{пр}}$, кДж/кг·°С	19,8
Теплосодержание пара $i_{\text{ж}}$, кДж/кг	1717
Теплоемкость воды $c_{\text{ж}}$, кДж/кг·°С	4,2
Плотность воды $\rho_{\text{ж}}$, кг/м ³	1000

Таблица 2

Геолого-технические условия проведения паротепловой обработки [5]

Параметр	№ скважины	
	6 03	5 08
1	2	3
Пластовое давление P_p , МПа	14,9	16,5
Забойное давление P_c , МПа	3,98	5,47
Радиус скважины R_c , м	0,094	0,1
Радиус контура питания скважины R_k , м	265	
Мощность пласта h , м	17	22
Нефтенасыщенная толщина $h_{\text{н.н.}}$, м	16	12,5
Коэффициент пористости m , д. ед.	0,17	0,2
Пластовая температура T_o , °С	44	

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Продолжение таблицы 2

1	2	3
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	924	
Теплоемкость нефти c_n , кДж/кг·°C	2	
Плотность скелета породы $\rho_{ск}$, кг/м ³	2350	
Теплоемкость скелета породы $c_{ск}$, Дж/кг·°C	820	
Коэффициент теплопроводности пород $\lambda_{ск}$, Дж/м·с·°C	2,5	
Среднегодовая температура нейтрального слоя θ_0 , °C	5	
Геотермический коэффициент Γ , °C/м	0,016	

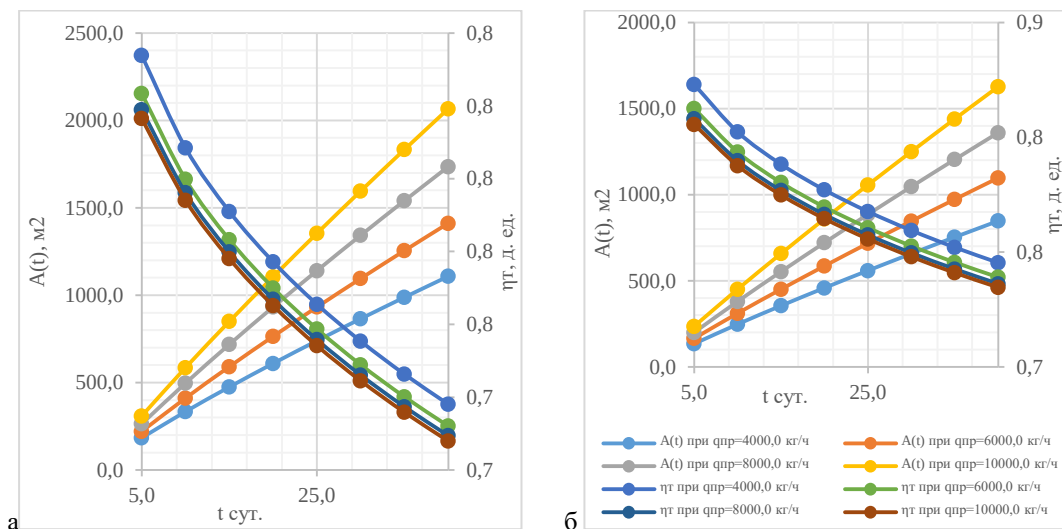


Рисунок 1 – Графики зависимости $A(t) = f(t, q_{пр})$, $\eta_T = f(t, q_{пр})$:
а - скв. № 603, б – скв. № 508

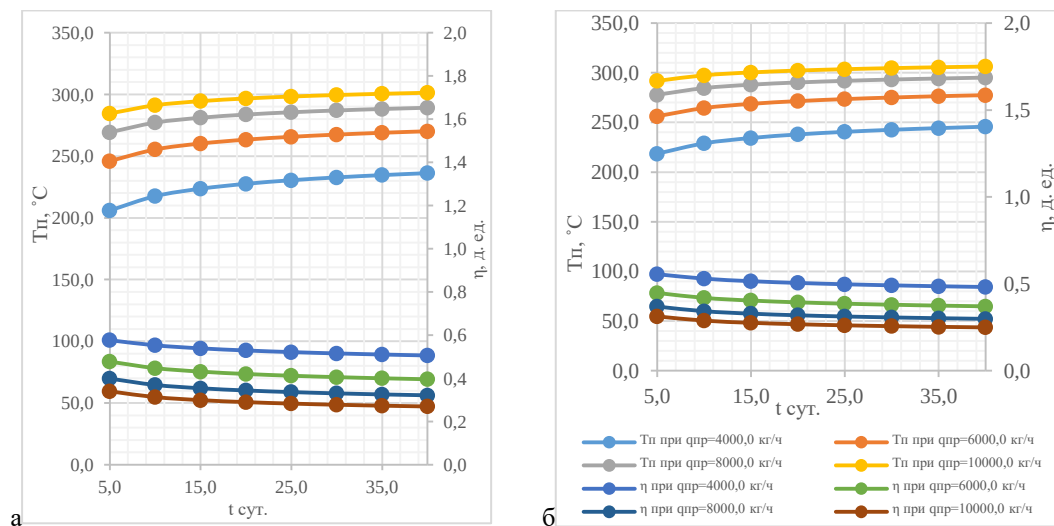


Рисунок 2 – Графики зависимости $T_n = f(t, q_{пр})$, $\eta = f(t, q_{пр})$:
а - скв. № 603, б – скв. № 508

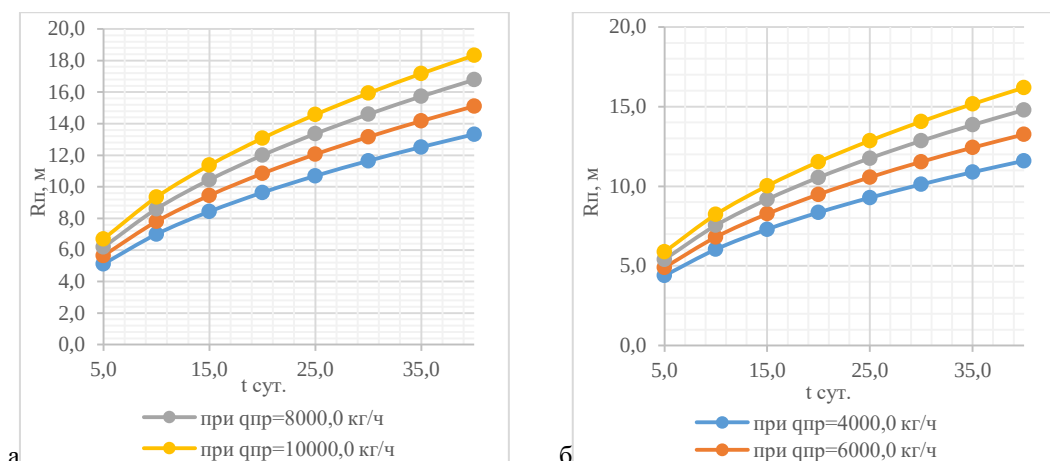


Рисунок 3 – Графики зависимости $R_{п} = f(t, q_{пр})$:
а - скв. № 603, б – скв. № 508

По итогам анализа полученных зависимостей были сделаны следующие выводы:

- в рамках рассматриваемого диапазона варьирования входных параметров обработки, значения коэффициента теплоиспользования η_T достигают $0,7 \div 0,8$ д. ед., при этом наблюдается достаточно выраженная обратная зависимость данного параметра от продолжительности закачки пара и менее выраженная обратная зависимость от её интенсивности;

- площадь зоны парового воздействия $A(t)$ для рассматриваемых геолого-технических условий варьируется в достаточно широком диапазоне до 2066,6 и 1626,9 м² для скважин № 603 и № 508 соответственно. При анализе характера зависимости данного выходного параметра от варьируемых входных параметров обработки можно увидеть прямой характер зависимости, причем, зависимость от интенсивности закачки пара увеличивается по мере увеличения продолжительности периода закачки;

- влияние продолжительности и интенсивности закачки пара на значение температуры на забое $T_{п}$ также имеет прямой характер зависимости, менее выраженный для периода закачки, более выраженный – для интенсивности. Причем, можно наблюдать достаточно выраженное увеличение температуры пара на забое при увеличении интенсивности закачки с 4000 до 6000 кг/ч, в то время как дальнейший рост интенсивности не дает сопоставимый прирост температуры;

- значение коэффициента тепловых потерь η имеет слабо выраженную обратную зависимость от периода закачки и достаточно выраженную зависимость от её интенсивности. Причем, как и для зависимости температуры пара на забое от интенсивности закачки, для коэффициента тепловых потерь наблюдается более значимое снижение при увеличении интенсивности закачки с 4000 до 6000 кг/ч, снижающееся по мере её дальнейшего увеличения;

- радиус паровой зоны $R_{п}$ имеет выраженную прямую зависимость как от периода, так и от интенсивности закачки, причем, влияние последней возрастает с увеличением продолжительности закачки.

Таким образом, можно заключить, что для рассматриваемых геолого-технических условий проведения паротепловой обработки скважин целесообразным представляется больших значений периода и интенсивности закачки, однако, при этом необходимо дополнительное экономическое обоснование оптимального периода проведения и технико-технологического исполнения операции. Также, для нужд повышения эффективности, с учетом достаточно значимого объема тепловых потерь, может быть рекомендовано применение теплоизолированных НКТ при транспортировке пара на забой скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рузин Л. М. Разработка нефтяных месторождений с применением теплового воздействия на пласт. – Ухта: УГТУ, 2009. – 39 с.
2. Чупров И. Ф. Теоретические и технологические основы теплового воздействия на залежи аномально вязких нефтей и битумов. Дисс. на соиск. уч. степени д.т.н. – Ухта, 2009. – 277 с.
3. Дарищев В. И. Результаты и перспективы реализации технологии пароциклических обработок в ООО «Ритэк» / В. И. Дарищев, К. А. Щеколдин, О. В. Славкина, С. Я. Маланий, К. А. Бугаев, С. В. Цветков, Д. А. Булычев // Бурение&нефть. – № 7/8. – С. 12-16.
4. Варгафтик Н. Б. Справочник по физическим свойствам газов и жидкостей: справочник. – М.: Физматгиз, 1963. – 150 с.
5. Дополнение к технологическому проекту разработки Северо-Каменского нефтяного месторождения Самарской области (протокол ЦКР Роснедр по УВС № 6582 от 12.10.2019 г.). – Самара: ООО «СамараНИПИнефть», 2019. – 463 с.

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

П.Е. Евстифеева

*Самарский государственный технический университет, г.Самара, Россия
e-mail: starostinapolina12@icloud.com*

Аннотация. Данная статья посвящена разработке рекомендаций по повышению эффективности и надежности эксплуатации магистральных газопроводов, а так же снижения издержек эксплуатации.

Ключевые слова: транспортировка газа, магистральный газопровод, надежность, эффективность, газ, технология.

Введение. В условиях нестабильности на мировом рынке и в связи с прекращением доступа российских газодобывающих компаний к оборудованию для транспортировки газа из развитых стран возрастает потребность в высокотехнологичных импортозамещающих инженерных решениях. В настоящий момент необходимо развитие отечественных технологий добычи, транспортировки и переработки полезных ископаемых. Развитие систем телемеханики для трубопроводного транспорта приобретает особую актуальность. Компании, эксплуатирующие магистральные трубопроводы, заинтересованы в внедрении инновационных технологических решений, способных обеспечить экономическую эффективность и безопасность технологических процессов [2, 4].

Актуальность, научная значимость. В настоящее время современные информационные системы активно используются для обеспечения метрологического сопровождения технологических процессов. Эксплуатация компрессорных станций может быть разделена на этапы жизненного цикла. По достижении определённого срока службы компрессорной станции наблюдается резкое снижение её надёжности, что проявляется в увеличении количества поломок и отказов. Это повышает риск возникновения аварийных ситуаций. На данном этапе жизненного цикла газотранспортного оборудования эффективность его работы крайне низка. В связи с этим, агрегат необходимо вывести из эксплуатации для проведения диагностики и ремонта, а при необходимости – замены на новое оборудование.

Проведённый анализ литературы по данной теме показал её широкое освещение в трудах как зарубежных, так и отечественных авторов. Исследование современного состояния вопроса выявило актуальность разработки новых, высокоэффективных образцов компрессорных станций и методов их технической диагностики [3,6].

Цель работы – разработка обоснованных рекомендаций по повышению эффективности эксплуатации магистральных газопроводов, а так же снижения издержек эксплуатации.

Задачи:

- теоретический анализ методов повышения эффективности работы магистральных газопроводов;
- исследование технологических характеристик транспортировки газа по магистральным газопроводам;

- обзор и оценка современных инновационных технологий, направленных на повышение эффективности магистральных газопроводов.

Теоретическая часть. Несмотря на прогресс в области современных технологий, природный газ сохраняет свою ведущую роль в качестве сырья для производства топлива. Для нашей страны стабильная продажа углеводородов – это вопрос национальной безопасности, поскольку за счет нее обеспечивается значительная часть бюджета страны. Газ пользуется устойчивым спросом, поскольку является незаменимым источником энергии для функционирования двигателей внутреннего сгорания, компрессоров, турбин и других силовых установок.

Одним из ключевых аспектов обеспечения бесперебойной работы газотранспортной системы является проведение регулярных диагностических мероприятий. Ввиду того, что коррозионные процессы представляют собой серьезную угрозу для целостности газопроводов, значительный упор делается на разработку и внедрение эффективных методов борьбы с этой проблемой. Повышение эффективности существующих систем, минимизация затрат на их производство и рациональное использование ресурсов являются актуальными задачами для газотранспортной отрасли.

Компрессорные станции (КС) представляют собой значимые промышленные предприятия, обеспечивающие поддержание стабильного потока и давления природного газа или нефти в процессе добычи и транспортировки по трубопроводной системе [5]. КС играют ключевую роль в системе магистральных трубопроводов, функционируя как управляющий элемент комплекса сооружений. Параметры её работы напрямую определяют режим эксплуатации всей магистрали. Для обеспечения непрерывного и бесперебойного функционирования компрессорных станций, а также минимизации риска возникновения аварийных ситуаций, необходима система технической диагностики [1]. Как правило, техническая диагностика осуществляется с помощью специализированных измерительных систем.

Методы и база исследования.

Базой исследования послужил участок магистрального газопровода Уренгой-Помары-Ужгород Рязань – Помары протяженностью 750 км. Участок проходит по болотистой местности с чередованием песчаных почв и торфяников. Этот газопровод – один из немногих стабильно действующих каналов продажи российского газа, сохранившихся после известных событий. Газопровод – крупнейший проект по транспортировке газа из Тюменской области. Он был построен в 1983 году с использованием западных технологий и западного оборудования. Финансирование данного проекта взяли на себя банки ФРГ и Японии. Несмотря на введение в 1982 г. американских санкций и запрета на приобретение высокотехнологичного западного оборудования, проект был успешно завершен. Газопровод смонтирован из газонефтепроводных труб диаметром 1420 мм труб с двухслойным полиэтиленовым покрытием, которые в то время производил Харцызский трубный завод. Рабочее давление в газопроводе составляет 7,5 МПа.

По всей протяженности газопровода расположено 42 компрессорные станции. Каждая станция оборудована тремя газоперекачивающими агрегатами ГТК-25И (MS5002B(R)) фирмы General Electric и тремя газоперекачивающими агрегатами производства ПО «Зоря — Машпроект», г. Николаев. Головная компрессорная станция (КС «Пуровская» в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа) оборудована пятью газоперекачивающими агрегатами ГПА ГТК-10И

(MS3002). Турбоагрегаты запускаются с помощью раскрутки газом из магистрали с выбросом в атмосферу или электростартерами. Температура при выпуске в рабочем режиме (перед рекуператором) составляет 500°C.

Газопровод представляет собой весьма ценный актив, и в связи с сложившейся ситуацией необходимо особое внимание к этой сложнейшей транспортной системе.

Результаты исследований.

На рассматриваемом газопроводе в настоящий момент функционирует система электрохимической защиты (ЭХЗ) с возможностью дистанционного мониторинга. Это метод подавления коррозии металла путем превращения его в катод электрохимической ячейки, при этом окисление в ячейке концентрируется на аноде. Катодная защита от повышенного тока с покрытием обеспечивает оптимальную защиту подземного газопровода от коррозии. С помощью этого метода катодной защиты можно очень хорошо защитить линии газопровода большой протяженности. Затраты на борьбу с коррозией намного меньше, чем затраты на потери, связанные с коррозией. В системе газопроводов коррозия является серьезной проблемой. При повреждении герметичности системы могут возникнуть большие потери, включая потерю природных ресурсов, длительный простой, разрушение инфраструктуры и серьезный вред для экологии. Для того, чтобы избежать всех этих потерь, электрохимическая защита является наилучшим применимым методом. Система ЭХЗ защищает от коррозии объекты инфраструктуры. Установленные системы ЭХЗ позволяют продлить срок службы установок и оборудования.

Такие системы позволяют осуществлять контроль за параметрами работы трубопровода, включая давление, ЭХЗ и расход. Это обеспечивает своевременную реакцию на изменения условий эксплуатации и возможность сбора, а также анализа данных о режиме функционирования трубопровода. Впоследствии это даст возможность оптимизировать работу насосных агрегатов [4].

На каждом участке газопровода протяженностью 25 км установлен один комплект подсистемы дистанционного контроля подсистема дистанционного контроля и управления (ПДКУ) ЭХЗ производства компании ООО «НПО «Нефтегазкомплекс-ЭХЗ». Всего на исследуемом участке газопровода работают 20 станций ПДКУ ЭХЗ.

Подсистема дистанционного контроля и управления средствами электрохимической защиты подземных металлических сооружений НГК-ПДКУ ЭХЗ представляет собой аппаратно-программный комплекс (локальную узловую станцию). С помощью такого оборудования можно осуществлять мониторинг и управление станциями катодной защиты типа НГК-ИПКЗ-Евро. Также установка позволяет собирать информацию с подсистемы коррозионного мониторинга НГК-СКМ и передавать данные в эксплуатирующую организацию ПАО «Газпром». НГК-ПДКУ ЭХЗ является составной частью системы электрохимической защиты от коррозии.

Для внутритрубно́го контроля используются интеллектуальные датчики, или чувствительные устройства, размещенные внутри газопроводов в специальных точках ввода.

Некоторые датчики способны косвенно измерять свойства содержимого трубопровода снаружи, например, акустические методы используются для измерения толщины стенки трубопровода. Другие устройства могут измерять уровень шума, создаваемого продуктами коррозии снаружи трубы.

Датчики, измеряющие электрическое сопротивление, состоят из полоски металла, имеющего тот же состав, что и материал трубопровода. После определения первоначального веса, с заданным интервалом отслеживают потерю веса, снимая ее и тщательно взвешивая. Потеря веса указывает на начало коррозии и ее прогрессирование. Однако проверка имеет ограничения, поскольку коррозия часто возникает в труднодоступных местах. Безопасность инспекторов при проверке также является важной проблемой. Аналогичные ограничения существуют и для датчиков, используемых для измерения сопротивления.

Ультразвуковые устройства являются наиболее популярными неинтрузивными системами. Толщина трубы измеряется путем подачи напряжения на внешнюю металлическую поверхность трубы через пьезоэлектрический кристалл, генерирующий звуковую волну в ультразвуковом диапазоне. Время, необходимое для прохождения волны через металл и обратно к устройству, указывает на толщину трубы. Этот метод безопасен для инспектора, но не всегда позволяет обнаружить появление коррозии на ранней стадии.

Некоторые компании предлагают комбинацию ультразвуковой системы и устройства измерения электрического сопротивления. Другие используют измерительный преобразователь, который стационарно монтируется на трубопроводе вместе с портативным устройством, которое инспектор носит с собой для регистрации изменений толщины стенки на основе показаний датчика.

Этой системой могут управлять специалисты по техническому обслуживанию, проверяющие систему катодной защиты, что позволяет экономить рабочую силу. Такая система позволяет осуществлять мониторинг в режиме реального времени, который включает в себя стационарно установленные датчики, датчики, непрерывно собирающие сигналы с датчиков, и устройства регистрации данных, которые фиксируют изменения толщины стенок и скорость потери металла.

Для эффективной защиты необходимо наладить оптимальную работу станций электрохимической защиты трубопровода. Оптимизация параметров систем электрохимической защиты – определение режима работы, при котором будет обеспечена достаточная защита участка магистрального газопровода и при этом суммарные затраты электроэнергии на защиту будут минимальными.

Анализ существующих решений в области автоматизации показывает, что наиболее эффективным вариантом является определение защитного потенциала трубопровода с помощью параметра внешнего потенциала, который учитывает влияние соседних станций защиты на защитный потенциал в месте отвода, а также собственный потенциал трубопровода.

Этот потенциал выражается с использованием значения внешней разности потенциалов «труба-земля», которая включает в себя установившийся потенциал и потенциал, подаваемый неизвестным источником. Величина внешнего потенциала рассчитывается с использованием уравнения:

$$\varphi_{external} = \varphi_{st} = \varphi_1 - A_{11}I_1 - A_{12}I_2 - \dots - A_{ij}I_n, \quad (1)$$

Где:

I_j – ток j -й станции катодной защиты, где $j = 1; 2; \dots$

A_{ij} – коэффициент влияния n -й станции катодной защиты на общую разность потенциалов в точке измерения.

Приведенное выше уравнение может быть использовано для решения задачи регулирования тока устройств электрохимзащиты с целью нахождения

оптимального режима. Эта задача заключается в минимизации выходной мощности всех активных устройств ЭХЗ, используемых для защиты трубопровода:

$$\sum P_j = \sum_{j=1}^m I_j^2 R_j, \quad (2)$$

Где:

I_j – ток j -й станции катодной защиты, где $j = 1; 2; \dots$

R_{ij} – полное сопротивление внешней цепи j устройства.

Повышение электрохимической защиты линейной части газопроводов зависит от защитного потенциала в месте отвода, а также от собственного потенциала трубопровода.

Преимущество этого метода заключается в том, что нет необходимости отключать все станции катодной защиты одновременно на длительный период времени для полной деполяризации трубопровода. Достаточно последовательно отключать станции, чтобы установить коэффициенты влияния КПП на суммарную разность потенциалов.

Данные измерений в режиме реального времени подаются на центральный диспетчерский пульт эксплуатирующей организации и при помощи алгоритма искусственного интеллекта производится расчет рекомендуемого защитного потенциала, после чего дистанционно осуществляется корректировка работы станций.

Практические рекомендации. С применением метода математической статистики разработана математическая модель распределения защитного потенциала для участка магистрального газопровода на общую разность потенциалов. Расчет коэффициентов может производиться в режиме реального времени при помощи алгоритма нейросетей. Это будет способствовать оптимальному регулированию системы электрохимической защиты трубопровода.

В целях повышения эксплуатационной надежности и безопасности линейной части исследуемого магистрального газопровода рекомендуется внедрение данной системы.

Заключение. Современные промышленные технологии широко используют природный газ в качестве основного источника энергии. Это обуславливает стабильно высокий спрос на данный ресурс на мировом рынке в ближайшие десятилетия.

Коррозионные процессы, вызванные электрохимическим взаимодействием металла трубопровода с окружающей агрессивной грунтовой средой, являются основной причиной разрушения металла или изменения его свойств, что представляет опасность разгерметизация газопроводов, приводящая к утечке транспортируемого углеводородного сырья и представляющая угрозу жизни и здоровью операторов и окружающих населенных пунктов. Важным аспектом поддержания технического состояния газопровода, соответствующего нормативным требованиям и соответствующего эффективной и надежной работе системы транспортировки углеводородов, является мониторинг коррозионного воздействия на металл трубопровода, а также предотвращение и минимизация этого воздействия. Одним из основных методов защиты трубопроводов от коррозионных повреждений является электрохимическая защита. В связи с этим, чрезвычайно важно совершенствовать газотранспортные системы, повышая их эффективность и производительность. Необходимо стремиться к реализации режимов работы, которые максимально отвечают принципам эффективности и экономической целесообразности. Во всем мире ведется активный поиск решений для оптимизации

и повышения эффективности работы газотранспортных систем. Особое внимание уделяется также вопросам обеспечения их надежности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Александров А. А. Термодинамические основы циклов теплоэнергетических установок. – М. : Издательство МЭИ, 2019. – 159 с.
2. Зиневич, А. М. Состояние и перспективы производства и применения изоляционных материалов и покрытий / А.М. Зиневич, А.Т. Санжаровский, Б.В. Уразов // Защита трубопроводов от коррозии.- 2015.- С. 3-14.
3. Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. СПб.: Недра, 2020. – 488 с.
4. Мустафин Ф.М. Обзор методов защиты трубопроводов от коррозии изоляционными материалами // Нефтегазовое дело, 2020 Электронный ресурс [http:// www.ogbus.ru](http://www.ogbus.ru).
5. Мазур И. И., Иванцов О. М., Коробков Т. Е. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов. – М. : Недра, 2019. – 264 с.
6. Нефтегазовое строительство / Под ред. И.И. Мазура, В.Д. Шапиро. М.: Недра, 2018. – 790 с.

ПРИНЦИП ВОЗНИКНОВЕНИЯ ВРЕДНОГО ВЛИЯНИЯ СИСТЕМ ЭХЗ НА СТОРОННИЕ ОБЪЕКТЫ

В.С. Машкин, Д.И. Репкин

*Самарский государственный технический университет, СамараНИПИнефть
г. Самара, Россия*

Аннотация. В работе рассмотрен принцип вредного влияния систем ЭХЗ на сторонние объекты. Основным вредным последствием работы систем ЭХЗ, возникающим вследствие ошибок при проектировании и строительстве подобных систем, может быть ускоренная коррозия соседних с защищаемым металлических объектов.

Ключевые слова: блуждающие токи, защита трубопроводов, коррозионное влияние, система ЭХЗ, электрохимическая коррозия, станция катодной защиты (СКЗ).

Эффективность работы систем ЭХЗ доказана годами эксплуатации подземных сооружений по всему миру. В частности, согласно ГОСТ Р 51164-98 магистральные нефтепроводы в нашей стране подлежат обязательной электрохимической защите [1]. Достаточно хорошее изоляционное покрытие таких трубопроводов позволяет поддерживать необходимый (нормативный) уровень защитного потенциала по всей протяженности при сравнительно низких энергозатратах (Рис. 1). Но, как быть, если подземное сооружение имеет плохое изоляционное покрытие или не имеет его вовсе, как, например, многие промысловые трубопроводы?

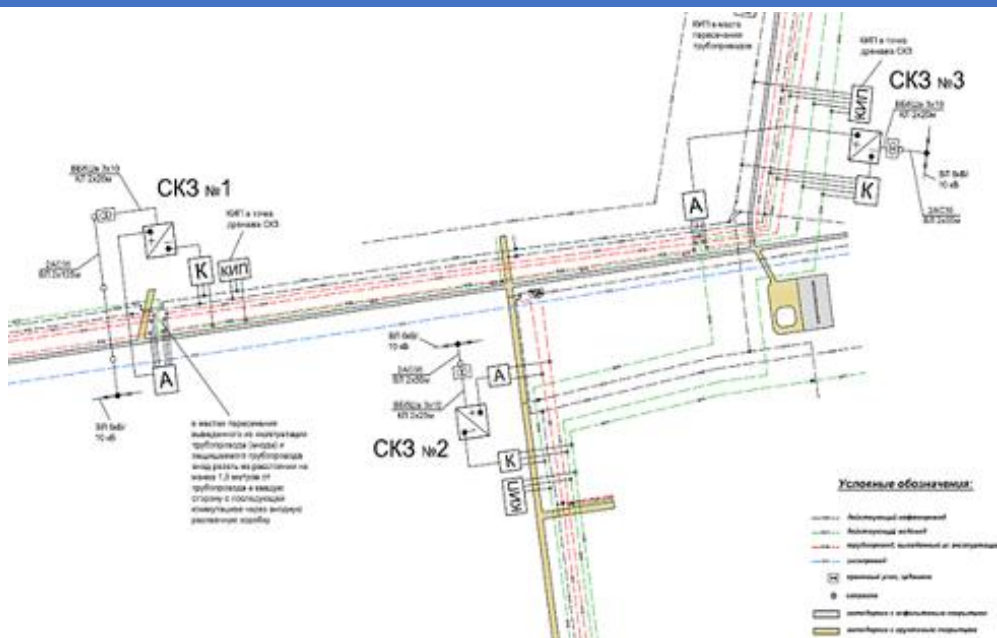


Рис. 1. План размещения систем электрохимической защиты

Конечно, в случае «промыслов» среда транспортируемого продукта часто «съедает» трубопровод изнутри быстрее, нежели наружная коррозия. Но, бывают ситуации, когда отказы по наружной коррозии происходят гораздо чаще, чем по внутренней. Связано это, в большинстве случаев, с действием блуждающих токов или с образованием мощных макрогальванических пар с небольшой площадью анодного участка, а значит с большой плотностью тока коррозии. Так же, в последнее время эффективным способом борьбы с внутренней коррозией является ингибирование, что позволяет трубопроводу «дожить» до отказа по причине наружной коррозии. Все это делает весьма актуальным вопрос о противокоррозионной защите наружной поверхности промысловых трубопроводов.

Сама же задача электрохимической защиты наружной поверхности трубопровода принципиально сводится к устранению анодных зон путем повышения потенциала трубопровода (по абсолютному значению) до величины, достаточной для того, чтобы остановить анодное растворение, при этом поверхность трубопровода будет содержать лишь катодные участки. Методов для решения этой задачи, по сути, два:

Протекторная защита: установка протекторных групп на коррозионно-опасные участки;

Катодная защита: принудительная катодная поляризация всей поверхности трубопровода посредством источника постоянного тока (так называемой СКЗ - станции катодной защиты).

Электрохимическая защита от коррозии (ЭХЗ) - хорошо известное и могущественное оружие для защиты от электрохимической коррозии разнообразных объектов. Однако, как и всякий инструмент, она должна применяться обдуманно, иначе вред от ее использования может существенно превысить положительный эффект. Основным вредным последствием работы систем ЭХЗ, возникающим вследствие ошибок при проектировании и строительстве подобных систем, может быть ускоренная коррозия соседних с защищаемым металлических объектов [4].

Обычно такая ситуация реализуется в многониточных близкорасположенных трубопроводных системах различного назначения, например, на нефтепромысловых трубопроводах, но может быть встречена и на других объектах, где выборочно применяются системы ЭХЗ, например, на промышленных площадках, нефтебазах и др.

Вредное влияние системы ЭХЗ защищаемого трубопровода на сторонние трубопроводы реализуется вследствие возникновения блуждающих токов. Величина такого тока может быть довольно велика, из практики до 50 А [3]. Однако, сама по себе величина тока, протекающего на подземном сооружении, не определяет опасности коррозионного влияния. Существенной является плотность тока, которая возникает на анодных поверхностях при стекании тока с металлического сооружения в окружающую почву. Эта плотность зависит не только от величины тока, но и от площади поверхности анодной зоны. Согласно практике защиты подземных сооружений от блуждающих токов опасной средней суточной плотностью блуждающего тока для стальных трубопроводов считается 75 мА/м².

При этом та часть металлического сооружения, из которой ток выходит в землю, является анодом, а та часть сооружения, где постоянный ток входит в него, является катодом. В анодных зонах при условии контакта сооружения с влажной почвой блуждающие токи вызывают электролиз и причиняют сооружению чрезвычайно большие коррозионные разрушения (Рис. 2). Блуждающий ток в 1 А за один год «разъедает» в анодной зоне металлического сооружения около 9 кг железа [2].

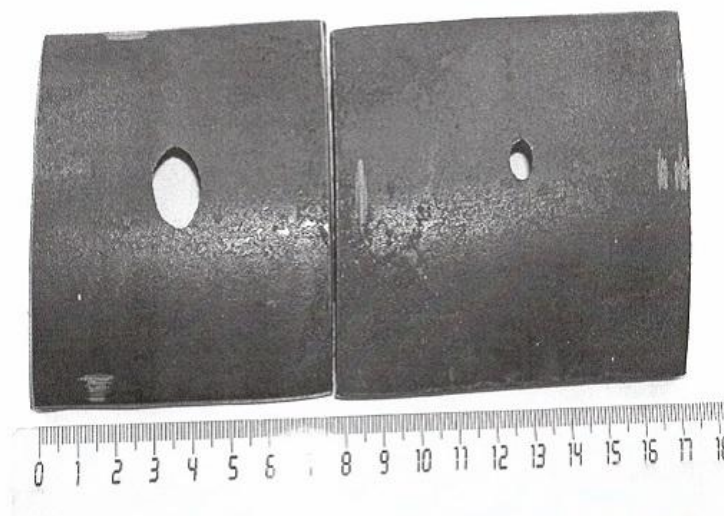


Рис. 2. Повреждение трубопровода блуждающими токами

Скорость и интенсивность коррозии блуждающими токами совместно с почвенной коррозией особенно сильно возрастает при наличии частых и резких перепадов значений электрического сопротивления почв вдоль линейного сооружения. Объясняется это тем, что в этих условиях блуждающие и гальванические токи то входят в сооружение и проходят по нему, то выходят из сооружения и проходят по почве, создавая тем самым множество анодных и катодных зон. Установлено, что в почвах с высоким сопротивлением блуждающие токи более или менее полно собираются металлическим сооружением и протекают

по нему. На участках, где почва имеет низкое сопротивление, эти токи покидают сооружение и частично переходят в почву. Места наиболее сильных утечек тока из сооружения, совпадающие с участками низкого сопротивления почвы, характеризуются наиболее интенсивными явлениями коррозии.

Таким образом, при наличии систем ЭХЗ на одном трубопроводе в коридоре и при отсутствии компенсирующих мероприятий сторонний трубопровод, находясь в зоне распространения токов ЭХЗ, привлекает на себя эти токи, передает их как проводник более низкого омического сопротивления и возвращает их через землю к источнику в анодных зонах, в которых и происходит его интенсивное разрушение (Рис. 3).

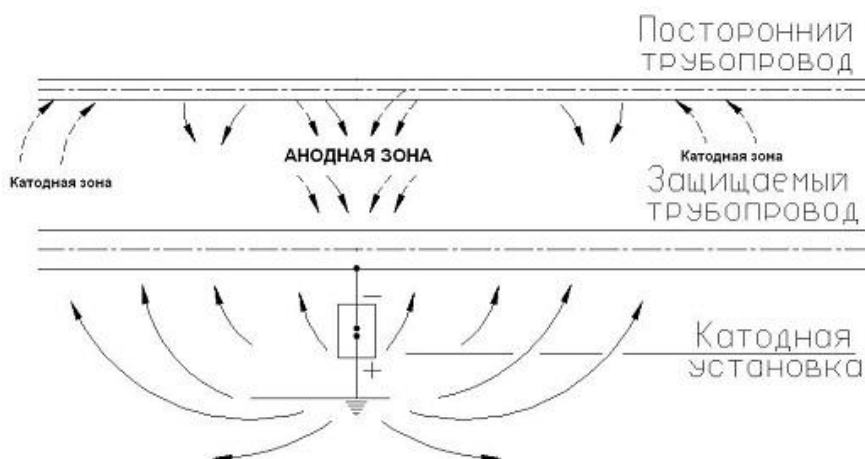


Рис. 3. Распределение токов утечки с постороннего трубопровода при сближении с трубопроводом, защищенным катодными установками

Решение подобной проблемы на существующих объектах должно начинаться с комплексного электрометрического обследования системы трубопроводов для оценки непосредственной опасности коррозионного разрушения стороннего трубопровода и поиска существующих анодных зон. После этого необходимо либо организовать полноценную совместную защиту объектов, либо разработать технические решения по снятию существующего вредного влияния. Последнее, кстати, лучше всего получается при проведении предварительных полевых испытаний применяемых решений, так как очевидная установка перемычек в районе точки дренажа действующей катодной станции может просто переместить анодную зону на соседний участок трубы, тем самым стимулировав электрокоррозию в другом месте. А самый лучший способ избежать таких проблем, это конечно предусмотреть все заранее при проектировании объекта на основании качественных, а не формальных инженерных коррозионных изысканий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

2. ГОСТ 9.602-2016 "Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии".
3. РД 153-39.4-091-01 "Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от коррозии".
4. Ткаченко В.Н. Электрохимическая защита трубопроводных сетей: учеб. пособие 2-е изд., перераб. и доп. М.: Стройиздат. 2004. 320 с.

ПРОВЕРКА ПРОБЛЕМНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА СОВРЕМЕННЫМИ МЕТОДАМИ

П.Е. Евстифеева

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия
e-mail: starostinapolina12@icloud.com

Аннотация. На современном этапе прослеживается постепенный переход на инновационные формы контроля работы магистрального газопровода, что определено, как внедрением новых технологий в различные сферы добычи, переработки и поставки энергоресурсов, так и необходимостью оптимизировать процессы мониторинга и обеспечения безопасности. Особенно данный вопрос актуален для проблемных участков магистрального газопровода, так как вскрытие и традиционные методы диагностики экономически не выгодны. В данной работе представлен краткий обзор современных методов проверки состояния магистральных газопроводов.

Ключевые слова: магистральный газопровод, диагностика, методы мониторинга, возможности устранения дефектов, трубы.

Введение

Российская Федерация, не смотря на все изменения, которые произошли за последние несколько лет, остаётся ведущим поставщиком энергоресурсов в мире. Безусловно, это накладывает определённые обязательства перед заказчиками и потребителями, что требует вложений со стороны правительства и непосредственных разработчиков месторождений. В частности, важным пунктом распределения денежных средств является обеспечение безопасности поставок. Последнее включает в себя ряд обязательных для реализации задач, таких как мониторинг и диагностика работы трубопровода, обновление технологического обеспечения для работы операторов по проверки безопасности транспортировки газа, а также разработка и внедрение новых методов контроля и проверки состояния магистрального газопровода.

Безусловно, в условиях эскалации международного положения ряд поставок приходится контролировать не только со стороны внутренней безопасности трубопровода, но так же и с внешней стороны, что не только обуславливает **актуальность** внедрения инноваций, но так же определяет значимость работ посвящённых инновационным методом контроля работы трубопровода.

Как отмечают современные исследователи, магистральный трубопровод - это ключевой способ транспортировки газа, который является не только экономически

выгодным, но и безопасным по многим показателям. Особенно если учесть, что зоны добычи энергоресурсов находятся в отдалении от непосредственного потребителя [1. с.146-156]. Потому не удивительно, что современные исследователи все чаще задаются вопросом поиска оптимизации мониторинга магистрального трубопровода и предоставляют такие варианты решения вопроса, как укрепление самих стройматериалов при прокладывании магистрали [2. с.1-11], а также разработке предложений для совершенствования системы непосредственной диагностики трубопроводов, как в труднодоступных местах, так и на всей протяжённости [3. с.17-30].

Как результат, представляется необходимым обобщить накопленные знания. Это определяет **задачу исследования** - выявление оптимальных современных методов проверки магистрального газопровода.

Теоретическая часть

На сегодняшний день можно выявить ряд ключевых методов, которые делятся как на опробованные и применяемые, так и не рассматриваемые с теоретической точки зрения. К первым методам относятся армирование самих труб, применение ИИ (искусственного интеллекта) для расчета вероятных аварийных ситуаций, деформации и коррозии труб, диагностика внутри труб с помощью датчиков и различных приспособлений, включая геотехническую проверку. К теоретическим методам можно отнести применение различной техники позволяющей проводить удаленную проверку, к такой технике относят беспилотники, вертолёты, а также космическую технику. Как правило вторая группа методов остается не задействована, несмотря на то, что ее можно назвать наиболее перспективной, но недостаток технологического оснащения, а также современное положение в системе международных отношений не позволяют полноценно реализовывать данные направления.

Кроме того, для каждой магистрали существует свой план диагностики и перечень возможных методов контроля и проверки состояния.

Однако, современные методы управления беспилотными аппаратами могут позволить не только реализовать мониторинг состояния магистрального трубопровода, но так же использовать такие спецустройства как дефектоскопы и ультразвук. Это позволит снизить затраты на диагностику, так как при обнаружении какого-либо дефекта не потребует дополнительных действий и к моменту возвращения беспилотного летательного аппарата (БЛА) уже будет сформирован план по устранению дефектов и направлена группа ремонтников, в случае необходимости.

Практическая значимость

В сочетании с процессором ARM Cortex-A53 современные компьютерные системы управления беспилотниками уникальны и предоставляют возможность внедрять дополнительные функции в управление БЛА. Показатель эффективности выбранной системы можно вычислить опираясь на следующую формулу:

$$F = U[(J, K, H, P_x, T_x) \cdot (S, M, W)] \quad (1)$$

В рамках которой можно вычислить: скорость (U), множественные факторы воздействия среды (J), удалённости сигнала (K), возможности работы в боевых условиях (H), под воздействием погоды (P), времени (T), глушащих устройств (S), самой модели БЛА (M) и его функциям (W). Вышеуказанная формула может включать и дополнительные данные, которые так же будут характеризовать

возможности сочетания выбранной компьютерной системы и БЛА в процессе его работы.

Т.е. можно выдвинуть предложение по внедрению БЛА на основе современных ИИ с целью разведки, как внешнего, так и внутреннего состояния магистрального трубопровода, что особенно актуально в связи с различного рода террористическими атаками на различные участки газопроводных магистралей.

Заключение

Подводя итог необходимо отметить, что рассматриваемая тема крайне актуальна, что подтверждается разносторонними исследованиями методов оптимизации контроля и проверки состояния магистрального трубопровода. Предлагаемый метод считается оптимальным, как с экономической точки зрения, так и с позиции безопасности, так как беспилотные аппараты способны не только проверять состояние труб, но так же контролировать активность в их зоне, что может обезопасить внешний периметр и избавить поставщиков от избыточного расхода связанного с дополнительными мерами проверки. Однако, выбор методов, как было отмечено ранее остаётся за поставщиком энергоресурсов, что указывает на необходимость более детального изучения предлагаемого метода.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Белоглазова Татьяна Николаевна, Романова Татьяна Николаевна Планирование перспективных направлений развития газораспределительной системы // Известия КазГАСУ. 2024. №1 (67). с.146-156
2. Долганов В. А., Адамия Д. Д., Томарева И. А. Инновационные технологии строительства нефте- и газопроводов в вечномёрзлых грунтах // ИВД. 2021. №5 (77). с.1-11
3. Ряховских И. В. Безопасная эксплуатация газопроводов на основе модели управления коррозионным растрескиванием под напряжением // Вести газовой науки. 2022. №1 (50). с.17-30

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ В ОБВОДНЕННЫХ ГРУНТАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ШПУНТОВЫХ ПЕРЕКРЫТИЙ

А.Д. Фельдблит

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: timonf2017@gmail.com

Аннотация. Данная статья посвящена разработке рекомендаций по повышению эффективности ремонтных работ в обводненных грунтах с использованием шпунтовых перекрытий.

Ключевые слова: шпунт, шпунтовые перекрытия, ремонт нефтепровода, эффективность, нефть

Нефтегазовая отрасль имеет огромное значение для многих стран, в том числе и для России, по нескольким причинам. Основная причина заключается в

экономической стабильности. Нефтегазовая отрасль является ключевым сектором экономики (т.е. основным источником дохода), обеспечивая значительную долю государственного бюджета через налоговые поступления и экспортные пошлины. Для многих стран данная отрасль – основной источник валютных поступлений.

Кроме того, нефтегазовая отрасль способствует диверсификации экономики. Наличие сильной нефтегазовой отрасли стимулирует развитие смежных и вспомогательных секторов, таких как нефтехимия, транспорт, строительство и услуги.

Также, немаловажным фактором оказывается создание рабочих мест. Нефтегазовая промышленность генерирует миллионы вакансий, как напрямую, так и через цепочку поставок и обслуживающих секторов, обеспечивая людей рабочей деятельностью. Данный показатель особенно важен для развития регионов, в которых находятся месторождения.

Особое значение нефтегазовой отрасли прослеживается и в развитии транспортной инфраструктуры: для транспортировки нефти и газа строятся трубопроводы, порты и терминалы, что способствует развитию инфраструктуры и улучшению логистики в стране. Следует отметить, что указанная отрасль часто приводит к значительным инвестициям в инфраструктуру в удаленных или менее развитых регионах, что может послужить основой для их последующего развития.

Помимо этого, важно уделить внимание энергетической безопасности, которая подразумевает обеспечение энергетических нужд и экспортный потенциал. Нефть и газ являются основными источниками энергии, и их наличие на внутреннем рынке критически важно для обеспечения энергетической безопасности страны. Тогда как, стабильные поставки углеводородов за границу позволяют стране укрепить свои позиции на международной арене, улучшая торговые балансы и влияя на геополитические отношения.

Значение нефтегазовой отрасли для многих стран обосновывается ещё и технологическим развитием. Нефтегазовая отрасль стимулирует научные исследования и разработки, которые могут быть применены не только в этой области, но и в других отраслях (например, в переработке, экологии, новых технологиях и др.).

В конечном счёте, рассматривается глобальная политика и геополитика (а именно влияние на международные отношения): страны-экспортеры нефти и газа могут оказывать значительное влияние на международной арене, формируя альянсы и соглашения, связанные с энергетической безопасностью и экономикой.

Цель работы - разработка рекомендаций по повышению эффективности ремонтных работ в обводненных грунтах с использованием шпунтовых перекрытий

Современная эксплуатация нефтепроводов в обводненных грунтах сопряжена с целым комплексом экологических и технических вызовов. Высокие экологические риски при разливах нефти в водонасыщенных грунтах, ужесточение природоохранного законодательства и необходимость минимизации воздействия на водоносные горизонты требуют принятия надежных технических решений. К техническим проблемам, характерным для нефтепроводов в обводненных грунтах,

относятся ускоренная коррозия, снижение несущей способности грунтового основания, повышенная подвижность грунта и сложность оперативного доступа к аварийным.

В этом контексте использование шпунтовых перекрытий приобретает особую актуальность и значимость. Шпунтовые конструкции позволяют создать сухую рабочую зону для качественного проведения ремонтных работ и обеспечить возможность всесезонного обслуживания трубопроводных систем. Важным преимуществом применения шпунтовых ограждений является защита нефтепроводов от размыва грунта в местах переходов через водные преграды, а также предотвращение горизонтальной миграции нефтепродуктов при возникновении утечек.

Шпунтовые перекрытия представляют собой временные или постоянные конструкции, используемые в строительстве для поддержки грунта и предотвращения его обрушения при проведении работ ниже уровня земли, таких как рытье котлованов или тоннелей. Основным элемент таких перекрытий — шпунты, представляющие собой профилированные металлические, деревянные или железобетонные балки, которые вбиваются или вдавливаются в грунт по периметру котлована. Шпунтовые перекрытия позволяют обеспечить безопасное ведение строительных работ, предотвратить попадание грунтовых вод и стабилизировать стенки котлована.

В качестве примера был рассмотрен участок МН "Нижневартовск — Курган — Куйбышев (НKK)" 2014 км Ду1200 в пойме р. Кандызка, расположенный на территории Северного района Оренбургской области

По литологическому составу и физико-механическим свойствам в пределах исследуемой территории в сфере взаимодействия объекта с геологической средой выделено 2 инженерно - геологических элемента (ИГЭ):

ИГЭ - 1 – Суглинки тугопластичные, тяжелые, щебенистые

ИГЭ – 2 – Суглинки твердые, тяжелые, щебенистые, непросадочные

Коррозионная агрессивность суглинков ИГЭ – 1 по лабораторным данным - высокая (удельное электрическое сопротивление $УЭС = 96 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, средняя плотность катодного тока $0,05 \text{ А/м}^2$)

Коррозионная агрессивность суглинков ИГЭ – 2 по лабораторным данным - высокая (удельное электрическое сопротивление $УЭС = 26-36 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, средняя плотность катодного тока $0,14-0,16 \text{ А/м}^2$)

Повышение эффективности использования шпунтовых перекрытий в обводненных грунтах может быть достигнуто за счет применения нескольких ключевых методов и технологий.

Во-первых, важно правильно выбрать материалы и тип шпунта. Металлические и композитные шпунты с высокими антикоррозийными свойствами и надежными водонепроницаемыми замками могут значительно повысить долговечность и герметичность конструкции. Подбор материалов с учетом

коррозионной активности воды и химического состава грунта способствует уменьшению риска ослабления конструкции.

Во-вторых, применение передовых инженерных методов, таких как вибрационное или вибропогружное оборудование, позволяет более точно и безопасно устанавливать шпунты в водонасыщенные грунты, снижая риск повреждения шпунтов и обеспечивая более плотное соединение.

Важным аспектом является эффективное управление водоотведением. Установка дренажных систем вокруг объекта может помочь в снижении уровня грунтовых вод и уменьшении гидростатического давления на шпунтовые стены. Это способствует более стабильным условиям работы и снижает нагрузку на конструкцию.

Кроме того, для повышения устойчивости системы можно использовать технологию инъекционного укрепления грунта. Этот метод предполагает введение в грунт специальных растворов, которые укрепляют почву и снижают её водопроницаемость, что помогает обеспечить дополнительную поддержку шпунтовым перекрытиям.

Наконец, применение современных методов мониторинга, таких как использование датчиков движения и давления, позволяет обнаруживать и устранять потенциальные проблемы на ранней стадии. Это обеспечивает постоянный контроль за состоянием конструкции и предотвращает возможность аварийных ситуаций. Комплексный подход к проектированию и управлению работами в обводненных грунтах способствует более эффективному и безопасному использованию шпунтовых перекрытий в таких условиях.

Анализ существующих решений показывает, что важнейшим аспектом для повышения эффективности ремонтных работ с использованием шпунтовых перекрытий является выбор материала. Выбор между ПВХ и металлическими шпунтами зависит от специфических требований проекта, однако у каждого материала есть свои преимущества и недостатки. Рассмотрим, почему в некоторых случаях ПВХ шпунт может быть предпочтительнее металлического:

Во-первых, ПВХ шпунты обладают устойчивостью к коррозии, что делает их идеальными для применения во влажных и химически агрессивных средах, где металлические шпунты могут подвержены ржавчине.

Во-вторых, ПВХ шпунты значительно легче металлических, что облегчает их транспортировку и монтаж, снижая трудозатраты и затраты на логистику.

Третье преимущество — это простота установки: ПВХ шпунты благодаря своей легкости и гибкости проще резать и устанавливать, особенно в условиях ограниченного пространства или сложного ландшафта.

Практические рекомендации

Экономическая эффективность ПВХ шпунтов проявляется в их потенциально более низкой общей стоимости, включающей материал и монтаж, что может быть привлекательно для небольших или временных проектов. Кроме того, устойчивость

ПВХ к воздействию агрессивных химических веществ делает их идеальным выбором для применения в специфических средах. Наконец, ПВХ шпунты могут иметь экологические преимущества, так как материал может быть переработан, что способствует устойчивому развитию и снижению негативного воздействия на окружающую среду.

Заключение

В условиях современных реалий, когда экологические требования и требования к безопасности становятся все более строгими, шпунтовые перекрытия представляют собой важный инструмент в арсенале методов ремонта и обслуживания нефтепроводов.

Эффективное использование шпунтовых перекрытий в обводненных грунтах требует внимательного подхода на всех стадиях — от проектирования и установки до эксплуатации и обслуживания. Применение современных технологий и систем управления, а также внимание к специфике обводненных условий могут значительно повысить надежность и долговечность шпунтовых конструкций.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 52664-2006 Шпунт трубчатый сварной.
2. СП-36.13330.2012 Свод правил «СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы». Дата введения 1 июля 2013 года.
3. А.Н. Пестряков. Расчет шпунтового ограждения. Методические указания «Уральский государственный университет тупей и сообщений» Екатеринбург, 2010, 25 с.
4. С.Н. Казаков. Способ возведения шпунтового ограждения при проведении работ на магистральном трубопроводе и шпунтовое сборно-разборное ограждение для обустройства котлована. Патент № 2012151227/03, от 30.11.2012.
5. Н.Н. Пянзин. "Проектирование и строительство гидротехнических сооружений" – Тбилиси: ГПИ, 1987. — 117 с.

ПРОВЕДЕНИЕ РЕМОНТНЫХ РАБОТ В ОБВОДНЕННЫХ ГРУНТАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ШПУНТОВЫХ ПЕРЕКРЫТИЙ

А.Д. Фельдблит

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: timonf2017@gmail.com

Аннотация. В статье рассматриваются методы проведения ремонтных работ в условиях обводненных грунтов с применением шпунтовых перекрытий. Особое внимание уделяется выбору шпунтовых конструкций, их устойчивости и эффективности в различных геологических условиях. Приводятся результаты

экспериментальных исследований, а также практические рекомендации по внедрению данных технологий на объектах нефтегазового комплекса.

Ключевые слова: трубопроводный транспорт, обводненные грунты, шпунтовые перекрытия, ремонт, нефтегазовое дело.

Ремонтные работы в обводненных грунтах представляют собой сложную задачу, требующую учета множества факторов, таких как уровень воды, свойства грунта и технологии, применяемые для укрепления конструкции. Сложности, возникающие при работе в таких условиях, зависят не только от состояния грунта, но и от его живучести под давлением воды, а также от требований к будущей эксплуатации восстановленных объектов.

Обводненные грунты часто сопровождаются нестабильными условиями: изменение уровня подземных вод может быть резким, что ведет к увеличению рисков для выполнения строительных работ. Технологии выемки, поддержания и укрепления грунтов требуют особого подхода, так как несоответствие или недостаточная подготовка могут привести к конструкционным повреждениям или задержкам в выполнении работ. [1] Важнейшими факторами в этом процессе являются выбор надежных и проверенных методов, а также применение современных материалов и технологий.

Одним из наиболее перспективных решений, позволяющих повысить эффективность ремонтных работ в таких условиях, является использование шпунтовых перекрытий. Эти конструкции выступают в качестве мощных опорных элементов, способных выдерживать значительные нагрузки и защищать от воздействия вод. Шпунтовые перекрытия не только способствуют сохранению устойчивости грунтов во время работ, но и активно участвуют в процессе стабилизации существующих объектов. В свете текущих вызовов и требований современного строительства, применение шпунтовых технологий становится все более актуальным и необходимо для развития инфраструктуры в городских условиях.

Таким образом, в данной работе будет уделено внимание детальному анализу использования шпунтовых перекрытий при проведении ремонтных работ в обводненных грунтах. Будут рассмотрены существующие проблемы, с которыми сталкиваются специалисты, и впоследствии предложены эффективные решения, способные улучшить как качество работ, так и безопасность на объекте.

В условиях, когда развитие инфраструктуры требует все большего внимания к проектированию и восстановлению существующих объектов, актуальны исследования, направленные на распространение и оптимизацию методов, применяемых в обводненных грунтах. Проблема качественного ремонта и восстановления инфраструктуры подчеркивается не только необходимостью поддержания устойчивости зданий и сооружений, но и непрерывным взаимодействием с природными условиями, которые могут сильно варьироваться от региона к региону.

Обводненные грунты представляют собой довольно сложную среду для строительства, так как они отличаются высокой подвижностью и изменчивостью свойств под воздействием воды. В результате этого, традиционные методы работ могут оказаться неэффективными, что вызывает необходимость их пересмотра и адаптации к новым реалиям. Литература, посвященная тематике шпунтовых работ,

показывает, что, несмотря на наличие различных технологий, многие из них требуют дальнейших улучшений в контексте производительности и безопасности.

Современные исследования подчеркивают значимость применения шпунтовых перекрытий в качестве одного из основных инструментов, позволяющих эффективно решать проблемы, возникающие в процессе ремонта, и восстанавливать здания, находящиеся в обводненных зонах. Использование шпунтовых конструкций выступает не только как метод защиты поврежденных сооружений от дальнейшего разрушения, но и как способ предотвращения негативного воздействия грунтовых вод на уже существующие основы.

Благодаря своей конструкции, шпунтовые перекрытия создают барьер для проникающей влаги, что существенно снижает риск размыва и осыпания грунта вокруг фундамента. Более того, множество исследований подтвердило, что применение шпунтовых перекрытий способствует минимизации угрозы разрушения конструкций, что является ключевым аспектом для обеспечения безопасности на строительных площадках. Таким образом, разработка и внедрение новых технологий, связанных со шпунтовыми работами, становится неотъемлемой частью современного строительного процесса, и их исследование существенно увеличивает познавательную и практическую ценность научной работы в данной области.

Актуальность и научная значимость вопросов, связанных с проведением ремонтных работ в обводненных грунтах, подчеркивают необходимость дальнейших исследований для оптимизации существующих методов и разработки новых, более эффективных решений. Это позволит не только поддерживать высокий уровень безопасности на объектах, но и содействовать устойчивому развитию строительной отрасли в условиях меняющейся природной среды. [2]

Цель данной публикации состоит в анализе особенностей проведения ремонтных работ в обводненных грунтах с использованием шпунтовых перекрытий. Этот анализ будет проведен в контексте современных вызовов, стоящих перед строителями и проектировщиками в условиях нестабильного грунта и высокой подвижности вод. Ремонтные работы в таких условиях требуют внимательного подхода, поскольку любые неосторожные действия могут привести к серьезным последствиям как для уже существующих конструкций, так и для безопасности рабочих. Поэтому, решение задач, связанных с эффективным ремонтом в обводненных условиях, становится первоочередной задачей.

В рамках данной работы ставятся три основные задачи. Первая задача заключается в рассмотрении ключевых технологий и методов, используемых при ремонте. Планируется анализ современных способов, применяемых для ведения работ в сложных гидрогеологических условиях. Важным аспектом является выявление наиболее эффективных методов, которые могут быть адаптированы к реальным проектам, а также оценка их применимости в различных ситуациях.

Вторая задача - анализ существующих проблем, возникающих в процессе работ. Этот аспект является критически важным, так как понимание барьеров и ограничений, с которыми сталкиваются специалисты на практике, способствует не только выявлению причин проблем, но и разработке путей их преодоления. Будет проведен анализ основных трудностей, возникающих на различных этапах ремонтных работ, включая аспекты безопасности, контролируемость работ и взаимодействие между участниками процесса.

Третья задача заключается в предложении новых подходов и рекомендаций для повышения эффективности ремонтных работ. В рамках этой задачи будут

рассматриваться как конкретные методические рекомендации, так и более общие принципы проектирования. Применение современных технологий, таких как динамическое моделирование процессов в грунте и инновационные строительные материалы, может значительно улучшить результаты ремонтных работ и минимизировать риски.

Работы по ремонту в обводненных грунтах представляют собой комплексный процесс, который включает несколько ключевых этапов, каждый из которых играет важную роль в достижении безопасности и устойчивости конструкций. Первый этап включает детальное исследование состояния грунта и подземных вод. Это исследование направлено на сбор информации о физических и химических свойствах грунта, таких как его плотность, влажность, гранулометрический состав и поведение под нагрузкой. Анализ уровня подземных вод также критически важен, поскольку высокое содержание влаги может существенно повлиять на прочность грунта и вызвать осадку или деформацию конструкций. Инженеры вынуждены учитывать не только текущие условия, но и возможные изменения, которые могут произойти в ходе ремонтных работ. [3]

На следующем этапе происходит выбор метода укрепления и шпунтовых перекрытий, который основывается на полученных данных о свойствах грунта. Каждый тип грунта требует определенных подходов для обеспечения необходимой устойчивости и прочности конструкции. Например, в глинистых грунтах может быть целесообразно использовать шпунты, которые эффективно выдерживают боковые нагрузки и предохраняют от промывания, тогда как в песчаных грунтах могут применяться другие методы, такие как засыпка или дренаж, чтобы минимизировать влияние подземных вод на структуру. Выбор метода погружения шпунтовых конструкций тоже важен и зависит от условий на площадке. Механическое погружение может быть предпочтительным в стабильных грунтах, тогда как в условиях высокой водонасыщенности или рыхлых грунтов может использоваться вибрационное и гидравлическое погружение, что позволяет адаптировать подход в зависимости от конкретных условий.

Оценка влияния выполняемых работ на окружающую среду и существующие конструкции - еще один важный этап любого ремонта в обводненных грунтах. Проводя ремонтные работы, необходимо тщательно анализировать, как эти действия могут повлиять на экосистему региона, включая возможные изменения в гидрологическом режиме, порчи растительности и влияние на качество воды. Кроме того, это также включает оценку воздействия на соседние строения и инфраструктуру, чтобы избежать возникновения осадков, трещин или других повреждений.

Эти последовательные этапы исследовательской и проектной работы необходимы для успешного выполнения ремонтных операций и минимизации рисков как для окружающей среды, так и для устойчивости сооружений. [4] Важно помнить, что каждое из принятых решений должно быть обосновано тщательным анализом и оценкой, что позволит обеспечить не только качество выполняемых работ, но и их безопасность и эффективность.

Предложенные результаты внедрения новых технологий и подходов в области ремонта конструкций в обводненных грунтах могут значительно изменить способы, которыми проводится эта критически важная работа. Одним из основных аспектов является использование шпунтовых перекрытий, которые могут значительно снизить риски, связанные с обрушением окружающих грунтов и

конструкций. Традиционные методы ремонта часто оказываются недостаточно эффективными в условиях повышенной влажности и нестабильного грунта, что делает необходимость разработки более надежных решений еще более актуальной.

Для наглядного анализа эффективности различных типов шпунтовых конструкций были проведены вычисления предельной несущей способности, долговечности и финансовой эффективности трех основных типов шпунтов: стальных, ПВХ и деревянных. Все расчеты были выполнены для одинаковых условий: уровень подземных вод - 2 метра, тип грунта - глина, а также для песчаного и суглинистого грунтов. Для каждого из типов шпунтов определялись следующие параметры: предельная несущая способность (Q), долговечность (Т) в годах и приблизительная стоимость (С) установки на погонный метр.

1. Стальные шпунты:

- Предельная несущая способность (Q): 400 кН/м
- Долговечность (Т): 30 лет (с учетом коррозии)
- Стоимость установки (С): 60000 руб/м

2. ПВХ шпунты:

- Предельная несущая способность (Q): 230 кН/м
- Долговечность (Т): 50 лет (устойчивы к коррозии)
- Стоимость установки (С): 45000 руб/м

3. Деревянные шпунты:

- Предельная несущая способность (Q): 270 кН/м
- Долговечность (Т): 15 лет (с учетом обработки)
- Стоимость установки (С): 40000 руб/м

Для анализа общей стоимости на 1 погонный метр с учетом предполагаемой замены шпунтов в течение 50 лет (с учетом долговечности):

Общая стоимость стальных шпунтов (замена через 30 лет):

$$C(\text{сталь}) = 60000 + 60000/30 \cdot 20 = 60000 + 40000 = 100000 \text{ руб/м}$$

Общая стоимость ПВХ шпунтов (замена не требуется, срок службы 50 лет):

$$C(\text{ПВХ}) = 45000 \text{ руб/м}$$

Общая стоимость деревянных шпунтов (замена через 15 лет):

$$C(\text{дерево}) = 40000 + 40000/15 \cdot 35 = 40000 + 93333.33 = 133333.33 \text{ руб/м}$$

На основе проведенных расчетов можно сделать следующие выводы:

1. Стальные шпунты показывают высокую предельную несущую способность, но имеют существенные затраты на обслуживание и замену, что делает их финансово невыгодными для длительной эксплуатации в обводненных условиях.

2. ПВХ шпунты являются наиболее экономически эффективными при долгосрочном использовании, благодаря высокой долговечности и низким затратам на установку. Это делает их идеальным выбором для работы в агрессивных средах и высоких уровнях подземных вод.

3. Деревянные шпунты, хотя и дешевле, имеют ограниченную долговечность, что приводит к значительно большим затратам на замену в долгосрочной перспективе.

Таким образом, выбор типа шпунтов должен основываться не только на текущих затратах, но и на предсказуемой долговечности и условиях эксплуатации, что позволяет оптимизировать как технические, так и экономические параметры строительных работ в обводненных грунтах.

Внедрение шпунтовых перекрытий позволяет не только улучшить устойчивость горных массивов, но и повысить скорость выполнения ремонтных

работ. Использование этих конструкций обеспечивает стабильность во время процесса ремонта, обозначая границы рабочей зоны и предотвращая попадание влаги и рыхлого грунта в область выполнения работ. Это, в свою очередь, позволяет избежать задержек и ускоряет процессы, связанные с укладкой и монтажом новых конструктивных элементов. Способность удерживать грунт и регулировать уровень подземных вод делает шпунтовые перекрытия идеальным выбором для сложных гидрогеологических условий, особенно в ситуациях, когда традиционные методы погружения шпунтов могли бы оказаться неэффективными.

Экспериментальные исследования, выполненные в рамках данной работы, предоставляют осязаемые данные, подтверждающие преимущества применения современных материалов для производства шпунтов. Использование таких материалов, как стали с повышенной коррозионной стойкостью и композитных материалов, не только способствует улучшению прочности и длительности эксплуатируемых конструкций, но и дает возможность конструкции лучше справляться с условиями повышенной влажности. В результате, шпунты, изготовленные из этих современных материалов, становятся более надежными в плане долговечности, снижая риски последующего разрушения и необходимость повторных ремонтов.

Адекватный выбор материалов, учитывающий специфические характеристики обводненных грунтов, позволяет достигать высоких показателей прочности конструкций даже в неблагоприятных условиях. Это также уменьшает затраты на обслуживание и ремонт, создавая экономически целесообразные решения. Кроме того, оптимизация выбора и применения шпунтовых перекрытий может значительно сократить сроки выполнения проектов, что делает их более привлекательными для заказчиков и подрядчиков.

Введение новых методов работы с шпунтовыми конструкциями в ремонте обводненных грунтов требует комплексного подхода, который подразумевает обучение персонала, проектирование с учетом сезонных факторов и внедрение современных технологий. Обучение специалистов новым методам работы с шпунтовыми конструкциями является важным этапом, поскольку правильно подготовленный персонал - это залог успешной реализации всех этапов ремонтных работ. Специалисты должны не только знать, как правильно устанавливать и проектировать шпунты, но и уметь адаптироваться к изменяющимся условиям в ходе выполнения работ. Программа обучения может включать как теоретические, так и практические аспекты, позволяя работникам накапливать опыт и осваивать современные методики, что в целом повысит качество проводимых работ и обеспечит безопасность на строительных площадках.

Кроме того, необходимо разрабатывать проекты с учетом сезонных изменений состояния грунта и уровня подземных вод. Изменения в природных условиях могут существенно влиять на поведение грунта, и учет этих факторов на этапе проектирования позволит обеспечить устойчивость конструкций на протяжении всего срока их эксплуатации. Четкое понимание того, как грунт будет реагировать на различные климатические условия, как сезонный спад или подъем уровня подземных вод, поможет избежать неожиданных ситуаций во время ремонта, снижая риски обрушений и необходимость дополнительных затрат на устранение последствий. [5]

В заключение, проведение ремонтных работ в обводненных грунтах с использованием шпунтовых перекрытий представляет собой эффективный способ

минимизации рисков и обеспечения долгосрочной стабильности конструкций. Научная значимость данного исследования заключается в систематизации существующих подходов и предложении новых методов, способствующих повышению надежности строительных работ в сложных условиях. Важно осознавать, что внедрение данных рекомендаций может значительно изменить подходы к проведению ремонтов в сложных гидрогеологических условиях, обеспечивая как экономическую эффективность, так и усиливая безопасность и устойчивость объектов. Очевидно, что успешная реализация предложенных мер потребует скоординированных усилий всех участников процесса: от проектирования до непосредственного выполнения работ, что в конечном итоге будет способствовать развитию строительной отрасли в целом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лукина, Н. Л. Выбор метода погружения шпунта при берегоукреплении в условиях плотной городской застройки / Н. Л. Лукина. — Текст : непосредственный // Строительство и архитектура. — URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vybor-metoda-pogruzheniya-shpunta-pri-beregoukrepnenii-v-usloviyah-plotnoy-gorodskoy-zastroyki> (дата обращения: 06.04.2025).
2. Особенности шпунтовых работ на водонасыщенных грунтах / Строй Потенциал. — URL: <https://stroy-potencial.ru/o-kompanii/blog/osobennosti-shpuntovyh-rabot-na-vodonasyshennyh-gruntah> (дата обращения: 06.04.2025).
3. Шпунтовые работы с водой: правила погружения / Вектор. — URL: <https://vector-shpunt.ru/blog/shpuntovye-raboty-s-vodoy/> (дата обращения: 06.04.2025).
4. Елякин, Д. С. Технологические особенности возведения заглубленных сооружений в обводненных и затопляемых участках / Д. С. Елякин. — Текст : непосредственный // Science Forum. — URL: <https://scienceforum.ru/2020/article/2018020069> (дата обращения: 06.04.2025).
5. Гилевская, М. С. Особенности проведения ремонтных работ в условиях заболоченной местности / М. С. Гилевская, А. А. Юргенс. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2021. — № 51 (393). — С. 37-38. — URL: <https://moluch.ru/archive/393/86903/> (дата обращения: 06.04.2025).

АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ ДЛЯ РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДА

Н.Е. Вершинин

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: nik2000ver@mail.ru

Аннотация. В настоящей статье производится анализ существующих ремонтных конструкций, предназначенных для устранения дефектов и дефектных секций нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, которые были выявлены при проведении внутритрубной диагностики и другими методами неразрушающего контроля.

Ключевые слова: нефтепровод, нефтепродуктопровод, дефект, дефектная секция, ремонтная конструкция (РК), внутритрубное диагностирование, неразрушающий контроль, муфта.

Трубопроводные системы, как правило, располагаются подземно, в агрессивной среде и подвержены электрохимической коррозии, что приводит к различным типам дефектов. Согласно п.7 ОР [1] необходимо проводить комплект работ по проведению диагностирования технологических участков магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, по результатам которого формируется перечень дефектов, которые необходимо устранить до истечения предельного срока эксплуатации. Ввиду выполнения контрактных обязательств по транспортировке продукта, не всегда есть возможность устранить все дефекты в период плановых остановок МН/МНПП. В связи с чем для устранения дефектов на линейной части применяются ремонтные конструкции, не требующие остановки работы МН/МНПП для установки.

В данной статье производится анализ существующих ремонтных конструкций (РК), применяемых на объектах ПАО «Транснефть».

Для ремонта дефектных секций и отдельных дефектов действующих магистральных трубопроводов могут применяться следующие методы ремонта:

- шлифовка;
- заварка;
- установка ремонтных конструкций;
- вырезка.

Согласно п. 6.2.2 РД [2] к конструкциям для постоянного ремонта относится композитная муфта (П1), обжимная приварная муфта (П2), галтельная муфта (П3, П4, П5, П6), патрубок с эллиптическим днищем (П7), муфтовый тройник (П8), разрезной тройник (П9), герметизирующий чоп (П10).

Композитная ремонтная конструкция (П1) – предназначена для устранения дефектов геометрии, дефектов стенки участков трубы и дефектов сварных швов.

Приварная ремонтная конструкция (П2) – предназначена для ремонта дефектов стенки участков трубы и вмятин.

Галтельная муфта (П3) – предназначена для ремонта кольцевых сварных швов.

Галтельная муфта (П4) – предназначена для ремонта кольцевых сварных швов и чопов вблизи поперечного шва.

Галтельная муфта (П5) – предназначена для ремонта кольцевых сварных швов.

Галтельная муфта (П6) – предназначена для ремонта дефектов типа гофр.

Патрубок с эллиптическим днищем (П7) – предназначен для ремонта патрубков, отверстий и несанкционированных врезок, а также применяется для приварки временного вантуза для освобождения трубопровода (на вырезаемом участке).

Муфтовый тройник (П8), разрезной тройник (П9) – предназначен для ремонта вантузов, сигнализаторов пропуска средств очистки и диагностирования, отборов давления, патрубков, отверстий и несанкционированных врезок.

Ремонтная конструкция (П10) чоп – предназначен для ремонта одиночных сквозных отверстий диаметром до 40 мм (в том числе после устранения патрубков) на участках трубопровода.

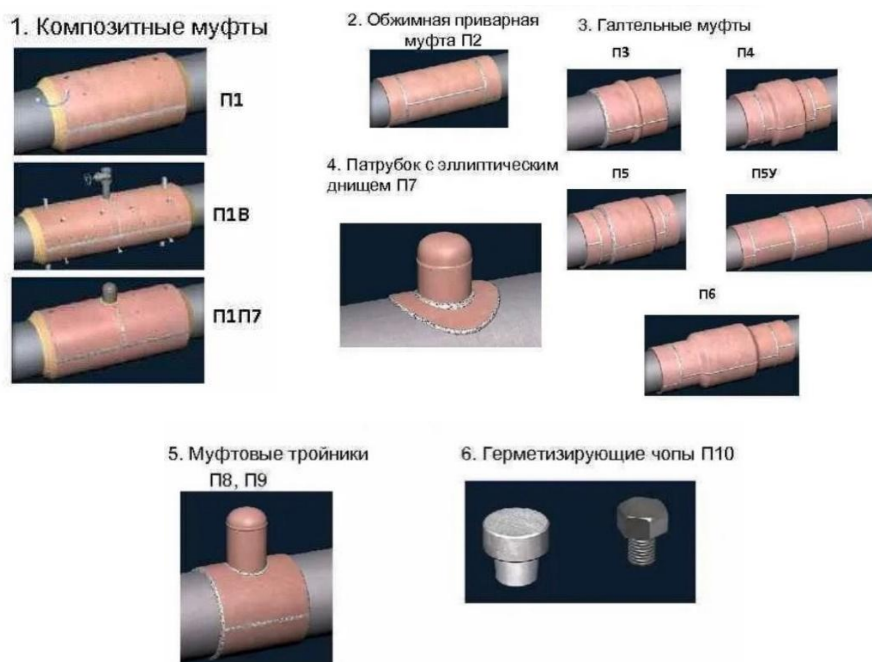


Рисунок 1. Виды ремонтных конструкций

Размеры муфт определяются из условий исключения их вырезки на срок не менее 6 лет, но не более срока эксплуатации трубопровода. Если на секции уже установлена муфта, размер устанавливаемой муфты определяется из условия исключения их вырезки на срок не менее 2 лет.

Ремонтные конструкции позволяют устранить дефекты и дефектные секции без остановки трубопровода, но данный метод является временным, для полного устранения дефектов на линейной части необходимо использовать метод вырезки «катушкой» или производить замену участка.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ОР-19.100.00-КТН-010-18 – Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Внутритрубно диагностирование магистральных трубопроводов. 2017. 96 с.
2. РД-23.040.00-КТН-140-11- методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. 2011. 80 с.

РЕМОНТНЫЕ КОНСТРУКЦИИ ДЛЯ ВРЕМЕННОГО РЕМОНТА ПОВРЕЖДЕНИЙ ТРУБОПРОВОДА

Н.Е. Вершинин

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

e-mail: nik2000ver@mail.ru

Аннотация. В настоящей статье рассматриваются вопросы, связанные с разработкой конструкций для временного ремонта с локализацией аварийного выхода нефти/нефтепродукта, с последующей вырезкой в период плановой остановки трубопровода.

Ключевые слова: нефтепровод, нефтепродуктопровод, авария, ремонтная конструкция, локализация.

ПАО «Транснефть», являясь ключевым элементом энергетической отрасли Российской Федерации определяет своими высшими и неизменными приоритетами обеспечение охраны жизни и здоровья работников, повышение уровня энергоэффективности, обеспечение требований промышленной безопасности и охрану окружающей среды.

Своевременная локализация места отказа в случае разгерметизации трубопровода сокращает количество потерь нефти/нефтепродукта, снижает уровень загрязнения окружающей среды, уменьшает затраты на восстановительные работы.

При появлении дефекта трубопровода типа трещина, риска, свищ коррозионного или иного происхождения наиболее эффективным методом устранения течи нефти/нефтепродукта является применение на подводящих трубопроводах НПС/ЛПДС, в труднодоступных местах, а также при близком расположении параллельных коммуникаций – хомутовых ремонтных конструкций.

Данная конструкция позволит оперативно ликвидировать истечение нефти/нефтепродукта, путем герметизации места дефекта прокладочным маслобензостойким материалом, после герметизации зачистить рабочее место от замазученности, подготовить котлован к вырезке катушки.



Рисунок 1. Хомутовая муфта

Магнитная мост-рамка позволит временно устранить течь наружного трубопровода, трубопровода в земле с поврежденной изоляцией, стенки резервуара, цистерны и т.д.

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

Данная конструкция применима для большинства типов поверхностей металла (в зависимости от уплотняющего элемента), такие как углы, изгибы, сварные швы.



Рисунок 2. Магнитная мост-рамка

Еще одним методом временного устранения дефекта на трубопроводе предлагаю применение приварной металлической заплата заплата с герметизирующим элементом с последующей обваркой муфтой П2.

Металлическая заплата с герметизирующим элементом накладывается на трубопровод и прижимается звеньевым центратором или цепной струбциной до прекращения истечения продукта, заплата обваривается, вокруг заплаты накладывается муфта П2 с технологическим отверстием под размер заплаты и также обваривается.



Рисунок 3.1. Ремонтная заплата с муфтой П2

Данный метод ремонта позволит обеспечить безопасную эксплуатацию трубопровода до следующей плановой остановки.

При накладке дополнительной муфты с технологическим отверстием происходит усиление шва самой заплаты, что увеличивает надежность конструкции.



Рисунок 3.2. Технологическая карта сварки ремонтной металлической заплаты

Для устранения дефектов методом вырезки «катушкой», при объеме откачки 300 м³, для трубопровода диаметром 1200 мм требуется – 43 часа. Применение данных конструкций для временного ремонта позволит значительно сократить время на локализацию аварийного разлива и быстрее продолжить работу магистрального трубопровода, что минимизирует отклонение от плана перекачки и способствует выполнению контрактных обязательств.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ОР-75.200.00-КТН-0085-21 – Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок организации планирования и оформления остановок магистральных трубопроводов организации системы «Транснефть». 2021. 221 с.
2. РД-23.040.00-КТН-140-11- методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. 2011. 80 с.

УДК 66-5

ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ БЕЗОТКАЗНОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

В.Н. Формазюк, А.А. Гашенко

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: potecha@yandex.ru

В работе рассмотрены методологические основы теоретического анализа безотказности промышленных насосных агрегатов на этапе эксплуатации. Проводится описание закономерностей возникновения отказов, сопряжённое с регламентами сервисного обслуживания и нормативами вибрационного состояния, позволяет прогнозировать ресурс и снижать вероятность внезапной остановки оборудования без применения дорогостоящих экспериментальных стендов.

Ключевые слова: надёжность, безотказность, насос, эксплуатация, Weibull, MTBF

Понятие безотказности для насосной техники формируется на перекрёстке гидродинамики, материаловедения и теории вероятностей. С философской точки зрения безотказная работа означает непрерывное сохранение всех функциональных свойств агрегата в пределах, заданных конструктором, при любом допустимом сочетании давления, температуры, кавитационных колебаний и механических колебаний вала. Вероятностный подход описывает этот процесс через функцию надёжности $R(t)$, которая равна вероятности того, что в момент времени t агрегат остаётся работоспособным. На практике $R(t)$ задаётся априорно, на основании данных завода-изготовителя или испытаний, однако реальная эксплуатация вносит коррективы: изменение реологии перекачиваемой среды, случайные удары в напорном трубопроводе, деградация эластомерных элементов уплотнений, разупрочнение металлических поверхностей по механизму усталостной коррозии. Эти факторы вызывают смешанный характер распределения отказов; в

статистических выборках крупного промышленного парка зачастую наблюдается совмещение ранних брачных случаев, случайных внешних воздействий и износа, обусловленного кумулятивной усталостью. Универсальный инструмент для описания такого поведения — распределение Вейбулла, позволяющее с помощью единого параметра формы β различать типы повреждений. С ростом β функция интенсивности отказов приобретает возрастающий характер, что указывает на доминирование усталостных процессов. Если β близок к единице, ситуация соответствует случайному потоку событий, как правило, обусловленных производственными нарушениями или дефектами конструкции [1].

Типология насосов в контексте надёжностного анализа охватывает центробежные, осевые, диагональные, плунжерные, шестерённые и винтовые машины. Каждый класс характеризуется собственным доминирующим сценарием повреждения. Центробежные установки, составляющие свыше семидесяти процентов мирового промышленного фонда, наименее терпимы к несоосности ротора, исчезновению балансировки рабочего колеса и деградации опорно-уплотнительного узла. Осевые агрегаты подвержены эрозии лопастей из-за неустойчивого режима обтекания, что усугубляется при перекачке запесоченной воды: начальная шероховатость поверхности растёт, формируя очаги кавитационной коррозии. Диагональные варианты занимают промежуточное положение по гидравлическому КПД и демпфирующим характеристикам, однако статистика фиксирует у них повышенную вероятность усталостной трещины в основании лопатки при работе на частичной подаче. Плунжерные насосы демонстрируют иной ансамбль рисков, связанных с износом поршневых колец, утечкой через сальниковый узел и циклической нагрузкой на шток; для них чрезвычайно важен отслеживание фаз газораспределения и совместимость смазочно-охлаждающей жидкости с уплотнительными материалами. Шестерённые и винтовые машины, применяемые для вязких нефтепродуктов, уязвимы к абразивному износу зубчатого зацепления и термическому расширению корпуса: при перегреве зазор уменьшается, вязкость среды падает, что провоцирует сухой ход и микропластическую деформацию контактов.

Нормативно-методическое поле, регламентирующее надёжность и диагностику насосов, формируется международными и национальными документами. ISO 13709, широко известный как API 610, устанавливает требования к конструктивной прочности, материаловедению и испытаниям центробежных насосов для нефтегазовой отрасли: минимальная толщина стенок корпуса, предел усталостной прочности вала, удельная жёсткость подшипниковых опор. С точки зрения эксплуатации важнейшим становится Annex J, где задаются категориальные уровни вибрации опор, выраженные в мм/с корневого среднеквадратического значения. Дополняет картину серия ISO 20816; часть 3 адресована промышленным насосам: таблицы границ виброскорости сегментированы по группе конструкции и номинальной мощности, а методика измерения определяет ориентацию акселерометров и алгоритм расчёта общих и полосовых значений. Российская система технического регулирования использует ГОСТ R 54580 и межгосударственный ГОСТ 32945, дублирующий основные положения API 610 в части статической прочности, а также ГОСТ 12.2.124, описывающий требования охраны труда при эксплуатации помп. Современные программы технического обслуживания строятся таким образом, чтобы синхронизировать календарные

осмотры с мгновенными показателями состояния, определяемыми системами CMMS [2].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вергазов, А. Р. Обеспечение безопасности при эксплуатации электроцентробежных насосов / А. Р. Вергазов // Студенческий форум. – 2021. – № 35(171). – С. 18-19.
2. Повышение эффективности эксплуатации центробежных насосов для добычи нефти на месторождении Западный Тикрит (West Tikrit) в Ираке / А. Ф. Ал-Шареа, Н. Г. Квеско, А. А. Альмохаммад, Ю. Ф. Кайзер // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2021. – № 6. – С. 221-228.

УДК 66-5

ФАКТОРЫ, ФОРМИРУЮЩИЕ БЕЗОТКАЗНОСТЬ НАСОСА НА ЭТАПЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В.Н. Формазюк, А.А. Гашенко

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: potecha@yandex.ru

Статья посвящена трибологическим и термогидравлическим факторам, формирующим безотказность насосных агрегатов в процессе эксплуатации. На базе классической модели пограничного трения показано, как энергетический баланс тепловыделения и теплоотвода определяет скорость износа опорно-уплотнительных узлов, а значит и вероятность отказа во времени.

Ключевые слова: безотказность, трибология, смазка, тепловой баланс, насос, износ

Гидродинамический узел промышленного насоса одновременно воспринимает механическую нагрузку и контактирует с рабочей средой, выполняя задачу передачи энергии потоку. Фактическое время его службы определяется состоянием тонкой масляной плёнки, отделяющей металлические поверхности внутреннего кольца подшипника и качающегося тела. Пока температура остаётся в пределах проектного диапазона, вязкость смазки сохраняет номинальное значение, плёнка держится, износ идёт медленно, а вероятность отказа не выходит за пределы паспортных ожиданий.

Температурные колебания нарушают это равновесие. При подъёме температуры на несколько десятков градусов вязкость смазывающей среды снижается в разы; плёнка утоньшается, появляются пятна сухого контакта, трение возрастает, металл перегревается ещё сильнее. Такой «положительный обратный круг» приводит подшипник к быстрому переходу от устойчивой гидродинамики к граничному трению, где каждая неровность микропрофиля может стать очагом зарождения микротрещины. Эти процессы не требуют детальной математизации, достаточно понимать последовательность событий: перегрев — утрата вязкости — повреждение плёнки — ускоренный износ [2].

Когда к термическому фактору добавляется вибрация, ситуация осложняется. Колебательные ускорения на частотах, кратных скорости вращения вала, возбуждают резонансные колебания опорно-уплотнительного узла. Смазочная плёнка перестаёт быть сплошной; её поверхность рвётся, образуя «окна» сухого контакта. Амплитуды вибрации, угловые колебания и наличие гармоник можно наблюдать через стандартные датчики виброконтроля; при этом сами величины измерений важны меньше, чем факт возникновения устойчивого спектрального узора, указывающего на скрытое повреждение. Отдельное испытание для насосной пары создаёт кавитация. При падении абсолютного давления на всасывании до уровня насыщенных паров в полости входного патрубка формируются паровые пузырьки. Их схлопывание сопровождается локальными скачками давления до 300 МПа и температурой микрозоны выше 600 °С. По данным API 686 средний темп кавитационной эрозии на рабочем колесе при напоре 60 м составляет 0,02 мм/1000 ч, что укорачивает ресурс колеса Centrax 6×4×11 с 10 лет до 6–7 лет. ISO 9906 предписывает удерживать кавитационный запас не ниже 2 м для агрегатов категории В, иначе цикл между аварийными остановками сокращается вдвое. Материал опорно-уплотнительного узла способен отсрочить этот момент. Подшипники из AISI 52100 или 40X формируют на поверхности карбидную фазу твёрдостью 62 HRC; испытания SKF показали, что коэффициент износа k снижается с $3,1 \cdot 10^{-8}$ до $1,2 \cdot 10^{-8}$ мм³/Н·м при применении такой стали. Добавка ZnDTP в масло ISO VG 46 уменьшает коэффициент трения на 30 %, что даёт прибавку к MTBF порядка 1,4 года. Но даже лучшая металлургия бесполезна, если нарушены пределы вибрации из ISO 20816-3: для насосов мощностью до 300 кВт допустимый уровень виброскорости 4,5 мм/с RMS принижается до 2,8 мм/с при использовании магнитной муфты.

Характеристики смазок ощутимо корректируют долговечность. Переход с минерального масла на полиальфаолефиновую основу увеличивает индекс вязкости с 95 до 150 и снижает рост температуры подшипника на 8 °С. Стандарты ASTM D4378 и ISO 4406 указывают, что содержание твёрдых частиц класса 4 µm выше 1000 шт/мл увеличивает риск усталостного выкрашивания дорожки на 25 %. Именно поэтому каждый промышленный насос типа Sulzer AHLSTAR A11 или Grundfos CR25 оснащают байпасным фильтром $\beta_{10} = 200$ и датчиком влажности от 0 до 1000 ppm [1].

Наблюдение за безотказностью насосного парка опирается на ежедневный сбор параметров: температура подшипника, вибрационная скорость, давление до и после рабочей камеры, расход охлаждающей воды. Анализ годового массива из 140 агрегатов Sulzer показал: систематический рост температуры подшипника на 2 °С/месяц повышает вероятность внеплановой остановки на 12 %; усиление пика 2×RPM в спектре выше 0,2 мм/с RMS удваивает риск кавитационного отрыва уплотнения в течение последующих четырёх недель. Любая из этих тенденций купируется своевременной коррекцией режима или заменой фильтра, что позволяет вернуть оборудование в плановый график обслуживания. Таким образом, трибологический и тепловой контекст безотказности насоса складывается из взаимосвязанной мозаики явлений: перегрев снижает вязкость масла; разуплотнение плёнки увеличивает трение; вибрация и кавитация разрушают поверхностный слой; твёрдые примеси в масле усиливают усталостный износ

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Галдина, М. В. Управление качеством эксплуатации дозирочного насоса на блочной установке дозирования реагентов / М. В. Галдина // Севергеоэкотех - 2020 : Материалы XXI Международной молодежной научной конференции, Ухта, 18–20 марта 2020 года. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2020. – С. 250-254.
2. Ушаков, Е. А. Особенности эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, на примере Конитлорского нефтяного месторождения / Е. А. Ушаков // Вестник науки. – 2020. – Т. 2, № 11(32). – С. 167-169.

УДК 665.6

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ РАЗМЫВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ

В.А. Сафронов, Ю.В. Великанова

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: vas.safronov2013@yandex.ru

На днищах резервуаров с течением времени при длительной эксплуатации накапливается осадок, сокращающий полезную емкость и затрудняющий эксплуатацию резервуаров, что тем самым приводит к выводу из строя устройства размыва типа «Диоген» и к сложности постановки плавающей крыши резервуара на стойки. Осадок по площади распределяется неравномерно, наибольшая его толщина создается в участках, удаленных от приемо-раздаточных патрубков, что не позволяет точно замерять фактическое количество нефти в резервуаре. Со временем осадок уплотняется и в отдельных зонах трудно поддается размыву.

Ключевые слова: резервуар, донный осадок, размыв.

Система предотвращения образования донных отложений стальных вертикальных резервуаров представляет собой комплекс оборудования, предназначенного для размыва донных осадков в заполненном нефтью резервуаре и откачки полученной суспензии.

Для повышения эффективности использования резервуарных емкостей необходимо сохранить полезный объем нефтяных резервуаров и увеличить срок безаварийной работы оборудования и резервуара в целом.

В данной статье предлагается технологическое решение для повышения эффективности эксплуатации резервуарного парка нефтеперекачивающей станции:

а) разработка комбинированной системы размыва и предотвращения накопления трудно-извлекаемого донного осадка в резервуарах большого объема, которая включает в себя размыв винтовым устройством типа «Диоген» и применение веерных сопел типа СВК-ЭН.

1 Методы размыва и предотвращения накопления донных отложений в резервуарах типа РВС

1.1 Система размыва донных отложений с использованием сопла

На многих резервуарах типа РВС в соответствии с ранее действующим РД 39-30-816-82 «Правила эксплуатации резервуаров с плавающей крышей» [1] эксплуатировались стационарные системы предотвращения накопления и размыва донных отложений, состоящие из системы разветвленных трубопроводов с размывающими головками на концах (двенадцать и более головок в зависимости от вместимости резервуаров). Общий вид размывающей головки СПВК-100М показан на рисунке 1.

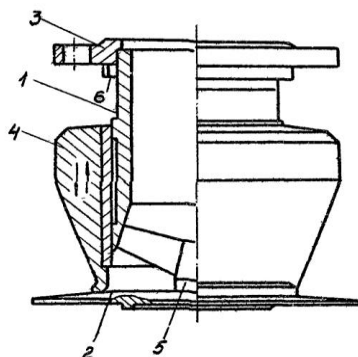


Рисунок 1. Общий вид сопла пригруженного веерного кольцевого типа СПВК-100М
1-корпус; 2- диск опорный; 3- фланец присоединительный; 4-обечайка; 5- тройник крепежный;
6- контргайка

Размыв проводится, как правило, при заполнении резервуара, при этом нефть поступает через кольцевое сопло, распределяясь по днищу резервуара в виде веерной струи, которая поднимает осевший на дне осадок и распределяет его в нефти.

Эта система состоит из группы пригруженных веерных кольцевых сопел СПВК-100М, обвязывающих их трубопроводов отсеченной задвижки, фильтра, манометра. Нефть, выходя из веерных кольцевых сопел, распространяется по днищу резервуара, смывает осадок и взвешивает его в массе нефти. Взвешенный осадок удаляется из резервуара вместе с нефтью при последующей откачке. Сопла размещены на дне резервуара таким образом, чтобы веерные кольцевые струи нефти, выходящие из всех сопел, смывали донный осадок и взвешивали его в массе нефти по возможности равномерно со всей площади днища резервуара.

При подаче нефти в сопло обечайка его за счет перепада давления внутри и вне сопла приподнимается, образуя кольцевую щель, через которую нефть распространяется по днищу резервуара в виде веерной кольцевой струи. Скорость истечения нефти через сопло поддерживается постоянной за счет изменения высоты щели в зависимости от расхода нефти. При прекращении подачи нефти в систему обечайка сопла под собственным весом опускается и, выполняя роль хлопушки, изолирует внутреннюю полость резервуара от трубопровода. Для эффективной работы системы должен быть установлен отдельный насосный агрегат, служащий для поочередного обслуживания всех резервуаров. В некоторых случаях могут

использоваться технологические подпорные или основные насосные агрегаты станции.

Система размыва осадка с размывающими головками рассчитана на давление не более 0,8 МПа, что является ограничивающим фактором эффективности системы.[1]

1.1.1 Недостатки размыва с помощью сопла типа СПВК-100М

Недостатком данного устройства является:

а) тяжелые донные осадки и механические примеси под давлением напорной струи из сопел плохо перемешиваются в общей массе нефти, таким образом, устройство не позволяет полностью очистить резервуар от парафинистых отложений;

б) подвижные элементы сопла подвергаются засорению, что в свою очередь приводит к снижению эффективности действия сопла.

1.2 Метод размыва донных отложений с использованием винтовой мешалки типа «Диоген»

Резервуары оснащаются СРДО и стационарными размывающими системами в следующих целях:

а) предотвращения накопления в резервуаре донных отложений для их удаления;

б) предотвращения скопления и удаления подтоварной воды;

в) обеспечения качества перекачиваемой нефти в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2020 [2].

В настоящее время нашло широкое применение УРДО «ДИОГЕН-700/700М/500», которое предназначено для создания направленных затопленных турбулентных струй в нижнем слое нефти (нефтепродукта) с вязкостью до 30 сСт в вертикальных стальных резервуарах объемом 2000-50000 м³, с целью размыва и перевода во взвешенное состояние донных отложений для последующей откачки их вместе с нефтью (нефтепродуктом), эксплуатируемые в наружных установках во взрывоопасных зонах класса «I» и «2». Моделирование потоков нефти при работе УРДО «Диоген» представлены на рисунке 2.

С целью достижения эффективного процесса размыва донных отложений при определении количества и исполнений изделий для оснащения резервуаров необходимо руководствоваться следующими рекомендациями:

а) для РВС 2000, 3000 и 5000 — «Диоген- 500» в количестве 1 шт.;

б) для РВС(П) 10000 и 20000 — «Диоген- 700» или «Диоген- 700М» в количестве 1шт.;

в) для РВСПК 50000 — «Диоген- 700» или «Диоген- 700М» в количестве 2 шт.

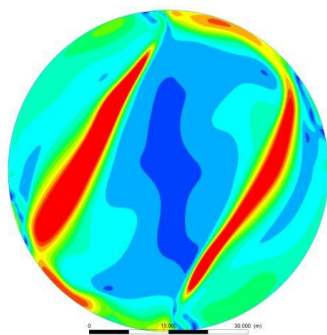
Принцип работы изделий заключается в образовании процесса перемешивания нефти (нефтепродукта) направленной затопленной струей нефти (нефтепродукта), создаваемой вращающимся гребным винтом, при котором тяжелые донные осадки и механические примеси взвешиваются в общей массе нефти (нефтепродукта). Общий вид устройства представлен на рисунке 3. Этот процесс достигается двумя факторами при работе изделий:

а) за счет непосредственного перемешивания нефти струей, создаваемой гребным винтом изделия;

б) за счет создания кругового вращения всей массы хранимой нефти в резервуаре при работе гребного винта в крайних угловых положениях [3].

а)

Velocity
Contour 1
5.000e-001
4.500e-001
4.000e-001
3.500e-001
3.000e-001
2.500e-001
2.000e-001
1.500e-001
1.000e-001
5.000e-002
0.000e+000
[m.s⁻¹]



б)

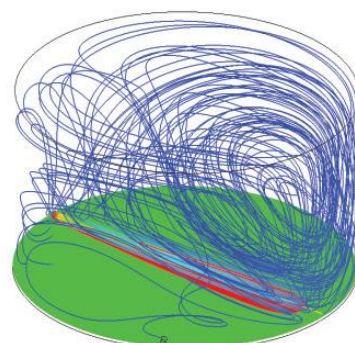


Рисунок 2. Моделирование потоков нефти при работе УРДО «Диоген»

а) Поле скоростей при температуре нефти 20 °С, в случае использования двух винтов «Диоген»; б) Линии тока для вязкости 30сСт

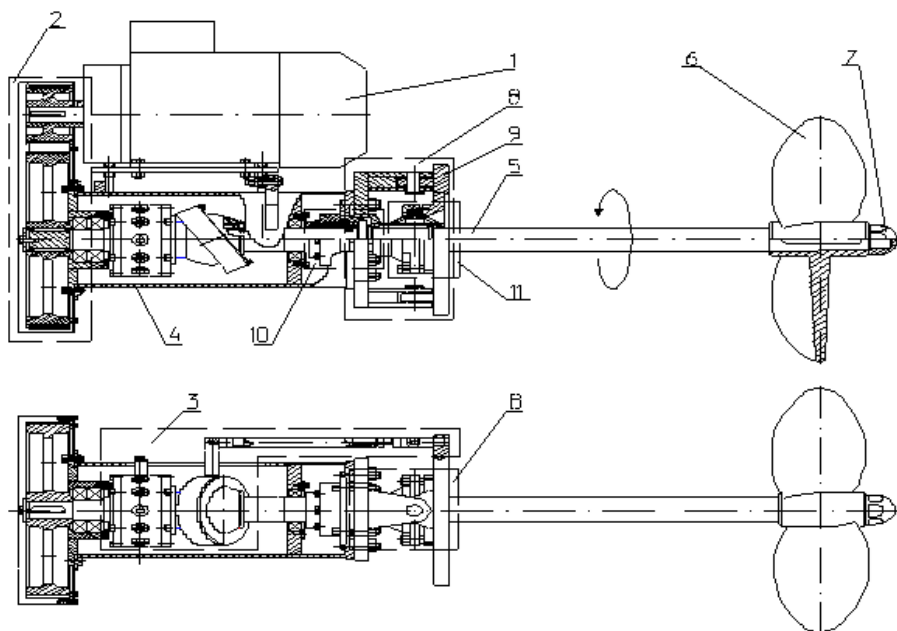


Рисунок 3. Общий вид устройства «Диоген»

1 - взрывозащищенный асинхронный электродвигатель; 2 - плоскозубчатая ремённая передача; 3 - автоматический привод поворота; 4 - корпус; 5 - вал; 6 - пропеллер; 7 - обтекатель; 8 - шарнирный узел; 9 - фланец присоединительный; 10 - торцовое уплотнение; 11 - сферическое уплотнение

1.2.1 Недостатки винтовых мешалок

Недостатками винтовой мешалки типа «Диоген» являются:

- а) при переходе осадка из рыхлого состояния в уплотненное невозможен запуск УРДО «Диоген»;
- б) недостаточная площадь размыва резервуара, с образованием зон с различной степенью взвешивания;
- в) скорость распространения струи, создаваемой пропеллером с увеличением вязкости и расстоянием уменьшается. (рисунок 4.);

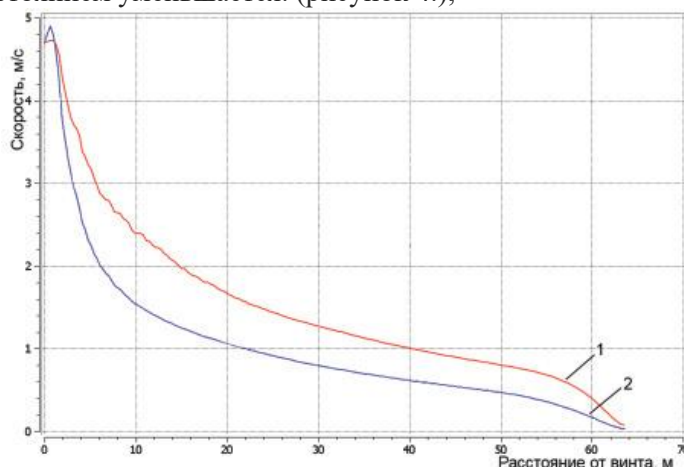


Рисунок 4. Зависимость скорости размыва от расстояния до винта
1 – при вязкости 30 сСт в резервуаре; 2 – при вязкости 50 сСт в резервуаре

2 Основные технические решения. Комбинированный способ размыва донных отложений в резервуарах типа РВС большого объема

Для надежной эксплуатации резервуаров их необходимо периодически очищать от накопившегося осадка. Резервуары из-под нефти зачищаются при необходимости: для освобождения от парафинистых отложений, высоковязких осадков, при проведении диагностики резервуара.

В статье предусматривается решение данной проблемы при текущей эксплуатации резервуара совмещенным методом с помощью:

- а) основного устройства системы размыва донных отложений в резервуаре типа «Диоген»;
- б) дополнительно установленных веерных кольцевых сопел с эксцентричными направляющими СВК-ЭН.

Система размыва донных отложений резервуаров вертикальных стальных с соплами СВК-ЭН предназначена для того, чтобы с целью сохранения проектной полезности резервуаров удалять донные отложения, которые естественно выпадают из нефти и нефтепродуктов. Технические характеристики представлены в таблице 1. и общий вид веерных сопел СВК-ЭН представлен на рисунке 5.

За счет перемещения вала устройства типа «Диоген» на угол 60° лопастной винт формирует «затопленную» струю, перемещающуюся по днищу резервуара. Таким образом, создается круговое вращение всей массы нефти в резервуаре при работе устройства в крайних положениях вала лопастного винта, что дополнительно обеспечивает благоприятные условия для размыва донных отложений и их улучшенное перемешивание. Установленные в основании головки кольцевая щель и

радиально эксцентрично расположенные направляющие создают веерную центробежную струю, которая, во-первых, локально размывает осадки в радиусе 6-9 м, а во-вторых, турбулентный поток, вызванный веерным соплом, обеспечивает срывание и подъем донного осадка, поддерживает донный осадок во взвешенном состоянии и обеспечивает перемешивание продукта в резервуаре.

Благодаря сочетанию размыва струями, создаваемыми соплами, а также струей (струями), формируемой лопастями устройства, обеспечивает существенное повышение эффективности размыва не только рыхлых, но и уплотненных донных отложений в резервуаре [4].

Для откачки нефти, с взвешенным в ней осадком, из резервуара в предлагаемой системе предусмотрен трубопровод. В системе установлен дополнительный трубопровод для закачки нефти в резервуар [4].

Таким образом, данная технология позволяет:

- а) снизить нагрузки на вал с пропеллером устройства типа «Диоген»;
- б) увеличить площадь размыва донного осадка;
- в) сократить время процесса размыва.

Технологические операции по размыву и удалению из резервуара донных отложений осуществляются в следующей последовательности:

- а) заполнение резервуара нефтью до уровня, обеспечивающего безопасную работу оборудования;
- б) размыв донных отложений с подачей нефти через систему размыва и запуском УРДО «Диоген»;
- в) откачка размываемых донных отложений в смеси с нефтью.

Техническое обслуживание при эксплуатации заключается в осмотре сопел в следующие сроки:

- а) в весенне-летний период - не менее одного раза в месяц;
- б) при температуре ниже нуля - не менее двух раз в месяц.

Таблица 1. – Технические характеристики сопла веерного СВК-ЭН

№	Наименование параметров		СВК-ЭН-100	СВК-ЭН-150	СВК-ЭН-400
1	Условный проход сопла DN		100	150	400
2	Максимальное давление Р, МПа		0,6	0,6	0,6
3	Расход нефти через сопло, м3/ч		100-200	100-250	400-600
4	Максимальная скорость истечения нефти из сопла, м/с		12	12	12
5	Потери напора, м, не более		До 15	23-48	До 15
6	Габаритные размеры, мм, не более	Диаметр,	180	270	500
		Высота,	182	271	414
7	Масса, кг, не более		7,6	21,5	75

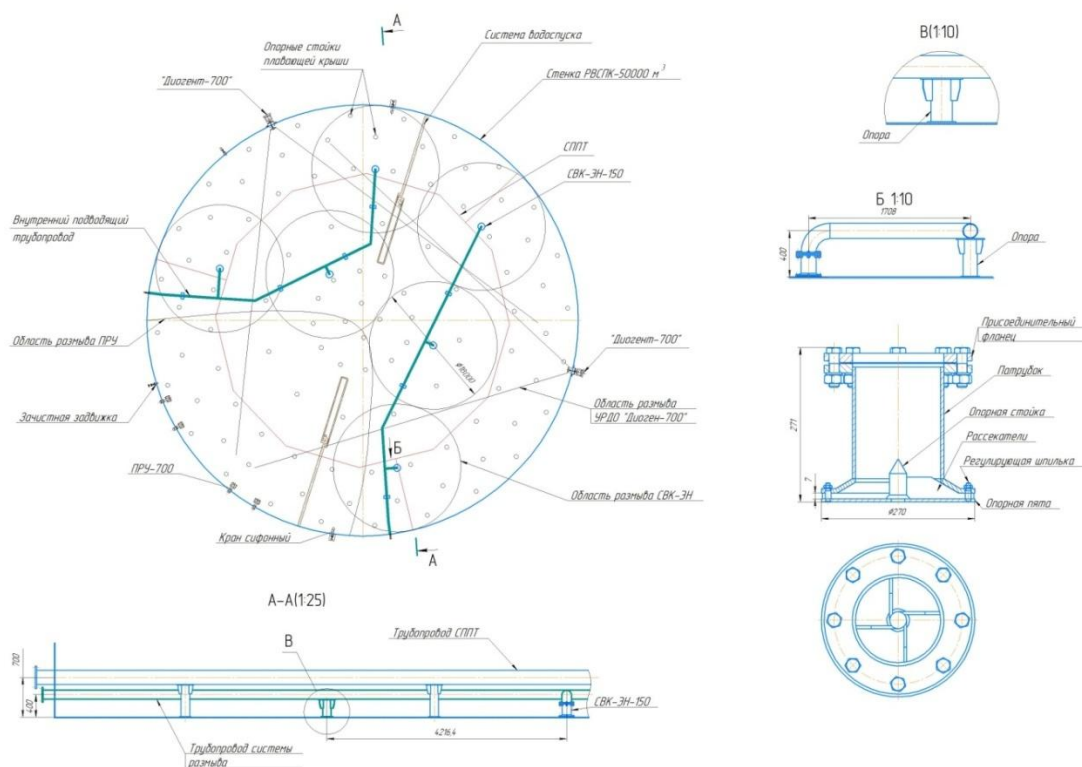


Рисунок 5. Конструкция комбинированной системы размыва

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. СП 36.1330.2016. Магистральные трубопроводы. Утв. [приказом Федерального агентства по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству \(Госстрой\) от 25 декабря 2012 г. N 108/ГС](#) и введен в действие с 1 июля 2013 г
2. ГОСТ Р 51858-2020. Нефть. Общие технические условия. Введ. 2021-07-01, Росстандарт
3. РЭ 1021.25.309.00.00.000. Устройство для размыва донных отложений в резервуарах с высоковязкой нефтью и нефтепродуктами «Диоген-500/600/700-СПМ-П». Введ. ПАО «Транснефть»
4. Патент № RU 141740 U1. Галеев И.И. Система удаления донных отложений из нефтяного резервуара. Владелец: Открытое акционерное общество "Северо-западные магистральные нефтепроводы" (ОАО "СЗМН")

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО УЧЕТУ И СНИЖЕНИЮ КОЛИЧЕСТВА ОСАДКА В ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЕ

В.А. Сафронов, Ю.В. Великанова

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: vas.safronov2013@yandex.ru

Оценивая перспективы добычи нефти в мире, можно констатировать – эпоха дешевой и легко добываемой нефти закончилась. Ресурсы тяжелых и вязких нефтей в мире оцениваются в 700 млрд тонн, что сопоставимо с мировыми запасами обычной нефти. В РФ запасы тяжелых и вязких нефтей составляют 7,2 млрд тонн или 28,6% от балансовых запасов, которые сосредоточены на 267 месторождениях. Годовой темп прироста разведанных извлекаемых запасов нефти по РФ составил в 2012 г. 1,25%, тяжелой нефти- 1,52%, высоковязкой нефти -3% от общего запаса ресурсной базы. Тяжелые и вязкие нефти будут основным сырьем на ближайшие 50–70 лет, в следствии чего возникает необходимость постоянного увеличения пропускной способности трубопроводного транспорта, поскольку при транспортировке тяжелых нефтей возникает много серьезных проблем, обусловленных высокой вязкостью нефтяных флюидов, образованием асфальтосмолопарафинистых отложений (АСПО) [1].

Ключевые слова: резервуар, донный осадок, извлечение, экологичность.

Для повышения эффективности использования резервуарных емкостей необходимо сохранить полезный объем нефтяных резервуаров и увеличить срок безаварийной работы оборудования и резервуара в целом.

В данной статье предлагается технологическое решение для повышения эффективности эксплуатации резервуарного парка нефтеперекачивающей станции:

а) разработка технологического комплекса по учету и снижению себестоимости путем извлечения трудно-извлекаемых донных накоплений на узловых нефтеперекачивающих станциях, находящихся в непосредственной близости к нефтеперерабатывающим заводам (НПЗ) с учетом строительства дополнительных резервуаров-отстойников, предназначенных для извлечения осадка и дальнейшего направления на НПЗ.

1 Распределение и роль в нефтяной промышленности тяжелых высоковязких нефтей

Добыча ТН растет, но гораздо более медленными темпами, чем увеличивается доля ТН в запасах, и в 2012 году составила 45,5 млн. т (около 10%).

Извлекаемые запасы тяжелой нефти (ТН) по федеральным округам (ФО) существенно отличаются как по объемам, так и по структуре. Распределение добычи ТН РФ по федеральным округам показано на рисунке 1. Основной объем добычи ТН в России приходится на Приволжский ФО - 46 %.

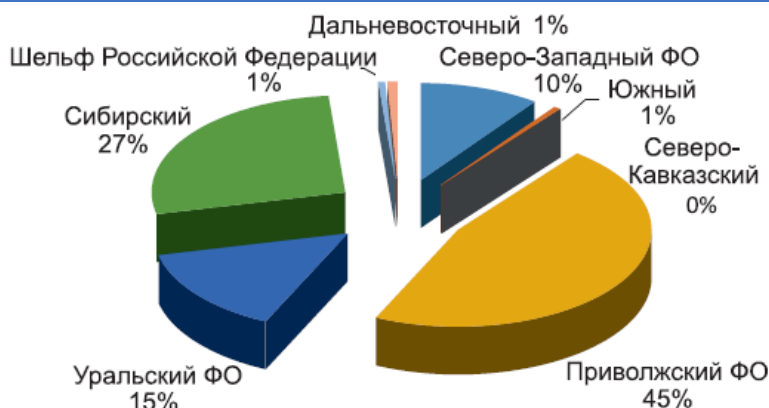


Рисунок 1. Распределение добычи ТН РФ по федеральным округам

Тяжелые высоковязкие нефти (ТВН) являются не только углеводородным сырьем, но и источником ценных попутных компонентов, в первую очередь ванадия и никеля. Высокая концентрация этих металлов отмечена в нефтях Ромашкинского, Ново-Елховского, Степноозерского, Зимницкого, Усинского, Тобойско-Мядсейского и многих других месторождений. Тяжелые нефти Ярегского месторождения помимо ванадия и никеля содержат также титан, молибден, ртуть.

Добыча, транспортировка и переработка ТВН требует применения специальных технологий и дополнительных затрат по сравнению с обычной нефтью. В настоящее время добыча ТВН осуществляется нередко при помощи технологий для обычных нефтей, что оборачивается более высокими издержками производства, низкими коэффициентами нефтеизвлечения. Высокое содержание серы и металлов в тяжелых нефтях негативно сказывается на качестве нефти, сокращает срок службы оборудования. Ценные попутные компоненты безвозвратно теряются в виде высокотоксичных выбросов, нанося существенный экологический ущерб окружающей среде. По экспертным оценкам, потери ванадия в добываемых ТВН превышает 5 тыс. т/год, что составляет треть от ежегодной добычи этого металла в России[2].

2 Основные технические решения. Технологический комплекс по учету и снижению количества осадка в трубопроводной системе

Предлагается включить в ГОСТ Р 51858-2020 [3] параметр характеризующий процент содержания высоковязких компонентов, которые влияют на себестоимость транспортировки. При этом введение данной поправки в [3] создаст условие для дополнительного стимулирования процессов извлечения донного осадка (процент которого зависит от количества высоковязких компонентов) и последующей отправки на НПЗ для дальнейшей переработки, а не захоронению, - как в настоящее время

Экономичное и эффективное извлечение остатков тяжёлых высоковязких компонентов, ароматических углеводородов, асфальто-смоло-парафинистых веществ с высокой концентрацией металлов и сернистых соединений, которые обычно накапливаются в резервуарах для хранения сырой нефти/нефтепродукта. Способы удаления этих остатков с целью дальнейшей

переработки для получения пригодного к использованию различного продукта, которое может в дальнейшем использоваться в промышленности.

Для комплексного решения проблемы предлагается применять на узловых пунктах трубопроводного транспорта нефти, например, как площадка «Самара», расположенная вблизи с Куйбышевским и Новокуйбышевским НПЗ технологию по отделению нефти от высокомолекулярных компонентов с последующей отгрузкой на переработку.

Со временем объем, занимаемый этими остатками (и шламами) в резервуаре для хранения, становится заметным. Этот объем будет продолжать увеличиваться с каждой последующей закачкой партии нефти в резервуар для хранения, тем самым уменьшая полезный объем резервуара.

В конечном итоге, либо для максимизации и восстановления вместимости резервуара, либо для опорожнения резервуара в целях осмотра или ремонта и тому подобных соображений, эти остатки (шламы) должны быть удалены из резервуара.

Повышенный интерес стал проявляться к энергетической ценности остатков, так как благодаря эффективному использованию остатков в качестве топлива или сырья можно очистить окружающую среду. Ключом к энергетической привлекательности этих остатков являются два фактора:

а) удаление остатков из резервуаров с низкой стоимостью;

б) очистка остатков с низкой стоимостью, что позволяет использовать их либо в качестве топлива, либо в качестве сырья для дальнейшей нефтепереработки.

Этот общий процесс обеспечивает эффективное и экономичное средство удаления и рекуперации захваченных остатков углеводородов со дна резервуаров и приносит дополнительный доход нефтеперерабатывающему заводу в отличие от предшествующего уровня техники, в котором тем же нефтеперерабатывающим заводам приходилось расходовать значительные суммы на удаление и безопасную утилизацию этих остатков в качестве "отходов".

Метод удаления донных отложений в процессе эксплуатации на узловых станциях заключается в размыве всей массы нефти совместно с донным осадком, включающем в себя тяжёлые высоковязкие компоненты, ароматические углеводороды, асфальто-смоло-парафинистые вещества с высокой концентрацией металлов и сернистых соединений. Размытый осадок откачивают из технологического резервуара в отдельно дополнительно сооруженный резервуар-отстойник для сбора нефтешлама см. рисунок 3. После отстаивания нефть возвращают обратно в технологический резервуар, а осевший ценный осадок накапливается и при достижении нормативного уровня вместимости резервуара-отстойника отправляется на дальнейшую переработку. Общий вид резервуара-отстойника представлен на рисунке 2.

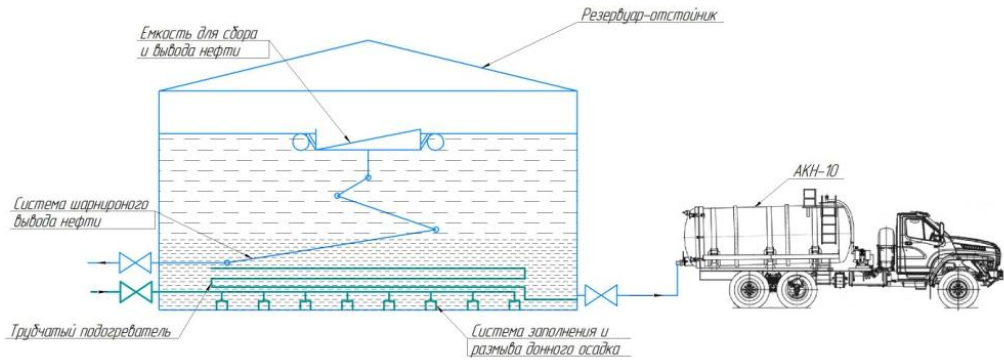


Рисунок 2. Общий вид резервуара-отстойника

Заполнение резервуара-отстойника осуществляется через систему размыва и предотвращения накопления уплотнения нефтешлама, состоящей из веерных кольцевых сопел, аналогичным в железобетонных резервуарах (ЖБР).

Для откачки из резервуара-отстойника и отправки на дальнейшую переработку осадка использовать АКН-10 с вакуумным насосным агрегатом с возможностью подключения к линии откачки нефтешлама. Как правило, для удаления остатков этого вещества вязкость остатка должна находиться в таком диапазоне, чтобы всасывающая головка между входным концом трубопровода и внешним входом насоса была полностью приемлемой для надлежащей практики перекачки.

Для обеспечения желаемой температуры осадка применить теплоноситель, который будет достаточно нагревать для облегчения мобилизации нефтешлама. Тепловая энергия передается остаточному материалу с помощью нагревательного устройства, который находится непосредственно во внутренней части резервуара в контакте с донными остатками. Средство нагрева включает в себя использование нагревательного змеевика, который может представлять собой петлю из труб, расположенных внутри остаточного материала, который нагревается с помощью источника нагрева, такого как пар, горячая вода, горячее масло, электрическая энергия.

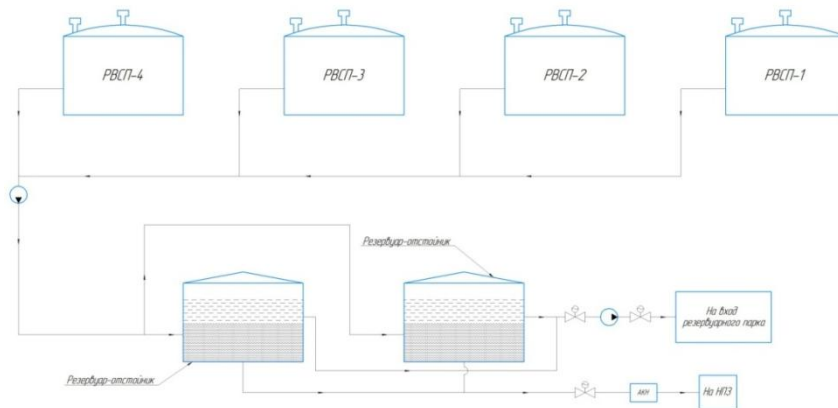


Рисунок 3. Технологический комплекс по извлечению АСПО из технологических резервуаров

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Муллакаев М.С., Муллакаев Р.М., Волкова Г.И. Техно- экономическое обоснование сонохимической технологии транспортировки высоковязких нефтей. [Электронный ресурс]// «Энергетика и рациональное природопользование», 2014- Режим доступа: <https://cyberleninka.ru>.
2. Искрицкая Н.И., Макаревич В.Н. Необходимость ускоренного освоения месторождений тяжёлых высоковязких нефтей на территории России [Электронный ресурс]// «Энергетика и рациональное природопользование», 2014- Режим доступа: <https://cyberleninka.ru>.
3. ГОСТ Р 51858-2020. Нефть. Общие технические условия. Введ. 2021-07-01, Росстандарт.

МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ

**АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ФАКТОРОВ НА
КОРРОЗИОННУЮ СТОЙКОСТЬ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И
МЕХАНИЗМЫ РАЗРУШЕНИЯ**

К.В. Парфенов, Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: kparfenov@mail.ru

В статье рассмотрены основные эксплуатационные и средовые факторы, влияющие на коррозионную стойкость насосно-компрессорных труб (НКТ). Проанализированы механизмы разрушения металла в условиях действия агрессивных компонентов, механических напряжений и гидродинамических воздействий, таких как фреттинг-коррозия и кавитация. Представлены выводы, подтверждающие необходимость комплексного подхода к обеспечению надежности НКТ.

Ключевые слова: насосно-компрессорные трубы, фреттинг, кавитация, механизмы разрушения.

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) являются неотъемлемой частью внутрискважинного оборудования, обеспечивая транспортировку нефти и газа в процессе эксплуатации скважин. Состояние и надежность НКТ оказывают прямое влияние на эффективность добычи углеводородов, а также на объемы простоев и затраты на ремонтно-восстановительные работы.

Эксплуатация НКТ подразделяется на несколько основных этапов [1]:

–Подготовительные работы, расчет и подбор компоновок насосно-компрессорных труб, завоз-вывоз труб в бригады текущего и капитального ремонта скважин (ТКРС);

–Проведение на скважине спуско-подъемных операций (СПО);

–Эксплуатация насосно-компрессорных труб.

Цех добычи нефти и газа (ЦДНГ) обязан обеспечить эксплуатацию НКТ в соответствии с требованиями ГОСТ 633-80 и РД 39-136-95.

Современные условия эксплуатации нефтяных и газовых скважин предъявляют все более жесткие требования к надежности насосно-компрессорных труб (НКТ). Разрушение труб в процессе эксплуатации становится одной из ключевых проблем, особенно при разработке месторождений, где наблюдается сочетание агрессивных химических сред и высоких механических нагрузок. Обострение этой проблемы требует системного анализа факторов, влияющих на срок службы НКТ, а также эффективности различных методов защиты металлоконструкций от коррозионных и механических разрушений.

Коррозионное воздействие, как один из основных факторов деградации НКТ, рассматривается в литературе с разных позиций — от анализа химического состава среды до характеристик используемых материалов [2-8]. В результате среди всех элементов внутрискважинного оборудования именно НКТ подвержены наибольшему износу. Их выход из строя приводит не только к значительным

прямым затратам на ремонт или замену, но и к серьезным косвенным потерям, обусловленным вынужденным простоем скважин.

Коррозионная стойкость сталей, используемых в конструкции насосно-компрессорных труб, определяется совокупностью ряда факторов, как связанных с характеристиками самого материала, так и с условиями эксплуатации. В первую очередь, важным параметром выступает качество металлической заготовки: сюда входят, химический состав стали, структура, количество и природа неметаллических включений, а также состояние наружной поверхности.

Не менее значимым является состав рабочей среды. Повышенное содержание агрессивных соединений — таких как углекислый газ (CO_2), сероводород (H_2S), ионы хлора (Cl^-) и кислород (O_2) — резко снижает коррозионную стойкость материалов. Существенное влияние оказывает микробиологическая активность среды, особенно при наличии сульфатредуцирующих и тионовых бактерий, способных ускорять коррозионные процессы.

Дополнительным деструктивным фактором служит высокая степень обводненности скважины, которая способствует увеличению электропроводности среды и интенсификации электрохимических реакций. Также следует учитывать напряженно-деформированное состояние труб, возникающее в процессе взаимодействия с внутрискважинным оборудованием, особенно в условиях высокой глубины и давления.

Неотъемлемой частью анализа является оценка гидродинамики транспортируемой среды. Неоднородности потока, турбулентность и высокие скорости жидкости создают условия для возникновения гидроабразивного износа, что ускоряет разрушение металла. Температурный режим скважины оказывает непосредственное влияние на скорость химических реакций, а водородный показатель среды (pH) определяет направленность и интенсивность коррозионных процессов.

Анализ научных трудов [9-22] позволил определить эксплуатационные факторы, усугубляющие протекание коррозионных процессов.

Существенное внимание уделяется взаимосвязи между механическими напряжениями и коррозионной стойкостью материалов. Как показывают исследования, разрушение металлов под воздействием совокупности коррозионной среды и напряжений приобретает особую актуальность в условиях переменных нагрузок, свойственных нефтегазодобыче [9]. Напряжения различной природы (макро-, микро- и субмикроуровня) оказывают неоднозначное влияние на устойчивость металла, снижая его термодинамическую стабильность, вызывая пластические деформации и нарушая сплошность защитных слоев. Эти процессы усиливают электрохимическую неравномерность поверхности, что способствует ускоренному развитию коррозии.

Особо следует отметить влияние переменных напряжений, которые не столько усиливают общую коррозию, сколько провоцируют появление микротрещин. Эти трещины постепенно перерастают в макродефекты, приводящие к явлению коррозионной усталости [9, 21]. Причем характер разрушения может быть как транскристаллитным, так и межкристаллитным, в зависимости от природы материала и условий воздействия. Отличительной особенностью коррозионной усталости является то, что трещинообразование происходит преимущественно в моменты растягивающих напряжений.

Не менее значимыми факторами являются процессы, связанные с истиранием поверхности металла. В условиях присутствия коррозионной среды абразивное воздействие усиливает разрушение труб за счет удаления защитной пленки и обнажения свежих участков металла, что провоцирует дальнейшее коррозионное взаимодействие [9]. В частности, фреттинг-коррозия возникает в зонах микровибраций сопряженных поверхностей и приводит к накоплению продуктов износа. Этот процесс усиливается в присутствии кислорода, что превращает его в особую форму — фреттинг-окисление.

Следует отдельно рассмотреть явление коррозионной кавитации, возникающее при образовании и схлопывании пузырей в потоке жидкости. Кавитационные удары разрушают как защитные пленки, так и непосредственно металл, способствуя возникновению глубоких дефектов на поверхности труб. Исследования указывают на то, что интенсивность разрушения может достигать значительных скоростей, а характер напряжений соотносится с размерами отдельных кристаллов металла, что подчеркивает важность учета напряжений второго рода [9, 22].

Таким образом, проведенный анализ факторов, влияющих на коррозионную стойкость насосно-компрессорных труб, и рассмотрение механизмов их разрушения позволяет сформулировать следующие выводы:

1) Коррозионная стойкость НКТ определяется широким комплексом факторов, включающим как качество металла, так и характеристики среды и условий эксплуатации. Особое значение имеют содержание агрессивных компонентов, микробиологическая активность среды, температура, pH и обводненность.

2) Внутренние и внешние механические напряжения, возникающие в процессе эксплуатации, играют ключевую роль в инициировании и развитии коррозионных повреждений. Наибольшую опасность представляют переменные растягивающие напряжения, вызывающие усталостные процессы и формирование микротрещин.

3) Установлено, что механизмы разрушения НКТ включают в себя не только классическую электрохимическую коррозию, но и сопряженные процессы: фреттинг-коррозию, кавитационное разрушение, гидроабразивный износ. Эти явления существенно ускоряют деградацию материала труб.

4) Эффективная защита НКТ от коррозии требует комплексного подхода, включающего оптимальный выбор материалов, учет условий эксплуатации, а также применение современных методов антикоррозионной защиты и мониторинга состояния труб.

5) Полученные результаты могут быть использованы при проектировании скважин и выборе эксплуатационной стратегии, направленной на повышение надежности и продление срока службы насосно-компрессорных труб.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шайдаков В.В., Ямалиев В.У., Забиров Ф.Ш., Костиловский В.В., Кулагина Е.А. Насосно-компрессорные трубы. Конструкция, эксплуатация, дефекты, ремонт : учебное пособие ; под общ. ред. проф. Шайдакова В.В. – Москва – ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 156 с.
2. Nyborg R. Controlling Internal Corrosion in Oil and Gas Pipelines // Business Briefing: Exploration & Production: The Oil & Gas Review. – 2005. – ISSUE 2. – P. 70–74.
3. Corrosion in the Oil Industry / D. Brondel [et al.] // Oilfield review. – 1994. – April. – P. 4–18.

4. Алексеев Ю.В. Подбор коррозионно-стойких НКТ к условиям месторождений ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ВОСТОК» // Инженерная практика. – 2012. – № 1. – С. 64–71.
5. Князькин С.А., Иоффе А.В., Выбойщик М.А., Зырянов А.О. Особенности коррозионного разрушения насосно-компрессорных труб при эксплуатации в средах с повышенным содержанием углекислого газа // Металловедение и термическая обработка металлов. – 2012. – № 10. – С. 10–14.
6. Даминов А.А. Коррозионные поражения подземного оборудования добывающих скважин на месторождениях Западно-Сибирского региона. Исследование причин коррозии, разработка и применение мероприятий по снижению коррозионного воздействия // Инженерная практика. – 2010. – № 6. – С. 26–36.
7. Сафонов В.Н., Ким С.К. Эксплуатация осложненного коррозией фонда скважин в ООО «Лукойл-Коми» // Инженерная практика. – 2012. – № 1. С. 50–59.
8. Ивановский В.Н. Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от нее // Коррозия. Территория Нефтегаз. – 2011. – № 1. – С. 18–25.
9. Жук Н.П. Курс коррозии и защиты металлов / Н.П. Жук. – Москва.: Металлургия, 1968. – 407 с.
10. Шлугер М.А., Ажогин Ф.Ф., Ефимов Е.А. Курс коррозии и защиты металлов: учеб. пособие. – Москва: Металлургия, 1981. – 215 с.
11. Улиг Г.Г., Ревы Р.У. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику: пер. с англ. А.М. Сухотина, А. И. Хентова ; под ред. А. М. Сухотина Л.: Химия, - 1989 - 455 с.
12. Бахвалов Г.Т., Турковская А.В. Коррозия и защита металлов. – Москва: Металлургиздат, 1999. – 311 с.
13. Гоник А.А. Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения. – М.: «Недра», 1976. – 192 с.
14. Саакян Л.С. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии. – Москва: Недра, 1985. – 209 с.
15. Розенфельд И.Л. Коррозия и защита металлов. – М.: Металлургия, 1970. – 448 с.
16. Семенова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В. Коррозия и защита от коррозии. – Москва: Физматлит, 2002. – 336 с.
17. Колотыркин, Я.М. Металл и коррозия. – Москва: Металлургия, 1985. – 88 с.
18. Дж. Скалли. Основы учения о коррозии и защите металлов. – Москва: Мир, 1978. – 224 с.
19. Логан Х.Л. Коррозия металлов под напряжением. Пер. с англ. М., «Металлургия», 1970. 340 с.
20. Ажогин Ф.Ф. Коррозионное растрескивание и защита высокопрочных сталей. М., «Металлургия», 1974. 256 с.
21. Рябченко А.В. Коррозионно-усталостная прочность стали. М., Машгиз, 1953. 179 с.
22. Богачев И.Н. Кавитационное разрушение и кавитационностойкие сплавы. М., «Металлургия», 1972. 189 с.

АНАЛИЗ МЕХАНИЗМОВ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОЙ КОРРОЗИИ СТАЛИ В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ И МЕРЫ ЕЁ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ

К.В. Парфенов, Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: kparfenov@mail.ru

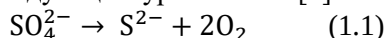
В статье рассмотрены механизмы микробиологической коррозии стали в промышленных условиях, с акцентом на роль сульфатвосстанавливающих бактерий. Описаны условия их активности, влияние продуктов метаболизма на коррозионные процессы и особенности формирования биоценозов. Представлен обзор методов предотвращения коррозии, основанный на анализе современных исследований.

Ключевые слова: микробиологическая коррозия, сульфатвосстанавливающие бактерии, сероводород, биоплёнка, питтинг, насосно-компрессорные трубы, антикоррозионная защита.

Микробиологическая коррозия металлов представляет собой специфический тип разрушения, возникающий под воздействием жизнедеятельности микроорганизмов, и в последние годы всё чаще регистрируется в условиях эксплуатации нефтегазового оборудования. Эта форма коррозии, входящая в более широкий класс электрохимических и биохимических процессов, характеризуется тем, что микроорганизмы способны как напрямую участвовать в электрохимических реакциях, так и косвенно влиять на них путём изменения локальных условий среды.

На внутренних стенках насосно-компрессорных труб (НКТ) в процессе эксплуатации формируется микробный биоценоз — совокупность различных видов микроорганизмов, способных активно взаимодействовать между собой и с металлической поверхностью. Продукты их метаболизма, в частности сероводород, углекислый газ и органические кислоты, изменяют электрохимический потенциал среды, способствуют локальному снижению pH и участвуют в формировании агрессивных соединений, таких как сульфиды металлов. Жизнедеятельность микроорганизмов возможна исключительно в условиях повышенной влажности, что делает оборудование в нефтегазовой промышленности особенно уязвимым. При этом микроорганизмы могут воздействовать на кинетику электродных реакций, ускоряя или инициируя коррозионные процессы [1].

Основной механизм биокоррозии связан с активностью сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ), таких как *Desulfovibrio desulfuricans*, которые восстанавливают сульфаты (SO_4^{2-}) до сульфидов (S^{2-}) в анаэробной среде. Процесс можно выразить следующим уравнением [2]:



В результате этого взаимодействия образуется сероводород, который реагирует с железом, формируя сульфид железа (FeS). Последний, в свою очередь, способствует образованию гальванических микропар $\text{Fe}-\text{FeS}$, где железо выступает в роли анода и активно разрушается. При этом на поверхности металла может

формироваться плёнка осадков, создающая условия для локального подкисления среды, что дополнительно интенсифицирует коррозионный процесс.

Особенно опасной является питтинговая форма коррозии, развивающаяся под осадками FeS. Такие очаги характеризуются автокаталитическим развитием: изолированная анодная зона подвергается локальному накоплению ионов H_3O^+ , что приводит к снижению pH, усилению растворения металла и увеличению площади разрушения. Этот тип коррозии особенно характерен для нейтральных бескислородных сред и может быть диагностирован по наличию продуктов разрушения чёрного цвета, легко отслаивающихся от поверхности, под которыми обнаруживаются глубокие язвы и питтинги [3].

Ключевыми питательными компонентами для СБВ являются сульфаты и углеродсодержащие соединения. Их активность наблюдается при концентрации SO_4^{2-} в пластовой воде свыше 15 мг/дм^3 . Источником углерода выступают углеводороды продуктивных пластов, а также растворённые в воде органические соединения, такие как уксусная кислота, бензол, толуол и ксилол. Особенно благоприятные условия создаются при закачке морской воды, содержащей до 2700 мг/дм^3 сульфатов. После попадания в пласт микроорганизмы активируются, формируя устойчивые биоплёнки, способные длительное время сохранять жизнеспособность даже в агрессивных условиях.

Следует различать анаэробную и аэробную микробиологическую коррозию. В первом случае коррозия развивается за счёт жизнедеятельности СБВ в бескислородной среде, где основным продуктом метаболизма является сероводород. Во втором случае, характерном для зон с частичным доступом воздуха, активны серо- и железоокисляющие бактерии. Они способствуют образованию серной кислоты и оксидов железа, соответственно, что также приводит к разрушению металлической поверхности. Отложения, формируемые этими бактериями, могут маскировать очаги коррозии и препятствовать доступу защитных веществ к поражённой зоне.

Теоретическая модель микробиологической коррозии основана на представлении о том, что микроорганизмы изменяют параметры анодных и катодных реакций. Присутствие таких соединений, как сероводород, элементарная сера и органические кислоты, ведёт к деполяризации поверхности и ускорению растворения металла. Классические уравнения Tafel и Butler–Volmer требуют адаптации при моделировании систем с участием бактерий, так как метаболиты изменяют локальную электропроводность, pH и состав электролита [4].

Биоценоз, формирующийся в системе, представляет собой устойчивую и самоподдерживающуюся структуру, в которой продукты жизнедеятельности одних видов служат субстратами для других. В таких сообществах наблюдается высокая степень устойчивости к биоцидным воздействиям, особенно при наличии биоплёнок. Это требует разработки комплексных подходов к защите, сочетающих химические, физико-механические и электрохимические методы.

Анализ отечественной и зарубежной литературы [1–10] показывает, что борьба с микробиологической коррозией требует системного подхода. Наиболее эффективными считаются следующие меры: исключение заражения среды микроорганизмами, контроль химического состава воды и нефти, применение ингибиторов и гербицидов, подбор стойких материалов, организация катодной защиты и регулярная очистка оборудования от отложений. При этом важно

учитывать специфику каждого месторождения, состав воды, используемой для ППД, и структуру микробного биоценоза.

Таким образом, проведённый анализ литературных источников [1–10] позволил систематизировать представления о механизмах микробиологической коррозии стали в промышленных условиях. Теоретическая база исследований подчёркивает ключевую роль сульфатовосстанавливающих бактерий в иницировании и развитии питтинговых и язвенных форм коррозии. Выявлена зависимость активности биоценозов от химического состава среды и условий эксплуатации. Сделан вывод о необходимости комплексной защиты, учитывающей как биологические, так и физико-химические аспекты процесса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мавлиев А.Р., Рогачев М.К., Мардашов Д.В., Стрижнев К.В. Исследование антикоррозионных свойств технологических жидкостей для скважинной добычи нефти // Нефтегазовое дело. – 2011. – №3. – С. 462-471.
2. Томашов, Н. Д. Теория коррозии и защиты металлов. М.: Издательство академии наук СССР. – 1960. – 591 с.
3. Андреюк, Е.И. Литотрофные бактерии и микробиологическая коррозия / Е.И. Андреюк, И.А. Козлова – К.: Наукова думка. –1977. – 157с.
4. Кац Н.Г., Стариков В.П., Парфенова С.Н. Химическое сопротивление материалов и защита оборудования нефтегазопереработки от коррозии : учеб. пособие. – 2-е изд., перераб. и доп. – Самара: СамГТУ, 2015. – 411 с.
5. Кушнарченко В.М., Чирков Ю.А., Репях В.С., Ставишенко В.Г. Биокоррозия стальных конструкций // Вестник ОГУ. – 2012. – № 6. – С. 160-164.
6. Герасименко А.А. Защита от коррозии, старения и биоповреждений машин, оборудования и сооружений: Справочник / А.А. Герасименко и др. – М.: Машиностроение. – 1987. – 784 с.
7. Каменщиков, Ф. А., Черных Н.Л. Борьба с сульфатовосстанавливающими бактериями на нефтяных месторождениях. М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика», Институт компьютерных исследований. – 2007. – 412 с.
8. Ткачева В.Э., Маркин А.Н., Кшнякин Д.В., Мальцев Д.И., Носов В. Коррозия внутрискважинного оборудования в сероводородсодержащих средах // Практика противокоррозионной защиты. – 2021. – Т. 26, № 2. – С. 7-26. – DOI 10.31615/j.corros.prot.2021.100.2-1.
9. Андреюк Е.И., Билай В.И., Коваль Э.З., Козлова И.А. Микробная коррозия и ее возбудители. Киев: Науковадумка. – 1980. – 288 с.
10. Плудек, В. Защита от коррозии на стадии проектирования: Пер. с англ. / В. Плудек. – М.: Изд-во «Мир», – 1980. – 238 с.

**АНАЛИЗ СВОЙСТВ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ
ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ ДЛЯ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ
НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБ**

К.В. Парфенов, Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: kparfenov@mail.ru

В статье рассмотрены современные антикоррозионные покрытия, применяемые для защиты внутренней поверхности нефтепромысловых труб. Проанализированы их типы, свойства, преимущества, а также основные эксплуатационные ограничения, влияющие на эффективность защиты. Отдельное внимание уделено проблемам деградации покрытий, снижению защитной функции при повреждениях и необходимости контроля их состояния в процессе эксплуатации.

Ключевые слова: антикоррозионные покрытия, нефтепромысловые трубы, внутренняя защита, полимерные материалы, коррозионная стойкость, НКТ, эпоксидные покрытия, деградация покрытий, агрессивные среды, локальная коррозия.

Применение защитных покрытий на внутренней поверхности нефтепромысловых труб является одним из наиболее эффективных способов предотвращения коррозии, что подтверждается многочисленными исследованиями [1-8]. Эти покрытия широко используются в различных сферах, где требуется повышенная коррозионная стойкость, и их выбор зависит от условий эксплуатации. Каждый тип покрытия обладает уникальным набором защитных характеристик, обеспечивая долговечность и надежность нефтепромыслового оборудования.

Наибольшее распространение получили полимерные покрытия, включая эпоксидные, новолачные и полиуретановые системы. Реже применяются силикатно-эмалевые покрытия, преимущественно для защиты внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ), а также цементно-песчаные составы, используемые для промышленных трубопроводов [9].

В настоящее время полимерные органические покрытия являются наиболее широко применяемыми материалами благодаря совокупности значимых эксплуатационных характеристик [9]:

- Высокая стойкость к воздействию агрессивных сред, включая атмосферные факторы и транспортируемые флюиды различного состава.

- Выраженные барьерные свойства, проявляющиеся в высокой химической стойкости, низкой проницаемости для газов, а также устойчивости к атмосферным воздействиям и водной среде.

- Повышенная механическая прочность, обеспечивающая сопротивление истиранию, сдвиговым нагрузкам и абразивному износу.

- Надёжная адгезия к металлическим поверхностям, способствующая увеличению срока службы защитного покрытия.

– Экономическая эффективность, обусловленная технологичностью нанесения на изделия сложной конфигурации и сравнительно низкой стоимостью, что обеспечивает широкое использование данных покрытий в нефтегазовой промышленности.

Дополнительные преимущества защитных покрытий включают [10]:

– Отсутствие влияния на прочностные характеристики НКТ.

– Сохранение первоначального проходного сечения труб без его сужения.

– Высокую устойчивость к агрессивным средам, содержащим CO_2 , H_2S , кислоты, щелочи.

– Стойкость к воздействию бактерий и механическим нагрузкам.

Использование антикоррозионных покрытий способствует также уменьшению шероховатости внутренней поверхности труб, что положительно сказывается на гидравлических свойствах потока. Этот эффект имеет особую значимость в нефтедобывающей отрасли, поскольку способствует росту дебита скважин и снижению потерь давления в трубопроводных системах [11].

В настоящее время промышленность предлагает нефтепромысловые трубы с эпоксидными, силикатно-эмалевыми и термодиффузионными цинковыми покрытиями, обеспечивающими надежную антикоррозионную защиту.

Несмотря на высокую эффективность, использование защитных покрытий имеет ряд существенных ограничений, отмеченных в исследованиях [9, 12]:

1. Деформация покрытия в процессе эксплуатации, что снижает его защитные свойства.

2. Резьбовые соединения остаются одними из наиболее уязвимых элементов подвески НКТ к развитию локальной коррозии и требуют принятия специальных защитных мер. Одним из эффективных решений в этом направлении может стать установка межнипельных предохранительных вставок.

3. В отдельных случаях качество антикоррозионных покрытий не соответствует требованиям эксплуатационных условий, что проявляется в недостаточной адгезии к металлической поверхности, возникновении отслоений, низкой устойчивости к ударным воздействиям, нарушении сплошности, неоднородности по толщине, наличии трещин и других дефектов. В связи с этим контроль физико-химических, механических и эксплуатационных свойств покрытий приобретает принципиальное значение для обеспечения их надёжной работы.

4. Взаимодействие с транспортируемыми средами, вызывающее деградацию материала.

5. Ограниченный температурный диапазон работы, особенно у полимерных покрытий, теряющих свои свойства при экстремальных температурах.

6. Старение полимерной основы, приводящее к снижению эффективности защиты со временем.

7. Диффузия агрессивных компонентов через покрытие, которая может разрушить его молекулярную структуру.

8. Низкая ударная прочность и недостаточная эластичность при эксплуатации в условиях низких температур.

9. Отсутствие надежных, точных и проверенных методов прогнозирования срока службы покрытия, что затрудняет контроль его износа.

10. Невозможность проведения внутритрубной диагностики, так как большинство существующих методов не адаптированы для работы с покрытыми трубами.

11. Неметаллические покрытия для защиты НКТ от локальной коррозии сами подвержены коррозии («старению»).

Ключевым недостатком данного метода защиты НКТ от коррозии является риск повреждения покрытия, которое может отслаиваться под действием агрессивной среды или нарушаться в результате механических воздействий, таких как сколы или царапины. При этом даже небольшой оголённый участок низколегированной стали превращается в анод по отношению к защищённой поверхности, что приводит к ускоренному растворению анодной зоны и, в конечном итоге, к сквозной коррозии трубы [13].

ЛИТЕРАТУРА

1. Сологубов А.Н. Использование внутреннего антикоррозионного покрытия на бурильных, насосно-компрессорных трубах и промысловых трубопроводах // Нефть. Газ. Новации. – 2011. – № 12(155). – С. 80–82.
2. Sorensen P.A., Kiil S., Dam-Johansen K., Weinell C.E. Anticorrosive coatings: a review // Journal of Coatings Technology and Research. – 2009. – Vol. 6, № 2. – P. 135–176.
3. Золоцкая С.М. Антикоррозионное защитное покрытие труб нефтяного сортамента // Трибуна. – 2020. – С. 48–51.
4. Швецов М.В., Бикбов Г.Б., Калачев И.Ф. Преимущество порошковых покрытий для защиты НКТ // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2015. – № 5(44). – С. 35–37.
5. Nikshunj Sharma, Sumit Sharma. Anticorrosive coating of polymer composites: A review // Materials Today: Proceedings. – 2021. – Vol. 44, Part 6. – P. 4498–4502.
6. Mishra T., Mohanty A.K., Tiwari S.K. Recent Development in Clay Based Functional Coating for Corrosion Protection // Key Engineering Materials. – 2013. – P. 93–109.
7. Thomas S., Birbilis N., Venkatraman M.S., Cole I.S. Self-repairing oxides to protect zinc: Review, discussion and prospects // Corrosion Science. – 2013. – Vol. 69. – P. 11–22.
8. Andreeva D.V., Skorb E.V., Shchukin D.G. Layer-by-layer polyelectrolyte/inhibitor nanostructures for metal corrosion protection // ACS Applied Materials & Interfaces. – 2010. – Vol. 2. – P. 1954–1962.
9. Юдин П.Е. Влияние гидротермального воздействия промышленных сред на физико-механические и эксплуатационные свойства полимерных покрытий нефтепроводов : дис. ... канд. техн. наук : 05.16.09 / Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2017. – 201 с.
10. Князева Ж.В., Юдин П.Е., Петров С.С., Максимук А.В., Прокудин А.В. Особенности эксплуатации насосно-компрессорных труб в условиях скважин коррозионного фонда // Коррозия. Территория «Нефтегаз». – 2018. – № 2(40). – С. 50–54.
11. Тюсенков А.С., Черепашкин С.Е. Причины коррозии насосно-компрессорных труб нефтепромыслов и технологическое повышение их долговечности // Научноёмкие технологии в машиностроении. – 2016. – № 6. – С. 11–16.
12. Ткачева В.Э., Маркин А.Н. Локальная CO₂-коррозия нефтепромыслового оборудования. – Уфа : РН-БашНИПИнефть, 2022. – 296 с.
13. Бриков А.В., Маркин А.Н. Покрытия для защиты НКТ от коррозии: современное состояние и перспективы технологии // Защита окружающей среды в

УДК 620.193

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИХ И МЕХАНИЧЕСКИХ АСПЕКТОВ СУЛЬФИДНОГО КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ СТАЛЕЙ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ В НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ

К.В. Парфенов, Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: kparfenov@mail.ru

В статье представлен аналитический обзор механизмов сульфидного коррозионного растрескивания сталей (СКРН) в условиях нефтепромысловой эксплуатации. Рассмотрены электрохимические и механические факторы, способствующие развитию СКРН, включая взаимодействие сероводорода с поверхностью металла, наводороживание, роль микроструктуры и напряжённого состояния стали. Особое внимание уделено анализу современных моделей анодного растворения, формированию сульфидных плёнок и влиянию химического состава среды. Обобщены данные отечественных и зарубежных исследований, раскрывающие многофакторную природу СКРН

Ключевые слова: сульфидное коррозионное растрескивание, сероводород, H_2S , углеродистая сталь, анодный процесс, наводороживание, микроструктура, напряжения, защитные плёнки, коррозия под напряжением, нефтепромысловые условия, водородное охрупчивание.

Сульфидное коррозионное растрескивание сталей (СКРН) представляет собой актуальную проблему, оказывающую критическое воздействие на надежность и безопасность эксплуатации оборудования в нефтегазовой промышленности. Являясь частным случаем коррозионного разрушения под напряжением, данный тип деградации затрагивает главным образом углеродистые и низколегированные стали, находящиеся в контакте с водной средой, содержащей H_2S . Цель настоящей работы — проанализировать современные представления о механизмах СКРН, объединяя данные, как классических исследований, так и новейших экспериментальных работ.

В основе процессов СКРН лежит сложное взаимодействие электрохимических и механических факторов. Электрохимическое поведение стали в присутствии H_2S обусловлено катодными реакциями восстановления ионов водорода и анодным растворением железа. При этом ключевую роль играет образование промежуточных сульфидных соединений, таких как макинавит, троилит, пирротин и пирит, которые формируются на поверхности металла в зависимости от температуры и концентрации H_2S в среде [1–3].

В начальной стадии процесса коррозии происходит адсорбция ионов HS^- , приводящая к смещению потенциала стали в отрицательную сторону и снижению

перенапряжения выделения водорода, что способствует ускорению катодных процессов. Хемосорбция HS^- на металлической поверхности усиливает ионизацию железа, способствуя более быстрому его растворению [1]. В дальнейшем формируется гальваническая пара между железом и его сульфидом, где последний выполняет функцию катода, усиливая локальные токи и инициируя язвенную коррозию [2].

Установлено, что характер и морфология сульфидных пленок существенно влияют на интенсивность коррозии. Плотные и пассивирующие пленки (пирит, пирротин) способны снижать скорость разрушения, в то время как пористые образования макиавита или кансита малоэффективны с точки зрения защиты [3–5]. Барьерные свойства пленки также определяются ее толщиной, пористостью и способностью к самозалечиванию при повреждении.

Дополнительную опасность представляет процесс наводороживания металла, происходящий вследствие диффузии атомарного водорода, адсорбированного на поверхности стали, в кристаллическую решетку. При этом водород концентрируется вблизи неметаллических включений, границ зерен и трещин, повышая локальные напряжения и инициируя водородное растрескивание [6–8]. Подобные механизмы подтверждаются наблюдениями за поведением высокопрочных сталей, уязвимых к этому типу разрушения, особенно при наличии остаточных напряжений или дефектов микроструктуры [9].

Механическая составляющая СКРН обусловлена как внешними, так и внутренними растягивающими напряжениями, которые, взаимодействуя с активными анодными участками поверхности, усиливают локализацию коррозии. В результате растягивающее напряжение и коррозионный процесс действуют синергетически: дефекты металла или микроструктурные неоднородности становятся концентраторами напряжений и одновременно участками активной ионизации, приводя к зарождению и росту трещин [10–12].

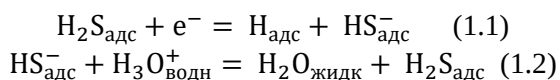
Анализ микроструктурного влияния на СКРН показывает, что плотность упаковки атомов в кристаллической решетке и наличие дефектов (дислокации, субграницы, включения) определяют как анодную активность отдельных участков, так и устойчивость защитных пленок. Несовпадение кристаллографических решеток металла и продуктов коррозии может вызывать напряжения в пленке и провоцировать её разрушение, что снижает барьерные свойства и способствует локальной активизации анодного процесса [13].

Сульфидное коррозионное растрескивание сталей (СКРН) в нефтепромысловых условиях долгое время остаётся предметом интенсивных научных исследований. Первоначальные гипотезы о механизме действия сероводорода на сталь были сформулированы ещё в начале XX века, когда было установлено катализирующее влияние сульфидов железа на процесс растворения металла [1]. Позднее Саакиян Л.С. [2] детализировал фазовый состав защитных и незащитных пленок на стали в среде H_2S , указав на значимость морфологии образующихся соединений, таких как троилит и кансит, в контексте коррозионной активности.

В 1970-х годах Иофа З.А. предложил модель с участием промежуточного комплекса $(\text{FeHS})^+$, объясняющего ускоренное растворение железа в присутствии H_2S [12]. Данная модель была позже экспериментально подтверждена Тевари и Кэмпбеллом [13], а также теоретически обоснована в исследованиях Баринаова О.Г., изучавшего локализацию коррозии в пористых сульфидных плёнках [14].

Коррозионно-механические аспекты разрушения металлов подчеркивались работами Логана Х.Л. и Ажогина Ф.Ф. [15-16], которые систематизировали роль растягивающих напряжений в переходе от равномерной к локализованной коррозии. Эти идеи нашли продолжение в исследованиях Плавич Л.А., установившего критическую роль дислокационной структуры металла в водородном охрупчивании сталей [17]. В свою очередь, Батраков В.П. показал, что границы зерен, блочные структуры и дефекты кристаллической решетки являются наименее устойчивыми к линейной локализованной коррозии при внешнем напряжении [18].

Электрохимические реакции и образование сульфидов железа являются двумя основными факторами, влияющими на коррозию H_2S . Что касается анодной реакции растворения железа, то Shoesmith и др. [19] предложили хемосорбционно-окислительный механизм коррозии H_2S , а Ма и др. [20] предложили аналогичный механизм с двумя последовательными стадиями переноса электронов. Оба эти механизма аналогичны механизму реакции растворения железа с $OH^-_{\text{водн}}$, предложенному Vockris и др. [21]. При протекании коррозионных реакций образование сульфидов железа может привести к образованию слоев продуктов коррозии на поверхности стали. Слои могут быть слабо или сильно защитными, в зависимости от продуктов и их морфологии [22-25]. На начальном этапе в качестве основного слоя на поверхности стали обычно наблюдается макинавит. В местах, где основной слой растрескивается, обычно возникает локальная или точечная коррозия [19, 26-27]. Для реакции выделения водорода в области катода была предложена реакция прямого восстановления H_2S или $HS^-_{\text{водн}}$ в кислой среде, которая могла бы обеспечить дополнительные пути для реакции выделения водорода [28]. Более того, было высказано предположение, что недиссоциированный H_2S может оказывать каталитическое действие в результате реакций (1.1) и (1.2) [23]:



Современные исследования, такие как работы Liu и Du [29], подтверждают усиление водородного и сульфидного растрескивания в условиях совмещённого воздействия H_2S и CO_2 . Исследования Crolet и Nešić [30] подчеркнули роль проводящих продуктов коррозии в формировании защитных слоев.

Список авторов, внёсших вклад в теорию и практику коррозионного растрескивания, весьма широк: это Ф.Ф. Ажогин, П.А. Акользин, А.В. Бобылев, С.Г. Веденкин, В.В. Герасимов, Л.А. Гликман, Э.М. Гутман, Е.М. Зарецкий, Г.В. Карпенко, а также зарубежные учёные – R.A. Francis, F. Shi, J.L. Crolet и многие другие. Их обобщённые результаты легли в основу современных стандартов по оценке стойкости сталей к СКРН (например, ANSI/API RP 571 [31]).

Особую роль играет инкубационный период — время, необходимое для накопления критической концентрации водорода в металле и последующего перехода от равномерной коррозии к образованию трещин. Длительность этой фазы зависит от напряжённого состояния, микроструктуры стали, а также от наличия благоприятных условий для диффузии и абсорбции водорода [14, 32-33].

Современные исследования подчеркивают влияние химического состава среды, температуры, pH и давления на характер и интенсивность коррозии. Повышение температуры, как правило, ускоряет кинетику электрохимических процессов и способствует образованию более стабильных сульфидов. Однако при

достижении определённого температурного порога возможно формирование пассивирующих соединений, уменьшающих коррозионную активность [34-36].

Электрохимические модели, описывающие процессы анодного растворения железа в присутствии H_2S , предполагают участие промежуточных комплексов типа $(FeHS)^+$, ускоряющих ионизацию металла. Эти механизмы подтверждаются кинетическими измерениями и расчетами констант равновесия, показывающими высокую вероятность образования устойчивых комплексов в условиях нефтепромыслов [15-17].

Также установлено, что среди факторов, ускоряющих СКРН, особо выделяются ионы Cl^- и SCN^- , которые усиливают локализацию коррозии за счёт разрушения пассивных плёнок и формирования активных анодных зон. В то же время повышенное содержание таких элементов, как фосфор, мышьяк и сурьма, в металле способствует образованию гидридов, увеличивающих восприимчивость к водородной хрупкости [18, 37-38].

Сероводород в транспортируемой среде значительно ускоряет коррозионное разрушение металлических труб. Установлено, что H_2S повышает восприимчивость углеродистых сталей к водородному и сульфидному растрескиванию, а также способствует образованию на поверхности металла нефтепромыслового оборудования сульфидных соединений железа [39-44].

Электрохимическое моделирование процессов СКРН, включая построение диаграмм потенциал-рН, спектроскопию импеданса и анализ поляризационных кривых, позволяет предсказывать поведение сталей в различных агрессивных средах. Эти подходы подтверждают, что сочетание сероводорода с CO_2 или кислородом значительно усложняет характер коррозии, усиливая наводороживание и увеличивая склонность к растрескиванию [39-41].

Обобщая данные многочисленных исследований, можно выделить ключевые параметры, оказывающие критическое влияние на СКРН: содержание H_2S , рН, температура, микроструктура и твердость стали, напряженное состояние, наличие неметаллических включений, а также состав и структура продуктов коррозии. Все эти факторы должны учитываться при разработке коррозионностойких материалов в нефтегазовой отрасли [42-44].

Особое внимание в литературе уделяется водородному механизму разрушения сталей при воздействии H_2S . Исследования М. Смяловского показали, что проникновение водорода в сталь усиливается при наличии гидридов элементов V и VI групп периодической системы (таких как P, As, Sb, S, Se, Te), что способствует образованию водородных пузырей и хрупкому разрушению [37]. Эти данные были дополнены работами И.С. Шпарбера, установившего роль ионов S^{2-} и HS^- в инициировании водородной деградации микроструктуры стали, особенно в зоне трёхосного напряжения, где происходит локальное накопление водорода.

Проблема локального анодного активирования, предшествующего развитию трещин в нейтральных электролитах, подробно рассматривалась Фокиным М.Н., Тимониным В.А., Васильевым В.Ю., а также Подольской С.Ш. Авторы показали, что на начальных стадиях разрушения имеет место ускорение анодного процесса при одновременном торможении катодного, что указывает на электрохимическую природу локального повреждения. Снижение кислотности расширяет область потенциалов, при которых возможно развитие СКРН, особенно в присутствии ионов Cl^- и SCN^- , дестабилизирующих пассивные плёнки.

Эти данные согласуются с выводами Батракова В.П., указывающего на повышенную чувствительность границ зерен, дислокаций и блочных структур к воздействию напряжений и агрессивной среды. Также отмечается значимость депассивации на концентраторах механических напряжений, которая, по мнению Жука Н.П. и Гутмана Э.М., может определять начальный этап роста трещины при СКРН.

Таким образом, представленные в литературе экспериментальные данные и теоретические модели свидетельствуют о многофакторной природе СКРН, где электрохимические процессы, наводороживание, структурные дефекты и механические напряжения действуют синергетически. Разнообразие исследовательских подходов подчёркивает сложность явления и необходимость его междисциплинарного изучения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гоник А.А. Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения. – М.: «Недра», 1976. – 192 с.
2. Саакиян Л.С., Ефремов А.П. Защита нефтегазопромыслового оборудования от коррозии. – Москва: Недра, 1982. – 227 с.
3. Saba N.E. Galvanic Localized Corrosion of Mild Steel under Iron Sulfide Corrosion Product Layers. A dissertation presented to the faculty of the Russ College of Engineering and Technology of Ohio University. 2018.
4. E. Sosa, R. Cabrera-Sierra, M.T. Oropeza, F. Hernandez, N. Casillas, R. Tremont, C. Cabrera, I. Gonzalez Chemical characterization of corrosion films electrochemically grown on carbon steel in alkaline sour environment // J. Electrochem. – Soc. – 2003. – Т. 150 – pp. 530-535.
5. E. Wallaert, T. Depover, I. De Graeve, K. Verbeken FeS Corrosion Products Formation and Hydrogen Uptake in a Sour Environment for Quenched and Tempered Steel // Metals. – 2018. – Т. 8. – p. 62; doi:10.3390/met8010062.
6. Markides A., Hakerman N. // Ind. Eng. Chem. – 1955 – V. 47, № 9 – P. 1773-1781.
7. Шлугер, М.А., Ажогин Ф.Ф., Ефимов Е.А. Курс коррозии и защиты металлов: учеб. пособие. – Москва: Металлургия, 1981. – 215 с.
8. Улиг Г.Г., Ревы Р.У. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику: пер. с англ. А.М. Сухотина, А. И. Хентова ; под ред. А. М. Сухотина Л.: Химия, - 1989 - 455 с.
9. Бахвалов Г.Т., Турковская А.В. Коррозия и защита металлов. – Москва: Металлургиздат, 1999. – 311 с.
10. Саакиян, Л.С. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии. – Москва: Недра, 1985. – 209 с.
11. Розенфельд, И.Л. Коррозия и защита металлов. – М.: Металлургия, 1970. – 448 с.
12. Иофа З.А. О действии сероводорода на коррозию железа и на адсорбцию ингибиторов в кислых растворах // Защита металлов. – 1970 – Т. 6, № 5 – С. 491.
13. Tewari P.H., Campbell A.B. Dissolution of iron during the initial corrosion of carbon steel in aqueous H₂S solutions // Canadian Journal of Chemistry. – 1979 – V. 57 – P. 188-196.
14. Баринов О.Г. Механизм локализации коррозии на железе в растворах, содержащих сероводород: дис...канд. хим. наук. – М., 2002 – 129 с.
15. Логан Х.Л. Коррозия металлов под напряжением. Пер. с англ. М., «Металлургия», 1970. 340 с.

16. Ажогин Ф.Ф. Коррозионное растрескивание и защита высокопрочных сталей. М., «Металлургия», 1974. 256 с.
17. Плавич Л.А. Влияние метода упрочнения сталей на их склонность к водородному охрупчиванию : диссертация ... кандидата технических наук : 05.00.00. — Москва, 1970. — 181 с.
18. Батраков В. П. Коррозия конструкционных материалов в агрессивных средах (справочник) / под ред. Г. В. Акимова. - М. : Оборонгиз, 1952. - 452 с.
19. Shoesmith, D.W., Taylor P., Bailey M.G., Owen D.G. The Formation of Ferrous Monosulfide Polymorphs During the Corrosion of Iron by Aqueous Hydrogen Sulfide at 21°C // J.Electrochem. Soc. 125, –1980. –pp. 1007-1015.
20. H. Ma, X. Cheng, G. Li, S. Chen, Z. Quan, S. Zhao, L. Niu, The influence of hydrogen sulfide on corrosion of iron under different conditions, Corros. Sci. 42 (2000) 1669–1683.
21. J.O. Bockris, D. Drazic, A.R. Despic, The Electrode Kinetics of the Deposition and Dissolution of Iron, Electrochim. Acta 4 (1961) 325–361.
22. E. Abelev, T.A. Ramanarayanan, S.L. Bernasek, Iron Corrosion in CO₂/Brine at Low H₂S Concentrations: An Electrochemical and Surface Science Study, J. Electrochem. Soc. 156 (2009) C331–C339.
23. J. Banas, U. Lelek-Borkowska, B. Mazurkiewicz, W. SolarSKI, Effect of CO₂ and H₂S on the composition and stability of passive film on iron alloys in geothermal water, Electrochim. Acta 52 (2007) 5704–5714.
24. Соловьев Н.Н., Салина Л.С., Скоробогатов В.А. Основные закономерности размещения и формирования залежей сероводородсодержащего газа // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2016 – № 1 (25). – С. 125-133.
25. Лурье Ю.Ю. Справочник по аналитической химии. Издание четвертое, переработанное и дополненное. – Москва: Химия, 1971 – 456 с.
26. W. Sun, S. Nešić, S. Papavinasam, Kinetics of Iron Sulfide and Mixed Iron Sulfide / Carbonate Scale Precipitation in CO₂/H₂S Corrosion, NACE Corros. (2006) No. 06644.
27. S.N. Smith, Current Understanding of Corrosion Mechanisms Due to H₂S in Oil and Gas Production Environments, NACE Corros. (2015) No. 5485.
28. J. Kittel, F. Ropital, F. Grosjean, E.M.M. Sutter, B. Tribollet, Corrosion mechanisms in aqueous solutions containing dissolved H₂S. Part 1: Characterisation of H₂S reduction on a 316 L rotating disc electrode, Corros. Sci. 66 (2013) 324–329.
29. J.L. Crolet, N. Thevenot, S. Nešić, Role of Conductive Corrosion Products in the Protectiveness of Corrosion Layers, Corrosion 54 (1998) 194–203.
30. J.B. Sardisco, R.E. Pitts, Corrosion of Iron in an H₂S-CO₂-H₂O System Composition and Protectiveness of the Sulfide Film as a Function of pH, Corrosion 21 (1965) 350–354.
31. ANSI/API Recommended Practice 571, 3rd Edition. Published date: March 2020 American Petroleum Institute (API), 2020 – 376 p.
32. Houyi M., Xiaoliang C., Shenhao C. // Journal of Electroanalytical Chemistry. – 1998. – № 451. – P. 11-17.
33. Колотыркин Я.М., Флорианович Г.М. Аномальные явления при растворении металлов // Итоги науки. Электрохимия. – 1971 – Т. 7 – С. 5-64.
34. Ткачева В.Э., Маркин А.Н., Кшнякин Д.В., Мальцев Д.И., Носов В. Коррозия внутрискважинного оборудования в сероводородсодержащих средах // Практика

- противокоррозионной защиты. – 2021. – Т. 26, № 2. – С. 7-26. – DOI 10.31615/j.corros.prot.2021.100.2-1.
35. Гутман Э.М., Низамов К.Р., Гетманский М.Д., Низамов Э.А. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии: учебное пособие для рабочих. – Москва: Недра, 1983 – 152 с.
 36. Жук Н.П. Курс коррозии и защиты металлов. – Москва: Металлургия, 1968. – 407 с.
 37. E. Mantzell. Z. Elektrochem., 1937, 43, №6, 303.
 38. Francis, R.A.. Stress Corrosion Cracking And Hydrogen Cracking: Differences Similarities And Confusion/ R.A. Francis // CAP. –2001. Paper No.052
 39. Feng, Ruishu & Beck, Justin & Ziomek-Moroz, Margaret & Lvov, Serguei. (2016). Electrochemical Corrosion of Ultra-high Strength Carbon Steel in Alkaline Brines Containing Hydrogen Sulfide. Electrochimica Acta. 212. 10.1016/j.electacta.2016.07.070.
 40. M. Ziomek-Moroz, Environmentally Assisted Cracking of Drill Pipes in Deep Drilling Oil and Natural Gas Wells, J. Mater. Eng. Perform. 21 (2011) 1061–1069.
 41. R.A. Carneiro, R.C. Ratnapuli, V. de F.C. Lins, The influence of chemical composition and microstructure of API linepipe steels on hydrogen induced cracking and sulfide stress corrosion cracking, A, Mater. Sci. Eng. 57 (2003) 104–110.
 42. Тюсенков А.С., Черепашкин С.Е. Причины коррозии насосно компрессорных труб нефтепромыслов и технологическое повышение их долговечности // Наукоемкие технологии в машиностроении. 2016. №6. С.11-16.
 43. Конищев К.Б., Семенов А.М., Чабан А.С., Лобанова Н.А., Кашковский Р.В. Особенности механизма коррозионного растрескивания под напряжением металла труб в средах, содержащих сероводород и диоксид углерода // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2019. – № 3(40). – С. 60-66.
 44. Петров С.С., Васин Р.А., Князева Ж.В., Андриянов Д.И., Сургаева Е.С. Коррозионное разрушение металла нефтегазопроводных труб в процессе эксплуатации и при лабораторных испытаниях // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18, № 4. – С. 102-112. – DOI 10.17122/ngdelo-2020-4-102-112.

УДК 620.193

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ВОЗДЕЙСТВИЯ H₂S НА УГЛЕКИСЛОТНУЮ КОРРОЗИЮ СТАЛЕЙ В УСЛОВИЯХ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

К.В. Парфенов, Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: kparfenov@mail.ru

В обзоре рассмотрено влияние сероводорода (H₂S) на механизмы углекислотной коррозии углеродистых и низколегированных сталей в условиях нефтепромысловой эксплуатации. Проанализированы термодинамические и кинетические аспекты формирования продуктов коррозии, таких как сульфиды и карбонаты железа, а также их взаимодействие между собой. Уделено внимание

условиям, способствующим разрушению защитных плёнок и развитию локальных форм коррозии, включая язвенную и мейза-коррозию. Показано, что даже низкие концентрации H_2S существенно влияют на протекание коррозионных процессов, изменяя их характер и интенсивность. Сделан акцент на необходимости комплексного подхода к оценке и предотвращению коррозии при проектировании и эксплуатации нефтепромыслового оборудования.

Ключевые слова: углекислотная коррозия, сероводород, H_2S , CO_2 , сульфиды железа, макинавит, пирит, сидерит, локальная коррозия, язвенная коррозия, мейза-коррозия, насосно-компрессорные трубы, углеродистая сталь, кислотно-щелочной баланс, коррозионные пленки.

В условиях нефтепромысловой эксплуатации стальные конструкции и оборудование неизбежно подвергаются коррозии, особенно в присутствии таких агрессивных компонентов, как диоксид углерода (CO_2) и сероводород (H_2S). Несмотря на схожесть внешних признаков коррозии, процессы, протекающие при взаимодействии этих газов с металлом, обладают различной природой. Целью данного обзора является комплексный анализ воздействия H_2S на углекислотную коррозию углеродистых и низколегированных сталей, выявление механизмов формирования продуктов коррозии и условий их стабильности, а также оценка последствий этих процессов с точки зрения эксплуатации нефтепромыслового оборудования.

Сероводород часто сопутствует CO_2 в добываемых флюидах и проявляет двойственную роль в коррозионных процессах. С одной стороны, он способен образовывать пленки сульфидов железа, которые при определённых условиях могут выступать в роли защитных барьеров. С другой стороны, он способствует деструкции защитных карбонатных плёнок, ускоряя развитие коррозии. Анализ литературных источников показывает, что характер протекания коррозии зависит от множества параметров, включая температуру, присутствие других ионов, в частности HCO_3^- , а также гидродинамические условия потока [1–9]. При изменении общего давления системы изменяется и парциальное давление H_2S , что, в свою очередь, приводит к изменениям в концентрации растворенного H_2S и, соответственно, к новому значению pH воды. Таким образом, химический состав воды и внешние условия оказывают значительное влияние на распределение форм сероводорода в растворе [10].

Растворение H_2S в воде приводит к образованию слабой двухосновной кислоты, что сдвигает кислотно-щелочной баланс раствора в кислую сторону. При низком pH преобладает недиссоциированная молекулярная форма H_2S , тогда как при увеличении pH на первый план выходит ионизированная форма HS^- . Это распределение напрямую влияет на электродные процессы на поверхности стали, а также на состав и структуру образующихся продуктов коррозии [10–12].

Химическое взаимодействие железа с H_2S приводит к образованию сульфидов железа, представленных в виде различных полиморфных форм, таких как макинавит, пирротин, пирит, троилит и др. Наиболее неустойчивым является макинавит, который быстро формируется на начальных стадиях коррозии, но при изменении условий может трансформироваться в более устойчивые фазы, такие как пирит. Несмотря на небольшую толщину, макинавит обладает высокой адгезией к

металлической поверхности и способен временно снижать скорость коррозии [13–18].

Однако при одновременном присутствии CO_2 и H_2S формируются смешанные пленки, в которых защитные свойства сильно зависят от соотношения карбонатных и сульфидных фаз. Так, сидерит (FeCO_3), образующийся в результате коррозии в присутствии CO_2 , может частично подавлять дальнейшую коррозию, образуя плотную пассивирующую пленку. Однако наличие хлоридов, H_2S и повышенной кислотности среды приводит к разрушению этой пленки и активации локальной коррозии [19–22].

Особое внимание в исследованиях уделяется явлению язвенной и мейза-коррозии. Эти формы повреждений возникают при локальных разрушениях защитного слоя под действием механических и химических факторов, включая высокие скорости потока и присутствие агрессивных ионов. Локальная коррозия развивается на порядок быстрее по сравнению с равномерной, что может привести к выходу из строя насосно-компрессорных труб (НКТ) за считанные месяцы эксплуатации [12, 20–22].

Интенсивность процессов локальной коррозии в значительной степени определяется кинетикой формирования продуктов коррозии и их устойчивостью. Например, снижение pH среды с 7 до 4 в присутствии H_2S приводит к увеличению скорости коррозии стали в 65 раз. В таких условиях карбонатная плёнка теряет свою эффективность, а сформировавшиеся сульфиды не в состоянии обеспечить длительную защиту, особенно при нестабильных температурно-гидродинамических режимах [11, 18].

Таким образом, при эксплуатации нефтепромыслового оборудования необходимо учитывать не только присутствие CO_2 , но и даже незначительные концентрации H_2S , способные радикально изменить механизм и скорость коррозионных процессов. Подход к обеспечению коррозионной стойкости должен включать комплексный анализ условий эксплуатации, а также разработку ингибиторных и конструктивных решений, способных компенсировать деструктивное влияние H_2S .

В заключение можно отметить, что взаимодействие CO_2 и H_2S с углеродистыми сталями в нефтепромысловых условиях формирует сложную и динамичную коррозионную среду, где различные типы отложений могут как защищать металл, так и катализировать разрушение. Понимание роли H_2S в механизмах уголекислотной коррозии и локальных форм её проявления остаётся ключевым аспектом в разработке эффективных методов защиты оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Korb, Chairmen L.J. ASM Handbook. Volume 13. Corrosion. 9th Edition. The Volume/Chairmen L. J. Korb, and D. L. Olson. ASM International, 1992. 3455 p.
2. Shreir, L.L. Corrosion / Edited by L. L. Shreir, R. A. Jarman, G. T. Burstein Oxford: Butterworth Heinemann, 2000. Vol. I. 1432 p.; Vol. 2. 1478 p.
3. Зайцев А. И., Родионова И. Г., Мальцев В. В. и др. Природа и механизмы образования в стали коррозионно-активных неметаллических включений. Пути обеспечения чистоты стали по этим включениям. Коррозионно-активные неметаллические включения в углеродистых и низколегированных сталях. - М.: Металлургиздат, – 2005. – С. 37 - 51.

4. Родионова И. Г., Бакланова О. Н., Филиппов Г. А. и др. Роль неметаллических включений в ускорении процессов локальной коррозии нефтепромысловых трубопроводов и других видов металлопродукции и оборудования из углеродистых и низколегированных сталей / сб. тр. «Коррозионно-активные неметаллические включения в углеродистых и низколегированных сталях». – М.: Металлургиздат, – 2005. – С. 7 - 14.
5. Shoesmith, D.W. The Formation of Ferrous Monosulfide Polymorphs During the Corrosion of Iron by Aqueous Hydrogen Sulfide at 21°C / D.W. Shoesmith, P.Taylor, M.G. Bailey, and D.G. Owen // J.Electrochem. Soc. 125, –1980. –pp. 1007-1015.
6. H. Ma, X. Cheng, G. Li, S. Chen, Z. Quan, S. Zhao, L. Niu, The influence of hydrogen sulfide on corrosion of iron under different conditions, Corros. Sci. 42 (2000) 1669–1683.
7. J.O. Bockris, D. Drazic, A.R. Despic, The Electrode Kinetics of the Deposition and Dissolution of Iron, Electrochim. Acta 4 (1961) 325–361.
8. E. Abelev, T.A. Ramanarayanan, S.L. Bernasek, Iron Corrosion in CO₂/Brine at Low H₂S Concentrations: An Electrochemical and Surface Science Study, J. Electrochem. Soc. 156 (2009) C331–C339.
9. J. Banas, U. Lelek-Borkowska, B. Mazurkiewicz, W. SolarSKI, Effect of CO₂ and H₂S on the composition and stability of passive film on iron alloys in geothermal water, Electrochim. Acta 52 (2007) 5704–5714.
10. Ткачева В.Э., Маркин А.Н., Кшнякин Д.В., Мальцев Д.И., Носов В. Коррозия внутрискважинного оборудования в сероводородсодержащих средах // Практика противокоррозионной защиты. – 2021. – Т. 26, № 2. – С. 7-26. – DOI 10.31615/j.corros.prot.2021.100.2-1.
11. Соловьев Н.Н., Салина Л.С., Скоробогатов В.А. Основные закономерности размещения и формирования залежей сероводородсодержащего газа // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2016 – № 1 (25). – С. 125-133.
12. Лурье Ю.Ю. Справочник по аналитической химии. Издание четвертое, переработанное и дополненное. – Москва: Химия, 1971 – 456 с.
13. Vaughan D.J., Craig J.R. Mineral chemistry of metal sulfides, first ed. – New York : Vail-Ballou, 1978 – P. 17-117.
14. Smith S.N., Joosten M.W. Corrosion of Carbon Steel by H₂S in CO₂ Containing Oilfield Environments // Corrosion 2006 Paper No. 6115 NACE International: Houston, TX, USA, 2006.
15. Saba N.E. Galvanic Localized Corrosion of Mild Steel under Iron Sulfide Corrosion Product Layers. A dissertation presented to the faculty of the Russ College of Engineering and Technology of Ohio University. 2018.
16. Lange's handbook of chemistry. Fifteenth Edition / Edited by J.A. Dean, McGraw-Hill, Inc. – New York, 1999.
17. E. Sosa, R. Cabrera-Sierra, M.T. Oropeza, F. Hernandez, N. Casillas, R. Tremont, C. Cabrera, I. Gonzalez Chemical characterization of corrosion films electrochemically grown on carbon steel in alkaline sour environment // J. Electrochem. – Soc. – 2003. – Т. 150 – pp. 530-535.
18. E. Wallaert, T. Depover, I. De Graeve, K. Verbeken FeS Corrosion Products Formation and Hydrogen Uptake in a Sour Environment for Quenched and Tempered Steel // Metals. – 2018. – Т. 8. – p. 62; doi:10.3390/met8010062.
19. C.de Waard, U. Lotz, The NACE Annual Conference and Corrosion Show «Corrosion 93». Paper No.69. Houston, Texas, 1993. P. 17.

20. Ткачева В.Э., Маркин А.Н., Маркин И.А., Пресняков А.Ю. Локальная коррозия: расчет в нефтепромысловых условиях (по данным весовых измерений) // Практика противокоррозионной защиты. – 2021. – Т. 26, № 1. – С. 28-39. – DOI 10.31615/j.corgros.prot.2021.99.1-3.
21. Маркин А. Н., Ткачева В. Э., Дресвянников А. Ф., Ахметова А. Н. Коррозия и защита нефтепромыслового оборудования : учебное пособие. – Минобрнауки России, Казан. нац. исслед. технол. ун-т. – Казань : Изд-во КНИТУ, 2022. – 188 с.
22. Ткачева В.Э., Маркин А.Н., Пресняков А.Ю., Волошин А.И., Дресвянников А.Ф. Локальная углекислотная коррозия углеродистых и низколегированных сталей в нефтепромысловых системах // Вестник Технологического университета. – 2020. – Т. 23, № 12. – С. 65-75.

УДК 622.276.6

КОМПЛЕКСНЫЙ ОБЗОР ПОВРЕЖДЕНИЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И ФАКТОРОВ ИХ ВОЗНИКНОВЕНИЯ В АГРЕССИВНЫХ СРЕДАХ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

К.В. Парфенов, Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: kparfenov@mail.ru

В данной обзорной работе проведён анализ основных видов повреждений насосно-компрессорных труб (НКТ), возникающих в процессе их эксплуатации. Рассмотрены механические дефекты, отложения и коррозионные разрушения, приведена классификация повреждений и выявлены их основные причины. Работа подчёркивает необходимость системного подхода к диагностике и профилактике повреждений НКТ с целью повышения надёжности эксплуатации нефтегазовых скважин.

Ключевые слова: НКТ, механические повреждения, эксплуатация скважин, дефекты труб.

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) представляют собой ключевой конструктивный элемент нефтегазопромысловой инфраструктуры, обеспечивающий транспортировку продукции скважины на поверхность. В процессе эксплуатации НКТ подвергаются воздействию комплекса неблагоприятных факторов – механических, химических, термодинамических и гидродинамических, – что обуславливает развитие дефектов различной природы и степени критичности. В этих условиях особую значимость приобретает своевременная диагностика технического состояния труб, а также систематизация и глубокий анализ причин и механизмов возникновения повреждений. Это, в свою очередь, является необходимым условием для обеспечения надёжности, герметичности и безаварийной эксплуатации скважинного оборудования на всех этапах жизненного цикла месторождения.

Повреждения НКТ и причины их возникновения могут варьироваться и непосредственно зависеть от состава извлекаемой жидкости, а также от типов нагрузок, действующих на НКТ.

В работах [9-10] была сформулирована классификация основных видов повреждений НКТ представленная на рисунке 1.1.

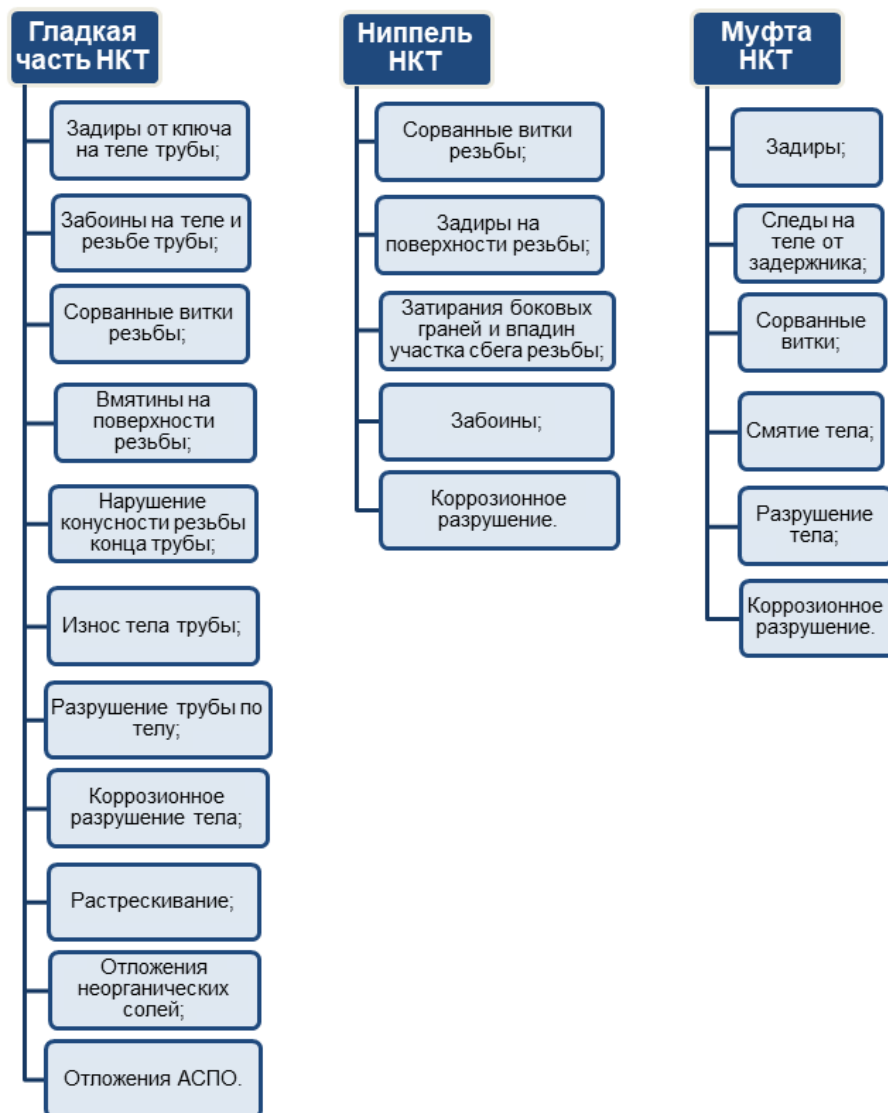


Рисунок 1 – Виды повреждений НКТ

Данную классификацию можно дополнительно разделить на три основные группы: механические повреждения, отложения и коррозионные разрушения, что позволяет систематизировать повреждения НКТ по их природе и характеру воздействия.

Механические повреждения НКТ представляют собой одну из наиболее актуальных и значимых проблем, связанных с их эксплуатацией, так как существенно снижают надежность колонн и приводят к увеличению затрат на

обслуживание. Эти повреждения возникают на различных участках трубы, включая гладкую часть, ниппель и муфту, что обусловлено как воздействием внешних механических факторов, так и нарушением технологических процессов на этапах монтажа, транспортировки и эксплуатации. Среди множества дефектов особое внимание уделяется задиру, забоям, износу резьбы и другим повреждениям, требующим глубокого анализа причин их возникновения для разработки эффективных профилактических мер.

Гладкая часть трубы наиболее подвержена механическим повреждениям, возникающим в процессе эксплуатации [9-11]. Одним из наиболее распространенных дефектов являются задиры от плашек ключа, которые образуются вследствие проскальзывания инструмента, нестабильной работы ключа или превышения допустимого крутящего момента. Такие повреждения часто связаны с использованием оборудования, не соответствующего диаметру трубы, что усугубляет проблему. Забоины на вершине витков наружной резьбы также являются распространенным дефектом, возникающим в результате ударов при транспортировке, отсутствия защитных элементов и неправильного обращения с трубами. Эти дефекты особенно заметны на торцах труб, заходных фасках и резьбовых соединениях. Не менее значимыми являются сорванные витки резьбы, которые характеризуются рваной поверхностью и утратой функциональных свойств соединения. Причинами их возникновения являются отсутствие предварительного ручного свинчивания, перекос при соединении резьбы, использование загрязненной или неподходящей смазки, а также удары при посадке трубы в муфту.

Другим распространенным дефектом являются вмятины, возникающие вследствие механических ударов, связанных с транспортировкой и отсутствием предохранительных элементов. Эти повреждения не только ухудшают внешний вид трубы, но и снижают ее механические характеристики. Также нередко наблюдается искажение геометрии резьбового конца трубы, что приводит к нарушению прямолинейности и, как следствие, к потере герметичности соединения. Такое искажение возникает при превышении предельно допустимых нагрузок, вызывающих деформацию резьбового конца. Износ тела трубы представляет собой еще одну важную проблему, которая выражается в эксцентричном уменьшении толщины стенки трубы. Это связано с трением насосной штанги о стенку трубы в процессе эксплуатации, особенно на больших глубинах [12]. Ухудшение состояния металла усугубляется воздействием агрессивных сред, способствующих развитию коррозионных процессов. Разрушение трубы по телу чаще всего вызвано несоответствием материала труб эксплуатационным условиям, наличием дефектов металла, допущенных в процессе производства, или чрезмерным натяжением колонны при освобождении от прихвата. Трещины в теле трубы являются следствием раскрытия скрытых металлургических дефектов, таких как закатанные пены, которые проявляются под воздействием эксплуатационных нагрузок.

Ниппельная часть НКТ также подвержена ряду механических повреждений, которые существенно снижают надежность колонны [9-11]. Наиболее распространенным дефектом являются сорванные витки резьбы ниппеля, возникающие при отсутствии предварительного ручного свинчивания или перекосе при соединении с муфтой. Характер повреждений, как правило, свидетельствует о том, что ниппельная часть ввинчивалась с перекосом, что привело к смятию заходной фаски и повреждению витков резьбы. Одним из характерных признаков таких дефектов является недоворот муфты при силовом свинчивании, что указывает

на превышение предела текучести и прочности материала. Задиры на первых витках резьбы ниппеля также являются частым дефектом, причиной которого служат перекося в начале свинчивания, отсутствие смазки на резьбе или удары при установке трубы в муфту. Следы от инструмента, обнаруживаемые на ниппеле, возникают из-за интенсивного механического воздействия в ходе спуско-подъемных операций, что приводит к локальным повреждениям резьбы. Разрушение резьбы ниппеля может быть связано с эксплуатацией в агрессивных нефтепромысловых средах, провоцирующих язвенную коррозию, особенно при использовании труб из неподходящих марок стали.

Механические повреждения муфты НКТ [11, 13-16] также представляют значительную проблему. Задиры по резьбе муфты формируются на первых и последних витках, сопряженных с резьбой трубы, вследствие отсутствия предварительного ручного свинчивания или перекося соединения. В нормальных условиях заходная фаска ниппеля и первые витки резьбы муфты не подвергаются воздействию, однако при перекося эти элементы неизбежно повреждаются. Следы от задержника на теле муфты появляются в результате использования захватов, не соответствующих диаметру трубы, или проскальзывания задержника, что приводит к смятию металла. Механические повреждения муфты, такие как смятие тела, часто обусловлены ударами при транспортировке или проведении погрузочно-разгрузочных работ. Продольные трещины на теле муфты формируются в результате развития дефектов металла, таких как закаты, которые при эксплуатации становятся очагами разрушения.

Таким образом, механические повреждения НКТ, включая дефекты гладкой части трубы, ниппеля и муфты, являются результатом, как технологических нарушений, так и эксплуатационных факторов.

Не менее распространенным видом повреждений является отложения неорганических солей и асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на внутренней поверхности НКТ.

Причины образования неорганических солей обусловлены рядом факторов, которые оказывают влияние на процессы осаждения. К основным причинам относятся [17-19]:

- смешение несовместимых вод в скважине;
- повышение температуры органов приводит к снижению растворимости некоторых групп солей и выпадению их в осадок;
- эксплуатация в агрессивных средах без эффективного ингибирования.

Формирование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) связано с комплексом термодинамических, гидродинамических и химических факторов, которые воздействуют на углеводородные смеси в процессе добычи. На образование АСПО существенное влияние оказывают следующие причины [20-30]:

- снижение давления на забое скважины и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов.
- концентрационный состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объема фаз;

– состояние поверхности труб.

Для условий эксплуатации НКТ главную опасность представляют общая и локальная коррозия, протекающие по классическому электрохимическому типу [31].

В таблице 1 представлены основные виды и причины возникновения коррозионных повреждений НКТ [9].

Таблица 1 – Виды и причины возникновения коррозионных повреждений НКТ [9].

Вид повреждения	Описание	Причины возникновения
Гладкая часть НКТ		
Сквозная язвенная коррозия тела трубы	Сквозные отверстия в стенке трубы, наличие коррозионных отложений на внутренней поверхности трубы	Развитие язвенной коррозии на внутренней поверхности обусловлено воздействием высоко агрессивной среды. Образуется при применении НКТ из не коррозионностойкой марки стали в агрессивных средах.
Критическое коррозионное эрозионное разрушение трубы	Значительное сквозное коррозионное поражение трубы по образующей.	Изменение толщины стенки трубы вследствие истирания ее насосной штангой и дальнейшее разрушение под воздействием агрессивной среды. Образуется при применении НКТ из не коррозионностойкой марки стали в агрессивных средах.
Язвенная коррозия	Узкие глубокие полости в металле, начинающиеся с поверхности и уходящие вглубь металла.	Возникает по местам различных дефектов (трещин от внутренних напряжений, пор, выхода на поверхность границ зерен, дислокации и т.п.). Так же возникает при наличии в средах большой концентрации ионов-активаторов (Cl^- , Br^- , I^- , HCO_3^- , CO_3^{2-}) и катионов-пассиваторов (Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , K^+). Образуется при применении НКТ из не коррозионностойкой марки стали в агрессивных средах.
Ниппель НКТ		
Разрушение резьбы ниппеля	Сквозная коррозия на резьбе ниппеля	Разрушение резьбы ниппеля в результате язвенной коррозии (эксплуатация труб в высокоррозионной группы).

Продолжение Таблицы 1.

Муфта НКТ		
Разрушение резьбы муфты	Коррозионное разрушение резьбы муфты	Разрушение резьбы муфты под действием коррозии (эксплуатация труб в нефтепромысловых средах высококоррозионной группы); Применение НКТ из не коррозионностойкой марки стали в агрессивных средах.
Разрушение муфты	Коррозионное разрушение муфты	Разрушение муфты в результате язвенной коррозии и воздействия агрессивных агентов жидкости (эксплуатация труб в нефтепромысловых средах высококоррозионной группы); Применение НКТ из не коррозионностойкой марки стали в агрессивных средах.
Электрокоррозия муфты	Разрушение поверхности муфты	Воздействие электромагнитного поля на разрушение металла.
Сквозная язвенная коррозия	Сквозные отверстия в теле муфты	Развитие язвенной коррозии на внутренней поверхности обусловлено воздействием высоко агрессивной среды

Проведённый анализ показал, что повреждения НКТ имеют различную природу и могут быть сгруппированы по характеру воздействия: механические, химические (коррозионные) и отложения. Механические повреждения, как правило, связаны с нарушениями технологических процессов при транспортировке, монтаже и эксплуатации труб, в то время как отложения и коррозия обусловлены сложными физико-химическими процессами, происходящими в агрессивных нефтепромысловых средах.

Систематизация информации о дефектах и их причинах позволяет не только обобщить существующие знания в этой области, но и служит основой для разработки эффективных методов профилактики, подбора материалов с повышенной стойкостью и совершенствования эксплуатационных технологий. Результаты анализа подчеркивают необходимость комплексного подхода к диагностике состояния НКТ, включающего как технический контроль, так и учет химических и гидродинамических условий работы скважины.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 633-80 – Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним.
2. ГОСТ 33758-2016 – Трубы обсадные и Насосно-компрессорные и муфты к ним. Основные параметры и контроль резьбовых соединений. Общие технические требования.
3. ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014) – Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия (с Поправкой).

4. ГОСТ Р 52203-2004 – Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия.
5. ГОСТ 25229-82 – Основные нормы взаимозаменяемости. Резьба метрическая коническая.
6. ГОСТ Р 56542-2015 – Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов.
7. РД 39-136-95 – Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб.
8. ТУ 14-3-1282-84, ТУ 14-3-1588-88 – Насосно-компрессорные трубы гладкие высокогерметичные с повышенной пластичностью и хладостойкостью.
9. Шайдаков В.В., Ямалиев В.У., Забиров Ф.Ш., Костиловский В.В., Кулагина Е.А. Насосно-компрессорные трубы. Конструкция, эксплуатация, дефекты, ремонт : учебное пособие ; под общ. ред. проф. Шайдакова В.В. – Москва – ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 156 с.
10. Антипов Ю.Н., Стрельников В.Ю., Фролов С.В., Михеев Д.А., Гукин А.Е., Родштейн О.С., Лехин П.Г. Виды повреждений насосно-компрессорных труб: Классификатор. – Самара: ООО «ВНИИТнефтетрубы», 2016. – 28 с.
11. Кушнаренко В.М., Репях В.С., Кушнаренко Е.В., Чирков Е.Ю. Анализ причин отказов оборудования и трубопроводов // Вестник ОГУ. – 2010. – № 10. – С. 153–159.
12. Хасанов И.Г. Истирание НКТ штангами при эксплуатации УСШН // Инженерная практика. – 2011. – № 2.
13. Егоров Ю.П., Стрелкова И.Л., Багинский А.Г. Исследование разрушения резьбового соединения насосно-компрессорной трубы // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 1. – С. 82-84. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-1-82-84.
14. Проскуркин Е.В., Петров И.В., Журавлев А.Ю., Поликарпов М.П., Большаков В.И., Дергач Т.А. Повышение эксплуатационной надежности и срока службы резьбовых соединений труб нефтяного сортамента // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 102-104.
15. Ситдииков В.Д., Николаев А.А., Макатров А.К., Малинин А.В., Филяева И.М., Миронов И.В. Комплексный подход к выявлению причин и механизмов разрушения стальных муфт НКТ // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 6. – С. 48-51. – DOI 10.24887/0028-2448-2022-6-48-51.
16. Кушнаренко В.М., Репях В.С., Тавтилов И.Ш., Решетов С.Ю. Причины повреждений муфт насосно-компрессорных труб // Известия высших учебных заведений. Поволжский регион. Технические науки. – 2020. – № 4(56). – С. 122-134. – DOI 10.21685/2072-3059-2020-4-10.
17. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений.- М.:Гостоптехиздат. – 1963. – 353 с.
18. Ибрагимов Л.Х. Борьба с солеотложениями при нефтедобыче. — В кн. Материалы 3-й региональной научно-практической конференции «Молодые ученые и специалисты народному хозяйству». (Томский госуниверситет).- Томск. – 1980. – С. 201-203.
19. Люшин С.Ф., Глазков А.А., Галеева Г.В. Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения // Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1983. – 100 с.
20. Sousa A.L., Matos H.A., Guerreiro L.P. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – № 9. – P. 2091–2107.

21. Vyatkin K.A., Ilyshin P.Yu., Kozlov A.V. Application of epoxy coatings to increase the efficiency of wax oils production // Fluid Dynamics & Materials Processing. – 2022. – № 5. – P. 1229-1241.
22. Bai J., Jin X., Wu J.T. Multifunctional anti-wax coatings for paraffin control in oil pipelines // Petroleum Science Journal. – 2019. – № 16. – P. 619-631.
23. Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М.Н. Персиянцев. – М: Недра-Бизнесцентр, 2000 – 653 с.
24. Галикеев И.А., Насыров В.А., Насыров А.М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. – Ижевск: ООО «Парацельс Принт», 2015 – 354 с.
25. Misra S., Baruah S., Singh K. Paraffin problems in crude oil production and transportation: a review // SPE Prod & Oper. – 1995. – № 10 (1). – P. 50–54.
26. Kumar A. Perspectives of flow assurance problems in oil and gas production: a mini-review // Energy & Fuels. – 2023. – № 37(12). – P. 8142-8159.
27. Тронов П.М. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. – М: Недра, 1969 — 192 с.
28. Нгуен В.Е., Александров А.Н., Рогачев М.К. Повышение эффективности работы газлифтных скважин в условиях образования органических отложений парафинового типа во внутрискважинном оборудовании на месторождении Дракон // Экспозиция. Нефть. Газ. – № 1. – 2020. – С 22 - 26.
29. Александров, А.Н. Обоснование комплексной технологии предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче высокопарафинистой нефти погружными электроцентробежными насосами из многопластовых залежей: дис. ... канд. техн. наук: 2.8.4 / Александров Александр Николаевич. – Санкт-Петербург, 2022. – 179 с.
30. Белкина С.А., Нагаева С.Н. Причины образования асфальтосмолопарафинистых отложений в НКТ // Вестник Югорского государственного университета. – 2016. – № 3(42). – С. 7-11.
31. Князева Ж.В., Юдин П.Е., Петров С.С., Максимук А.В., Прокудин А.В. Особенности эксплуатации насосно-компрессорных труб в условиях скважин коррозионного фонда. Коррозия «Территории «Нефтегаз»». – 2018. – № 2(40). – С. 50–54.

УДК 620.193

ОБЗОР ЛЕГИРОВАНИЯ КАК МЕТОДА ПОВЫШЕНИЯ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ СТАЛЕЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В НЕФТЕПРОМЫСЛОВОМ ОБОРУДОВАНИИ

К.В. Парфенов, Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: kparfenov@mail.ru

В статье представлен обзор современных методов повышения коррозионной стойкости сталей, используемых в нефтепромысловом оборудовании. Особое

внимание уделено легированию как одному из наиболее эффективных способов защиты от коррозии, а также влиянию химического состава, микроструктуры и технологических примесей на устойчивость материалов. Рассмотрены преимущества и ограничения применения коррозионностойких сталей в условиях агрессивных сред.

Ключевые слова: коррозионная стойкость, легирование, нефтепромысловое оборудование, коррозионностойкие стали, хром, никель, микроструктура, агрессивные среды, пассивная плёнка, примеси.

Повышение коррозионной стойкости конструкционных материалов является важнейшей задачей при проектировании и эксплуатации нефтепромыслового оборудования. Воздействие агрессивных сред, в том числе с содержанием сероводорода, углекислого газа, хлоридов и влаги, требует применения материалов с высокой устойчивостью к различным видам коррозии.

Одним из эффективных методов повышения коррозионной стойкости является легирование — введение в сплав специальных элементов, улучшающих его эксплуатационные характеристики. В частности, добавление хрома, алюминия, никеля, меди и молибдена существенно увеличивает стойкость к окислению и коррозии [1].

Методы повышения коррозионной стойкости металлов активно исследуются в научных работах [2-4] и патентах [5-7]. В промышленности широкое применение получили коррозионностойкие стали, такие как 13ХФА, 20ЮЧ, 20А, 20С, 09ГСФ, 12Х13, 08Х17Т, 12Х18Н10Т и другие, а также сплавы серии AISI 300 и AISI 400, сплав 825, сплав С276, которые активно используются в нефтедобывающих компаниях России.

Одним из наиболее эффективных решений проблемы коррозии является грамотный выбор марки стали для производства нефтепромыслового оборудования. Каждая нефтедобывающая компания самостоятельно формирует требования к прочности, хладостойкости и коррозионной стойкости труб, основываясь на практическом опыте эксплуатации [8].

На устойчивость нефтепромысловых труб к коррозии в агрессивных средах влияют:

Материал трубы.

Химический состав стали [9].

Микроструктурные характеристики и механические свойства стали, формируемые при термической обработке.

Как подчёркивается в исследовании [10], объёмное легирование остаётся одним из наиболее действенных методов повышения коррозионной стойкости материалов. Добавление таких элементов, как хром, никель, молибден и титан, способствует значительному увеличению устойчивости стали к агрессивным воздействиям.

Уровень коррозионной стойкости сталей определяется совокупностью различных факторов и может быть достоверно оценён исключительно на основе экспериментальных данных, включающих коррозионные и электрохимические испытания в условиях, приближённых к реальной эксплуатации.

В работе [11] сформулированы ключевые принципы, влияющие на эффективность легирования при защите от коррозионного разрушения:

Универсального метода не существует – невозможно создать сплав, одинаково устойчивый ко всем условиям эксплуатации.

Эффективность самопассивации – применение элементов, способствующих образованию защитных пассивных плёнок, повышает коррозионную стойкость.

Комбинированное легирование – сочетание элементов, замедляющих анодные процессы и усиливающих катодные реакции, является наиболее перспективным подходом.

Влияние структуры сплава – формирующийся поверхностный слой может, как замедлять, так и ускорять коррозионные процессы.

Формирование защитного слоя — коррозионная стойкость материала проявляется не мгновенно, а развивается в процессе взаимодействия с агрессивной средой. Чем быстрее формируется плотный защитный барьер, тем выше устойчивость материала к разрушению.

Структура сплава также оказывает значительное влияние: гетерогенные системы с избытком фаз демонстрируют меньшую устойчивость к коррозии по сравнению с однородными сплавами.

При проектировании коррозионно-стойких сталей необходимо учитывать присутствие постоянных примесей, подразделяемых на:

- Технологически обусловленные (Mn, Si) — применяются для раскисления стали, одновременно способствуя улучшению её механических и эксплуатационных характеристик [11];

- Вредные (S, P, N, H) — из-за слабой растворимости накапливаются на границах зёрен, образуют хрупкие соединения и негативно влияют на коррозионную стойкость.

Отдельные поверхностно-активные элементы, такие как углерод, бор и азот, в ряде случаев также могут оказывать отрицательное воздействие на свойства сталей.

Тем не менее, применение коррозионностойких сталей позволяет отказаться от дополнительных методов защиты НКТ, минимизировать риск выхода скважин из строя вследствие коррозии и, соответственно, избежать потерь добычи и затрат на ремонт. Всё это делает использование таких сталей особенно перспективным для шельфовой и подводной добычи нефти и газа [295].

Несмотря на эффективность легирования, этот метод имеет ряд существенных недостатков:

Ограниченная область применения — коррозионностойкие сплавы не всегда являются оптимальным выбором для эксплуатации в нефтепромысловых трубах. При высоких концентрациях сероводорода и углекислого газа разрушение труб с толщиной стенки 8 мм может наступить менее чем за полгода.

Высокая стоимость — производство труб из коррозионностойких сталей обходится в 10...50 раз дороже, чем изготовление труб из низколегированных сталей по ГОСТ [12].

Таким образом, несмотря на высокую эффективность, применение легированных сталей требует взвешенного подхода с учётом экономических и эксплуатационных факторов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сокол И.Я., Ульянин Е.А., Фельдгандлер Э.Г., Шаповалов Э.Т., Богоявленский В.Л., Зикеев В.Н., Свистунова Т.В., Малышев В.Н., Щербинин В.Ф., Маршаков И.К., Ушакова Е.Ю., Полянский В.М., Махров В.А. Структура и коррозия

- металлов и сплавов. Атлас: Справочник // Под ред. Е.А. Ульянина. - М.: Металлургия, 1989. 400 с.
2. Тетюева Т. В., Иоффе А. В., Выбойщик Т. В., Князькин С. А., Трифонова Е. А., Зырянов А. О. Влияние модифицирования, микролегирования и термической обработки на коррозионную стойкость и механические свойства стали 15Х5М // Металловедение и термическая обработка металлов. – 2012. – № 10(688). – С. 15–22.
 3. Иоффе А. В., Ревякин В. А., Борисенкова Е. А., Князькин С. А. Влияние легирования хромом на развитие коррозионномеханического разрушения нефтепроводных труб в месторождениях с высокой агрессивностью транспортных сред // Вектор науки ТГУ. – 2010. – № 4(14). – С. 46–49.
 4. Иоффе А. В., Борисенкова Е. А. Коррозия НКТ под воздействием биоценоза в скважинах ТПП «Усинск-нефтегаз»: методы выявления и пути решения проблемы // Инженерная практика. – 2011. – № 8. – С. 42–51.
 5. Коррозионно-стойкая сталь для бесшовных горячекатаных насосно-компрессорных и обсадных труб повышенной эксплуатационной надежности и трубы, выполненные из нее: пат. № 2594769 С1 Российская Федерация, МПК С22С 38/46, F16L 9/02: заявл. 18.05.2015: опубл. 20.08.2016 / А. А. Клячков, И. Ю. Пышминцев, И. И. Лубе [и др.]; заявитель Публичное акционерное общество "Трубная металлургическая компания" (ПАО "ТМК").
 6. Коррозионно-стойкая сталь для насосно-компрессорных и обсадных труб и нефтегазодобывающего оборудования: пат. № 2437955 С1 Российская Федерация, МПК С22С 38/50, С22С 38/28: заявл. 11.08.2010: опубл. 27.12.2011 / С. Г. Чикалов, В. И. Тазетдинов, С. А. Ладыгин [и др.]; заявитель Открытое акционерное общество "Первоуральский новотрубный завод".
 7. Коррозионно-стойкая сталь для насосно-компрессорных и обсадных труб: пат. № 2414521 С1 Российская Федерация, МПК С22С 38/28: заявл. 06.10.2009: опубл. 20.03.2011 / Т. В. Денисова, А. В. Иоффе, В. А. Ревякин [и др.]; заявитель Общество с ограниченной ответственностью "Самарский инженерно-технический центр".
 8. Борисенкова Е. А. Разработка и применение методов исследования влияния состава и структуры материалов стальных труб на коррозионную стойкость в нефтяных средах: дис. ... канд. техн. наук: 05.16.09. – Самара: Самарский государственный технический университет, 2016. – 193 с.
 9. Гареев А. Г., Ризванов Р. Г., Насибулина О. А. Коррозия и защита металлов в нефтегазовой отрасли / под ред. А. Г. Гареева. – Уфа: Гилем, Башк. Энцикл., 352 с.
 10. Лось И. С. Разработка фундаментальных закономерностей создания слоистых металлических коррозионно-стойких материалов с внутренним протектором: дис. ... д-ра техн. наук: 05.16.09. – Пенза: Пензенский государственный университет, 2020. – 285 с.
 11. Маслякова А. А. Влияние легирования и термической обработки на прочность и коррозионную стойкость сталей Fe-Mn-Si в CO₂-содержащих нефтепромысловых средах: дис. ... канд. техн. наук: 2.6.17. – Самара: Самарский государственный технический университет, 2022. – 124 с.
 12. Дудля Н. А., Кондратенко В. М., Кириченко Г. Н. Новые материалы для бурения, добычи и транспортировки углеводородов и повышения ресурса буровых насосов // Wiertnictwo Nafta Gaz. – 2006. – № 23/1. – С. 163–173.

ОБЗОР МЕХАНИЗМОВ И КИНЕТИКИ УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ
НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ*К.В. Парфенов, Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин**Самарский государственный технический университет**г. Самара, Россия**email: kparfenov@mail.ru*

В статье рассматриваются актуальные аспекты углекислотной коррозии, развивающейся в нефтепромысловом оборудовании при воздействии CO_2 -содержащих сред. Приведён обзор современных представлений о механизмах и кинетике процессов, включая влияние термобарических, гидродинамических и химических факторов. Особое внимание уделено роли продуктов коррозии, их морфологии и способности формировать защитные или разрушительные слои. Анализируются условия формирования локальных очагов повреждения, таких как язвенная и мейза-коррозия. Представлены выводы о необходимости комплексного подхода к моделированию и предотвращению коррозии в нефтегазодобывающих системах.

Ключевые слова: углекислотная коррозия, CO_2 -коррозия, нефтепромысловое оборудование, FeCO_3 , мейза-коррозия, язвенная коррозия, термобарические условия, локальная коррозия, коррозионные осадки, кинетика, ингибиторы.

Проблема углекислотной коррозии, которая широко распространена на нефтяных и газовых месторождениях и представляет серьезную угрозу для скважинного оборудования. Углекислотная коррозия насосно-компрессорных труб (НКТ) является хорошо известной проблемой и одной из главных причин преждевременного выхода оборудования из эксплуатации. Особую опасность представляет развитие локальных форм разрушения, включая язвенную и мейза-коррозию, для которых характерны высокие скорости металла потерь металла. Целью настоящей статьи является обзор и критический анализ механизмов и кинетических закономерностей углекислотной коррозии с учётом влияния эксплуатационных, химических и конструкционных факторов.

Особенности углекислотной коррозии обусловлены тем, что растворённый в воде диоксид углерода превращается в угольную кислоту (H_2CO_3), что запускает электрохимические процессы взаимодействия с поверхностью металла. В отличие от коррозии в средах сильных кислот, поведение углекислотной среды характеризуется буферным эффектом, обеспечивающим более стабильную подачу ионов H^+ в приэлектродную зону [1-2]. Катодная реакция в таких условиях может не ограничиваться диффузией, что объясняет высокую скорость разрушения даже при сравнительно нейтральных значениях pH [3-5].

Развитие углекислотной коррозии представляет собой сложный процесс, который определяется сочетанием внешних и внутренних факторов [6-8]. На развитие углекислотной коррозии существенное влияние оказывает как состав водной фазы, так и параметры среды, включая минерализацию, присутствие кислорода, органических кислот и хлорид-ионов. Термобарические условия, такие как температура и парциальное давление CO_2 , также играют критическую роль в

формировании агрессивности среды [6-9]. Гидродинамика потока, такие как скорость и режим движения жидкости, режим потока у стенки трубы, положение по периметру (верхняя-нижняя образующая). Состав транспортируемой среды: химический состав воды, фракционный состав углеводородной фазы, степень обводнённости, наличие асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО). Поверхностные характеристики труб: шероховатость внутренней поверхности, наличие прокатной окалины, механические повреждения. Эффективность ингибиторов коррозии и буферные свойства подтоварной воды, а также наличие кислорода и других активаторов коррозии. Помимо внешних факторов, существенное значение имеют характеристики самого металла. К ним относятся его химический состав и микроструктура (в том числе содержание легирующих элементов и неметаллических включений), структурное состояние и история термической обработки (например, мартенситная, ферритно-перлитная или бейнитная структура, а также влияние термомеханической обработки). Важную роль играет и состояние поверхности металла — наличие прокатной окалины, микродефектов, степень шероховатости. Кроме того, необходимо учитывать внутренние напряжения, возникающие в процессе формования, сварки и термообработки [10].

Язвенная коррозия представляет собой одну из наиболее интенсивных и опасных форм локального разрушения металла, возникающую в условиях сочетания агрессивного воздействия среды и локальных нарушений целостности защитных слоёв. Такие дефекты на поверхности материала способствуют локализации анодных участков, где реализуется ускоренное электрохимическое растворение металла. В ряде случаев скорость локального коррозионного повреждения достигает десятков миллиметров в год, что обуславливает её критическое значение для надёжности внутрискважинного оборудования, эксплуатируемого в условиях высокой концентрации CO_2 [11–12]. Повышенное содержание диоксида углерода в пластовой воде и газовой фазе увеличивает кислотность среды за счёт образования угольной кислоты, одновременно способствуя интенсификации процессов осаждения карбонатных соединений ионов Ca^{2+} , Fe^{2+} , Na^+ , Mg^{2+} и других элементов, характерных для минерального состава пластовых флюидов. Увеличение парциального давления CO_2 приводит к снижению pH среды и повышению растворимости продуктов коррозии, что в совокупности усиливает развитие локальных очагов разрушения [13-20].

На ранних стадиях коррозионного разрушения на поверхности металла образуются продукты реакции между железом и компонентами среды. Наиболее изученным соединением является карбонат железа (FeCO_3), формирующийся в результате анодных и катодных реакций взаимодействия с угольной кислотой [21-22]. При определённых условиях он способен формировать плотный, адгезионно прочный слой, ограничивающий контакт металла с агрессивной средой. Однако его защитная функция неоднозначна и зависит от морфологии, скорости осаждения, степени кристалличности и условий эксплуатации [22-23].

Повышенная температура, как правило, способствует образованию более плотных и защитных слоёв FeCO_3 , снижая растворимость солей и стабилизируя структуру отложений [24-25]. Напротив, при температуре ниже 60°C формируются рыхлые, пористые осадки, которые не способны обеспечить эффективную защиту от дальнейшей коррозии. Влияние температуры прослеживается и в способности среды инициировать или подавлять образование аморфных фаз, таких как коррозит —

соединение, включающее оксиды и карбонаты железа, формирующееся при pH ниже 8 [26].

Анализ публикаций показывает, что на практике часто наблюдаются именно локальные формы коррозии, а не равномерное разрушение поверхности. Это связано с тем, что под действием турбулентного потока или вибраций происходит отслаивание продуктов коррозии, обнажая участки металла, которые становятся анодами. На сохранившихся участках осадков продолжают идти катодные процессы, и в системе возникает гальваническая пара, способная резко ускорить разрушение [17, 23, 27-29]. Такие механизмы лежат в основе мейза-коррозии — специфической формы локального повреждения, часто наблюдаемой в НКТ и другом внутрискважинном оборудовании [12, 30].

Особенности мейза-коррозии включают чередование зон с различным химическим составом осадков: например, карбонат кальция преобладает на внешних, неповреждённых участках, тогда как карбонат железа осаждается в активных корродирующих зонах — на склонах и дне язв [31]. При этом структура осадков, их прочность сцепления с металлом, проводимость и толщина определяют вероятность формирования гальванических пар и развития вторичных очагов разрушения. Высокие скорости газожидкостного потока способствуют механохимическому удалению этих осадков, тем самым усиливая процесс [30].

Кинетика осаждения FeCO_3 и его влияние на защитные свойства во многом определяется уровнем пересыщения раствора (S_R), который контролирует как скорость зарождения кристаллов, так и их последующий рост [32]. При высоком значении S_R в условиях низкого pH преобладают аморфные или нанокристаллические формы, обладающие низкой устойчивостью. Критическое пересыщение (S_c) в этом контексте играет ключевую роль в формировании морфологии осадка: согласно Guo и др. [33], при достижении определённого значения pH зарождение кристаллов подавляется, что способствует формированию более стабильных, крупных кристаллов. Таким образом, умеренные значения S_R и оптимальный диапазон pH создают условия для формирования плотного кристаллического слоя с барьерными свойствами. Однако даже такие осадки могут терять защитную способность при локальном механическом воздействии, особенно в зонах повышенного напряжения — изгибах, сварных соединениях и других конструктивных элементах [2].

Парциальное давление CO_2 оказывает комплексное воздействие на коррозионный процесс. Оно влияет не только на растворимость угольной кислоты и, соответственно, на pH среды, но и на динамику образования продуктов коррозии. При увеличении PCO_2 наблюдается повышение агрессивности среды, снижение pH и повышение растворимости защитных осадков, что в совокупности приводит к интенсификации коррозионного разрушения [14-20].

Кроме того, установлено, что даже при стабилизации pH на уровне около 3,3 (при $\text{PCO}_2 \approx 1$ МПа), продолжает наблюдаться рост скорости коррозии. Это свидетельствует о том, что не только концентрация ионов H^+ , но и другие факторы, включая прямое участие молекул H_2CO_3 в электрохимических реакциях, могут определять общую кинетику процесса [1, 3-5].

Таким образом, современное представление о механизмах углекислотной коррозии требует комплексного учёта одновременно нескольких факторов — от термодинамики образования осадков до микроструктурных характеристик металла. Эмпирические и полунатурные модели, предложенные в последние десятилетия [34-

41], несмотря на свою точность, часто не в состоянии отразить реальные условия эксплуатации, где наблюдаются локальные, ускоренные формы разрушения, не описываемые в рамках стандартных подходов.

Анализ литературных источников и экспериментальных данных, посвящённых углекислотной коррозии нефтепромыслового оборудования, позволяет сделать ряд принципиально важных выводов. Во-первых, данный вид коррозии является сложным многопараметрическим процессом, зависящим как от внешних условий (состав среды, температура, давление, скорость потока), так и от внутренних характеристик материала (структура, состав, термообработка, остаточные напряжения). Простые модели, базирующиеся исключительно на pH и парциальном давлении CO_2 , недостаточны для точного предсказания поведения металла в агрессивной среде.

Во-вторых, продукты коррозии, в первую очередь карбонат железа, играют двойственную роль. При благоприятных условиях они могут образовывать защитные пленки, препятствующие дальнейшему разрушению, однако в реальных условиях эти пленки часто оказываются нестабильными. Их отслоение или локальное разрушение приводит к формированию макро-гальванических пар и развитию локальных форм коррозии, таких как язвенная и мейза-коррозия.

В-третьих, мейза-коррозия как специфическая форма локального разрушения требует отдельного внимания. Её развитие обусловлено не только химическим составом среды, но и структурой осадков, способностью к их удалению потоком, а также особенностями поверхности металла.

Таким образом, борьба с углекислотной коррозией требует системного подхода, включающего оптимизацию условий эксплуатации, подбор стойких материалов, применение ингибиторов, моделирование кинетики процессов и мониторинг состояния оборудования. Только интеграция знаний из области электрохимии, материаловедения и гидродинамики позволяет эффективно решать задачи, связанные с увеличением надёжности нефтепромысловых систем в условиях воздействия CO_2 -содержащих сред.

ЛИТЕРАТУРА

1. de Waard C., Milliams D.E. Carbonic acid corrosion of steel // Corrosion. 1975. Т. 31. № 5. P. 177-181.
2. Маркин А. Н., Ткачева В. Э., Дресвянников А. Ф., Ахметова А. Н. Коррозия и защита нефтепромыслового оборудования : учебное пособие. – Минобрнауки России, Казан. нац. исслед. технол. ун-т. – Казань : Изд-во КНИТУ, 2022. – 188 с.
3. C.de Waard, D.E. Milliams, Corrosion, 31, 5, 177-181 (1975).
4. C.de Waard, U. Lotz, D.E. Milliams, Corrosion, 47, 12, 976-985 (1991).
5. C.de Waard, U. Lotz, The NACE Annual Conference and Corrosion Show «Corrosion 93». Paper No.69. Houston, Texas, 1993. P. 17.
6. Кашковский Р.В., Ибатуллин К.А. Научно технические аспекты коррозионного разрушения промысловых металлоконструкций в присутствии углекислого газа: обзор // Коррозия: материалы, защита. 2016. № 11. С. 1-15.
7. Kermani, M. B. CO_2 corrosion control in oil and gas production. Design considerations: report / Institute of Materials; M. B. Kermani, L. M. Smith (eds.) // European Federation of Corrosion publications. 1977. № 23

8. Nešić, S. An open source mechanistic model for CO₂/H₂S corrosion of carbon steel / S. Nešić, H. Li, J. Huang, et al. // Corrosion 2009 conf. & expo. Houston, TX: NACE, 2009. Paper no. 09572.
9. Федосеев Д.А., Кузичев Б.Ф. Обсадные трубы и НКТ для эксплуатации в условиях углекислотной агрессии // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 10(263). – С. 46-48.
10. Зырянов А.О. Исследование коррозионного разрушения насосно компрессорных труб из стали 15Х5МФБЧ в высоко агрессивных средах и усовершенствование технологии термической обработки этих труб: дисс. канд. техн. наук: 05.16.09 / Тольяттинский государственный университет, Тольятти, 2017.
11. Маркин А.Н., Подкопай А.Ю., Низамов Р.Э. Коррозионные повреждения насосно-компрессорных труб на месторождениях Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 1995. – №5, – С.30-33.
12. Гоник А.А. Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения. – М.: «Недра», 1976. – 192 с.
13. de Waard C., Milliams D.E. Carbonic acid corrosion of steel // Corrosion. 1975. Т. 31. № 5. P. 177 181.
14. Videm K., Dugstad A. Corrosion of carbon steel in an aqueous carbon dioxide environment // «Part I: Solut effects Mater Perform». –1989. –№ 28(3). – P.63-67.
15. Murata, T., Sato E., Matsuhashi R. Factors Controlling Corrosion of Steels in CO₂-Saturated Environments // Advances in CO₂ Corrosion. –Vol. NACE. Houston. TX. – 1985, – pp. 64-71.
16. Mishra B., Al-Hassan S., Olson D.L., Salama M.M. Development of a predictive model for activation-controlled corrosion of steel in solutions containing carbon dioxide // «Corrosion 1997». –1997. –№ 53(II). – pp. 852-859.
17. de Waard C., Lotz U., Milliams D.E. Predictive model for CO₂ corrosion engineering in wet natural gas pipelines // «Corrosion 1991». –1991. –№ 47(12). – pp. 976-985.
18. Nešić, S., Postlethwaite J., Olsen S. An electrochemical model for prediction of corrosion of mild steel in aqueous carbon dioxide solutions // «Corrosion 1996». – 1996. –№ 52(4). – pp. 280-294.
19. Lotz U., Sydberger T. CO₂ corrosion of carbon steel and 13Cr steel in particle-laden // «Corrosion 1998». –1998. –№ 44(II). – pp. 800-809.
20. Cardoso Filho, J.C., Orazem M.E. Application of a submerged impinging jet to investigate the influence of temperature, dissolved CO₂, and fluid velocity on corrosion of pipeline- grade steel in brine // «Corrosion 2001». – 2001. Houston, TX: NACE International. P.1058.
21. Иоффе А. В. Научные основы разработки сталей повышенной прочности и коррозионной стойкости для производства нефтепромысловых труб: дис. доктора технических наук: 05.16.09 / Тольяттинский государственный университет. - Тольятти, 2018. — 362 с.
22. Kermani M.B., Morshed A. Carbon dioxide corrosion in oil and gas production- a compendium // «Corrosion 59». – 2003. – pp. 659-683.
23. Dugstad A., Hemmer H., Seiersten M. Effect of steel microstructure upon corrosion rate and protective iron carbonate film formation // «Corrosion 2000». – 2000. Houston, TX: NACE International. – P.24.
24. Dugstad A. Mechanism of Protective Film Formation During CO₂ Corrosion of Carbon Steel // Corrosion/98, NACE: Houston, 1998, Paper no. 31.

25. Munoz A., Genesca J., Duran R., Mendoza J. Mechanism of FeCO_3 formation on API X70 pipeline steel in brine solutions containing CO_2 // Corrosion/05, NACE: Houston, 2005, Paper no. 297.
26. Ткачева В.Э., Маркин А.Н., Пресняков А.Ю., Волошин А.И., Дресвянников А.Ф. Локальная углекислотная коррозия углеродистых и низколегированных сталей в нефтепромысловых системах // Вестник Технологического университета. – 2020. – Т. 23, № 12. – С. 65-75.
27. Nešić, S., Lunde L. Carbon dioxide corrosion of carbon steel in two-phase flow // «Corrosion 1994». –1994. –№ 50(9). – pp. 717-727.
28. Palacios C.A., Shadley J.R. CO_2 corrosion of N-80 steel at 71°C in a two-phase flow system // «Corrosion 1993». –1993. –№ 49(8). – pp. 686-693.
29. Heuer J.K., Stubbins J.F. Microstructure analysis of coupons exposed to carbon dioxide corrosion in multiphase flow // «Corrosion 1998». – №54 (7). –p.566-575.
30. Schmitt G., Gudde T., Strobe-Effertz E. Fracture Mechanical Properties of CO_2 Corrosion Products Scales and Their Relation to Localized Corrosion // CORROSION/96. – 1996. Paper No.9.
31. Маркин А. Н., Суховерхов С. В., Бриков А. В. Локальная углекислотная коррозия трубопроводов систем сбора нефти месторождений Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 1. – С. 46-48.
32. Dugstad A. Fundamental aspects of CO_2 metal loss corrosion-part 1: mechanism // «Corrosion 2015». – 2015. NACE. Houston. TX Paper №5826.
33. Guo S., Xu L., Zhang L., Chang W., Lu M. Corrosion of alloy steels containing 2% chromium in CO_2 environments // «Corrosion Science 63». –2012. –P. 258.
34. Halvorsnand A., Sontvedt T. CO_2 corrosion model for carbon steel including a wall shear stress model for multiphase flow and limits for production rate to avoid mesa attack // «Corrosion 1999». - 1999, Houston, TX. NACE International. p. 42.
35. Srinivasan S., Kane R. Prediction of corrosivity of CO_2 and H_2S production environments // «Corrosion 1996». -1996. Houston, TX: NACE International. p. 11.
36. Gartland P.A., Salomonsen J. Pipeline integrity management strategy based on multiphase fluid flow and corrosion modeling // «Corrosion 1999».- 1999. Houston, TX: NACE International. p. 622.
37. Crolet J., Bonis M. Prediction of the risks of CO_2 corrosion oil and gas well // «SPE Prod Eng». –1991. № 6(4). –P. 449.
38. Adams, C., Garber J., Singh R. Computer modelling to predict corrosion rates in gas condensate wells containing CO_2 // «Corrosion 1996». –1996. Houston, TX: NACE International. –P. 31.
39. Sundaram M. Deterministic modelling of corrosion in down- hole environments // «Corrosion 1996». –1996, Houston, TX: NACE International. –P. 30.
40. Dayalan E. CO_2 corrosion prediction in pipe flow under FeCO_3 scale-forming conditions // «Corrosion 1998». –1998, Houston, TX: NACE International. –P. 51.
41. Pots B. Mechanistic models for the prediction of CO_2 corrosion rates under multiphase flow conditions // «Corrosion 1995». –1995, Houston, TX: NACE International. – P. 137.

**ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ КВАЗИКРИСТАЛЛОВ КАК
ПОРОШКОВЫХ ЗАЩИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ
КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ**

К.В. Парфенов, Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: kparfenov@mail.ru

В данной статье рассматриваются квазикристаллы, обладающие уникальной симметрией и аперiodическим атомным порядком, представляют собой перспективные материалы для защиты насосно-компрессорных труб от коррозии. Особое внимание уделяется икосаэдрическим квазикристаллам системы Al-Cu-Fe, демонстрирующим высокую эффективность в качестве ингибиторов коррозии. Исследования подтверждают их значительный потенциал для повышения надежности и долговечности оборудования, эксплуатируемого в агрессивных средах.

Ключевые слова: квазикристаллы, икосаэдрическая симметрия, насосно-компрессорные трубы, защита от коррозии, антикоррозионные покрытия, алюминиевые интерметаллиды.

Современные исследования в области материаловедения открывают новые перспективы использования структур с уникальными свойствами. Одним из таких открытий стали квазикристаллы — материалы с аперiodическим атомным порядком и особыми типами симметрии, недоступными для классических кристаллов. Эти свойства делают их перспективными для решения задач повышения надежности и долговечности оборудования в агрессивных условиях эксплуатации.

В основе симметрии кристаллической решетки периодически упорядоченных кристаллов лежит регулярное расположение атомов — трансляции, или параллельные перемещения, осуществляемые вдоль базовых векторов, которые возвращают решетку в исходное положение. Трансляции элементарной ячейки вдоль основных векторов позволяют полностью заполнить пространство без зазоров и наложений, формируя тем самым кристаллическую решетку. Кроме трансляционной симметрии, кристаллические решетки могут также обладать симметрией вращения и отражения. Однако наличие трансляционной симметрии ограничивает возможные порядки осей вращательной симметрии. В периодически организованных кристаллах допускаются оси симметрии второго, третьего, четвертого и шестого порядков. Оси симметрии пятого порядка и выше шестого не позволяют совместить решетку с её первоначальным расположением после поворота, поэтому они не встречаются в структуре кристаллов. Доказательства этой важнейшей теоремы классической кристаллографии можно найти, например, в пятом томе курса теоретической физики Л.Д. Ландау и Е.М. Лифшица [1].

Современное материаловедение всё активнее обращает внимание на перспективы применения иерархических структур с дальним порядком, основанных

на фрактальных закономерностях [2]. Отличительной чертой подобных образований является отсутствие регулярности в размещении повторяющихся элементарных блоков. Аперриодический дальний атомный порядок с икосаэдрической симметрией впервые был открыт Шехтманом, Блехом, Гратиа и Каном, которые в 1984 году зафиксировали необычные дифракционные картины электронов в стремительно охлаждённом сплаве $\text{Al}_{86}\text{Mn}_{14}$ [3].

Квазипериодические структуры исследовались в математике, физике и материаловедении еще до открытия квазикристаллов. В математике, начиная с начала XX века, было известно о существовании аперриодичных функций, чье фурье-преобразование отображает резкие пики, например, функция $f(x) = \cos qx + \cos Qx$, где отношение Q/q является иррациональным числом [4]. Аперриодические мозаики были известны с древних времен и затем активно изучались в геометрии [5]. Термин «аперриодический кристалл» был введен Шредингером [6] в контексте обсуждения структуры гена.

До появления квазикристаллов в физике твёрдого тела активно изучались фазы с несоизмеримой модуляцией, а также композитные кристаллы сходной архитектуры, чьи дифракционные схемы демонстрировали брэгговские пики, расположенные в пределах классической кристаллической симметрии, но дополненные сателлитными рефлексам. Помимо этого, было установлено существование икосаэдрического ближнего порядка в более сложных сплавах, в металлических стёклах, в борсодержащих соединениях с объединёнными икосаэдрами B_{12} [7], а также в анионах $(\text{B}_{12}\text{H}_{12})$ [8], кластерах щелочных и благородных металлов [9] и в интерметаллических соединениях, ныне классифицируемых как периодические аппроксиманты квазикристаллических структур. Однако до появления сообщения об икосаэдрической фазе $\text{Al}_{86}\text{Mn}_{14}$ с дальним атомным порядком [3] не возникало сомнений в том, что периодичность является необходимым условием для возникновения дальнего порядка. С этого момента опубликовано множество исследований, посвящённых структуре и свойствам квазикристаллов, а физика квазикристаллов выделилась в отдельный раздел физики твёрдого тела.

Открытие квазикристаллов могло произойти значительно раньше. Так, Брэдли и Гольдшмидт [10], исследовавшие медленно охлаждённые сплавы тройной системы Al-Cu-Fe методами рентгеноструктурного анализа, ещё в 1939 году сообщили о наличии тройного соединения состава $\text{Al}_6\text{Cu}_2\text{Fe}$ с неустановленной структурой, которое они обозначили как фазу V. В 1971 году Преварский [11] в ходе изучения фазовых равновесий в системе Al-Cu-Fe установил, что фаза ψ характеризуется ограниченной областью гомогенности и является единственной тройной фазой, стабильной при температуре 800 °C. Спустя годы, в 1987 году, Цай с коллегами [12] доказали, что сплав, близкий по составу к V-фазе, представляет собой термодинамически устойчивый икосаэдрический квазикристалл. В 1955 году Харди и Силкок [13] обнаружили в системе Al-Cu-Li фазу, названную ими T2, чья дифракционная картина не поддавалась стандартному индексированию. Состав этой фазы, соответствующий Al_6CuLi_3 , совпадает с икосаэдрической фазой Al-Cu-Li [14]. В 1978 году Састри с соавторами зафиксировали дифракционную картину с признаками псевдопятиугольной симметрии в системе Al-Pd [15], в которой впоследствии была обнаружена декагональная квазикристаллическая фаза. Наконец, в 1982 году Падежнова и её коллеги [16] сообщили о фазе R в системе Y-Mg-Zn , порошковая рентгенограмма которой осталась ими нерасшифрованной;

впоследствии Луо с соавторами установили, что эта фаза обладает икосаэдрической структурой [17]. Эти сообщения в своё время не были должным образом оценены, что и задержало открытие квазикристаллов.

За более чем двадцатилетний период изучения квазикристаллов было собрано значительное количество экспериментальных и теоретических данных, касающихся их структуры, свойств и методов анализа. Предложены и, в ряде случаев, реализованы концепции практического применения этих материалов. По теме квазикристаллов существует обширная научная литература: многочисленные публикации, материалы конференций и монографические издания [18-30].

Среди материалов, обладающих апериодичностью во всех трех пространственных направлениях, особое внимание привлекают икосаэдрические квазикристаллы. Их исключительные свойства определяются своеобразными особенностями структуры, в частности, присутствием запрещённой для классической кристаллографии симметрии икосаэдра I или I_h в расположении атомов, а также эффектом самоподобия. Наиболее действенным способом описания строения квазикристаллов остаётся многомерный подход, изначально основанный на интерпретации экспериментальных данных дифракционных исследований [31]. Несмотря на достигнутые успехи, данный метод по-прежнему не позволяет полностью раскрыть идеальную решётку икосаэдрического квазикристалла.

Первое практическое применение квазикристаллических материалов было связано с их использованием в качестве покрытий для кухонной посуды под брендом Cybernox, выпускаемой французской фирмой Sitram. Порошки состава $Al_{71}Cu_{10}Fe_{8,5}Cr_{10,5}$, изготовленные посредством газовой атомизации, наносились газотермическим способом на стальные сковороды с алюминиевым основанием [32].

Подытожив вышеизложенное, можно утверждать, что квазикристаллы представляют собой интерметаллидные соединения, чья атомная структура характеризуется наличием осей симметрии пятого, восьмого, десятого и двенадцатого порядков. Такие кристаллические структуры известны своими исключительными свойствами, среди которых можно отметить высокую твердость, отличную износостойкость, антипригарные качества, низкую теплопроводность и выдающуюся коррозионную стойкость [4, 33].

Известно, что лаборатория Ames в партнерстве с компаниями General Motors и Deere & Co вела совместные исследования характеристик квазикристаллических покрытий на основе Al-Cu-Fe, с акцентом на снижение коэффициента трения, увеличение твёрдости, повышение устойчивости к коррозии и уменьшение поверхностной энергии [34].

По данным специалистов, на месторождениях ПАО «Лукойл» зафиксировано заметное увеличение случаев выхода оборудования из строя вследствие коррозии и солевых отложений. В 2016 году число скважин, где коррозионные процессы стали причиной технологических осложнений, выросло на 25%, а случаи, связанные с солеобразованием, увеличились на 5% [35–36].

Схожая тенденция наблюдается и на объектах ОАО «РН Холдинг», где нарастающие проблемы коррозии и солеотложений подземного оборудования стали серьёзной производственной задачей. Отмечается, что ежегодно от 7 до 12% всех отказов на скважинах, оснащённых установками электроцентробежных насосов (УЭЦН), связаны именно с коррозией [37].

Опыт эксплуатации подземного оборудования свидетельствует, что наибольший ущерб металлу наносит углекислотная коррозия. Наиболее уязвимыми

к этим разрушительным процессам оказываются насосно-компрессорные трубы (НКТ) и корпуса погружных электродвигателей (ПЭД) [35, 37–41].

На кафедре «Машины и оборудование нефтегазовых и химических производств» под руководством заведующего кафедрой, доктора технических наук Ибатуллина Ильдара Дугласовича, проводятся исследования порошковых защитных материалов (протекторов) на основе квазикристаллов системы Al-Cu-Fe, разработанного компанией ООО «НАНОКОМ». Испытания проводились на образцах насосно-компрессорных труб, изготовленных из сталей марок 30Г2 и 30ХГМА в солевом растворе. Результаты испытаний продемонстрировали эффективность защитного действия на уровне 95 %.

Таким образом, квазикристаллы не только открывают новые перспективы в материаловедении, но и находят практическое применение в реальных производственных условиях. Актуальность дальнейших исследований в этой области остается высокой, учитывая значительный потенциал квазикристаллических материалов для решения задач повышения надежности и долговечности оборудования в агрессивных средах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Статистическая физика. Ч. 1. — М.: Наука, 1976. — 440 с.
2. Бобков А.А., Кононова И.Е., Мошников В.А. Материаловедение микро- и наносистем. Иерархические структуры / под ред. В.А. Мошникова. — СПб.: Изд-во СПбГЭТУ «ЛЭТИ», 2017. — 204 с.
3. Shechtman D., Blech I., Gratias D., Cahn J.W. Metallic phase with long-range orientational order and no translational symmetry // *Phys. Rev. Lett.* — 1984. — Vol. 53. — P. 1951–1953.
4. Векилов Ю.Х., Черников М.А. Квазикристаллы // *Успехи физических наук.* — 2010. — Т. 180, № 6. — С. 561–586. DOI: 10.3367/UFNr.0180.201006a.0561.
5. Senechal M. *Quasicrystals and Geometry.* — Cambridge: Cambridge Univ. Press, 1996.
6. Schrödinger E. *What is Life? The Physical Aspect of the Living Cell and Mind and Matter.* — Cambridge: Cambridge Univ. Press, 1967.
7. Kimura K. et al. // *J. Solid State Chem.* — 1997. — Vol. 133. — P. 302–308.
8. Shoemaker D.P., Shoemaker C.B. In: *Introduction to Quasicrystals* / Ed. M.V. Jaric. — Boston: Academic Press, 1988. — P. 1–35.
9. *Physics and Chemistry of Metal Cluster Compounds* / Ed. L.J. de Jongh. — Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1994.
10. Bradley A.J., Goldschmidt H.J. // *J. Inst. Met.* — 1939. — Vol. 65. — P. 403–420.
11. Преваровский А.П. // *Изв. АН СССР. Металлы.* — 1971. — № 4. — С. 220–225.
12. Tsai A.-P., Inoue A., Masumoto T. // *Jpn. J. Appl. Phys.* — 1987. — Vol. 26. — P. L1505–L1507.
13. Hardy H.K., Silcock J.M. // *J. Inst. Met.* — 1955. — Vol. 84. — P. 423–430.
14. Dubost B. et al. // *Nature.* — 1986. — Vol. 324. — P. 48–51.
15. Sastry G.V.S. et al. // *Mater. Res. Bull.* — 1978. — Vol. 13. — P. 1065–1070.
16. Падеежнова Е.М. и др. // *Изв. АН СССР. Металлы.* — 1982. — № 4. — С. 204–208.
17. Luo Z. et al. // *Scripta Metall.* — 1993. — Vol. 28. — P. 1513–1518.
18. *Proc. of the 5th Intern. Conf. on Quasicrystals, 22–26 May 1995, Avignon, France* / Eds. C. Janot, R. Mosseri. — Singapore: World Scientific, 1995.

19. Proc. of the 6th Intern. Conf. on Quasicrystals, 26–30 May 1997, Tokyo, Japan / Eds. S. Takeuchi, T. Fujiwara. — Singapore: World Scientific, 1998.
20. Proc. of the 7th Intern. Conf. on Quasicrystals, 20–24 Sept. 1999, Stuttgart, Germany // Mater. Sci. Eng. A. — 2000. — Vol. 294–296. — P. 1–912.
21. Proc. of the 8th Intern. Conf. on Quasicrystals, 8–13 Sept. 2002, Bangalore, India // J. Non-Cryst. Solids. — 2004. — Vol. 334–335.
22. Proc. of the 9th Intern. Conf. on Quasicrystals, 22–26 May 2005, Ames, Iowa, USA // Philos. Mag. — 2006. — Vol. 86, No. 3–6.
23. Quasicrystals: the Silver Jubilee // Philos. Mag. — 2008. — Vol. 88, No. 13–15.
24. Proc. of the 10th Intern. Conf. on Quasicrystals, 6–10 July 2008, Zurich, Switzerland // Z. Kristallogr. — 2008–2009. — Vol. 223, No. 11–12; Vol. 224, No. 1–2.
25. Physical Properties of Quasicrystals / Ed. Z.M. Stadnik. — Berlin: Springer, 1999.
26. Trebin H.-R. (Ed.) Quasicrystals: Structure and Physical Properties. — Weinheim: Wiley-VCH, 2003.
27. Quasicrystals / Eds. J.-B. Suck, M. Schreiber, P. Häussler. — Berlin: Springer-Verlag, 2002.
28. Janssen T., Chapuis G., de Boissieu M. Aperiodic Crystals: from Modulated Phases to Quasicrystals. — Oxford: Oxford Univ. Press, 2007.
29. Quasicrystals / Eds. T. Fujiwara, Y. Ishii. — Amsterdam: Elsevier Science, 2008.
30. Steurer W., Deloudi S. Crystallography of Quasicrystals. — New York: Springer, 2009.
31. Socolar J.E.S., Steinhardt P.J. Quasicrystals. II. Unit-cell configurations // Phys. Rev. B. — 1986. — Vol. 34. — P. 617–647.
32. Sordet D.J., Widener S.D., Tang Y. et al. // Mater. Sci. Eng. A. — 2000. — Vol. 294–296. — P. 834–838.
33. Патент № 2740496 C1 Российская Федерация, МПК C22C 21/12, C22C 1/04, B22F 9/02, C22F 1/057. Способ получения квазикристаллического материала : № 2020118803 : заявл. 08.06.2020 : опубл. 14.01.2021 / Ю. А. Абузин, О. С. Неяглов, Д. А. Филиппов ; заявитель Общество с ограниченной ответственностью "НАНОКОМ".
34. Шайтура Д.С., Еналеева А.А. Получение квазикристаллических ПОКРЫТИЙ. Обзор // Кристаллография. — 2007. — Т. 52, № 6. — С. 981–988.
35. Ренев Д.Ю. Итоги работы механизированного фонда ПАО «Лукойл» скважин в 2016 году // Инженерная практика. — 2017. — №01-02. — С. 18-25.
36. Ренев Д.Ю. Осложненный фонд ПАО «ЛУКОЙЛ» // Инженерная практика. — 2016. — № 4. — С. 18-25.
37. Якимов С.Б., Завьялов В.В. Виды коррозии корпусов ПЭД и ЭЦН на месторождениях ТНК-ВР // Инженерная практика. — 2010. — № 6. — С. 48-56.
38. Ивановский, В.Н. Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от нее // Коррозия Территории Нефтегаз. — 2011. — №1 (18). — С. 18-25.
39. Мухаметшин В.Г., Завьялов В.В., Канзафаров Ф.Я., Компанченко В.Р., Козлов А.В. Исследование причин и характера нарушений герметичности эксплуатационных колонн добывающих скважин Самотлорского месторождения // Нефтепромысловое дело. — 2013. — № 1. — С. 22-29.
40. Низамов К.Р., Мусин Р.Р. Углекислотная коррозия оборудования и трубопроводов при добыче нефти на месторождениях Западной Сибири // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». — 2014. — Вып. 3 (97). — С. 96-102.

41. Саакиян Л.С., Ефремов А.П. Защита нефтегазового оборудования от коррозии. – Москва: Недра, 1982. – 227 с.

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И
АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ**

ТЕХНОЛОГИИ ИНФОРМАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ, КАК НОВЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

М.И. Субботин

СамГТУ, Самара, Российская Федерация, Mikeez2904@yandex.ru

Аннотация. Данная статья посвящена исследованию применения технологий информационного моделирования в проектировании объектов магистрального трубопровода как современного подхода, предполагающего переход от традиционных двумерных чертежей к созданию интерактивной трехмерной модели, содержащей подробную информацию о каждом элементе объекта. В основе технологий заложена информационная модель, представляющая собой единое хранилище данных, которое можно анализировать, корректировать и совершенствовать с помощью специализированного программного обеспечения. Настоящая работа направлена на изучение потенциала и преимуществ применения ТИМ в проектировании трубопроводов, а также на выявление ключевых аспектов и задач, связанных с внедрением данной технологии.

Ключевые слова: Информационная модель, технологии информационного моделирования, проектирование, объект, магистральный трубопровод.

Проектирование трубопроводов является комплексным системным проектом с огромными инвестициями, высокой сложностью и строгими техническими требованиями к безопасности, в связи с этим требуется эффективной обработки обширного объема информации. Для достижения поставленных задач необходимо тесно интегрировать новые технологии с высокопроизводительными информационными комплексами.

Существует множество способов, которые могут помочь достичь высоких результатов на стадии проектирования, но наиболее эффективным решением является применение технологий информационного моделирования (ТИМ).

Применения ТИМ является новым подходом на этапе проектирования, суть которого заключается в переходе от создания двумерных чертежей к созданию трехмерной модели с заполненной базой данных по каждому составляющему элементу данного объект.

Технологии информационного моделирования (ТИМ) в области проектирования представляют собой современный подход, основанный на использовании передовых технологий, который позволяет создавать виртуальную реплику объекта (информационную модель) и получать доступ к полной и достоверной информации о нем.

Основой технологий информационного моделирования является информационная модель, которая представляет единое хранилище информации о проектируемом объекте, которую можно корректировать, анализировать и совершенствовать с помощью программного обеспечения.

На рисунке 1 представлена схема информационной модели.

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ



Рис.1. Схема информационной модели

Проанализировав данную схему, можно сделать вывод о том, что информационная модель обладает следующими характеристиками:

- она имеет четкие определенные взаимосвязи, согласованность и координацию;
- обладает геометрической привязкой;
- предоставляет возможность проведения количественного анализа;
- поддается необходимым обновлениям для актуализации информации;

Когда речь идет об информационной модели проектируемого объекта, подразумевается, что это единая база данных, которая содержит информацию о объекте и управляется специальной компьютерной программой или набором программ.

Информационная модель проектируемого объекта содержит данные, которые могут быть использованы каждым участником этого процесса:

- принятие решений по выбору проектных вариантов;
- создание 2D и 3D модели объекта;
- прогнозирование характеристик проектируемого объекта;
- создание проектной документации;
- создание рабочей документации;
- заключения государственной экспертизы;

Однако использование информационного моделирования не отнимает принципиальных решений у человека, но позволяет особым программным обеспечениям реализовать технические функции, связанные с анализом, передачей, хранением, и обработкой информации.

Рассмотрим основные преимущества технологий информационного моделирования в проектировании объектов магистрального трубопровода:

- корректное определение взаимосвязей между элементами модели;
- точная классификация данных, обеспечивающая их понятность и удобство использования;

- эффективная организация и структурирование данных для обеспечения их целостности и логической связности;
- поддержание актуальности и достоверности данных, чтобы они отражали реальное состояние объекта или процесса;
- наличие удобного интерфейса управления данными, который облегчает взаимодействие с моделью и обработку информации;
- возможность передачи информации и результатов анализа внешним системам для совместной работы или дальнейшего использования;
- сокращение времени проектирования объектов;
- сокращение ошибок на стадии разработки документации

Однако самым главным преимуществом технологий информационного моделирования является работа со всей моделью объекта в различных форматах, а также выполнять удаленную работу с моделью.

Также применение технологий информационного моделирования позволяет на ранних стадии проектирования обнаружить ошибку, о чем свидетельствует график, изображенный на рис.2.

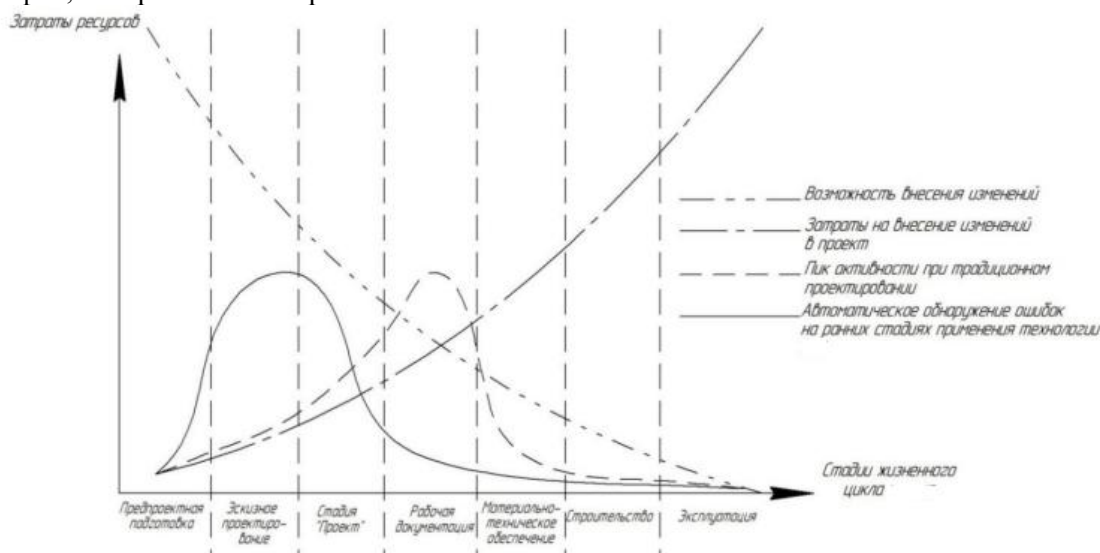


Рис.2. Распределение ресурсов на основных стадиях жизненного цикла объекта

Исходя представленного графика можно сделать вывод, что применение технологий информационного моделирования позволяют повысить качество проектирования на начальном этапе проекта, что позволяет сократить время на проектирование объекта.

Выводы: В данной статье были рассмотрены основные аспекты применения технологий информационного моделирования (ТИМ) в проектировании объектов магистральных трубопроводов. Анализ показал, что ТИМ представляет собой революционный подход, способный кардинально изменить процесс проектирования, повысить его эффективность и обеспечить значительные преимущества по сравнению с традиционными методами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. В. В. Атрощенко. Информационные технологии в нефтегазовой отрасли. 2021 г.- 100 с.
2. Алгазинов, Э. К. Анализ и компьютерное моделирование информационных процессов и систем / Э.К. Алгазинов, А.А. Сирота. - М.: Диалог-Мифи, 2009. - 416 с.
3. В.В Талапов. Технология BIM: суть и особенности внедрения информационного моделирования зданий.2015 г. -412 с.
4. Л. А. Шилова, А. Е. Давыдов, Е. В. Игнатова. Технологии информационного моделирования зданий.2019 г. -55 с.
5. Статья из журнала ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» «Опыт внедрения информационного моделирования при обустройстве месторождений: от проектирования до эксплуатации».
6. НИУ МГСУ совместно с ООО «КОНКУРАТОР». Отчёт «Оценка применения BIM-технологий в строительстве» 2016 г.-47 с.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ИНФОРМАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

М.И Субботин

СамГТУ, Самара, Российская Федерация, Mikeez2904@yandex.ru

Аннотация Традиционный процесс проектирования магистральных трубопроводов является трудоемким и многоэтапным. В последние годы на рынке появилось множество программных решений, направленных на автоматизацию и оптимизацию этого процесса. Данная работа посвящена обзору и классификации существующего программного обеспечения для проектирования магистральных трубопроводов, включая CAD-системы (AutoCAD Plant 3D, PVSyst), решения для расчетов и анализа (PipeFlow, AFT Fathom), системы управления проектами и документацией (Primavera, Microsoft Project), а также программные решения для информационного моделирования (Revit, Tekla Structures). Особое внимание уделено программному комплексу «Трубопровод» от российского разработчика «ЮНИС-Юг» как интегрированному инструменту для проектирования, использующему технологии информационного моделирования и автоматизации. Подчеркивается, что основной задачей комплекса является оптимизация процесса проектирования для эффективного проектирования магистральных трубопроводов.

Ключевые слова: программное обеспечение, автоматизация, информационное моделирование (ТИМ), трубопровод, оптимизация проектирования.

Проектирование объектов магистрального трубопровода традиционно включало множество этапов, которые требовали значительных временных и

трудозатрат. В последние годы на рынке появилось более десяти различных программных решений, предназначенных для автоматизации этих процессов. Эти системы предлагают разнообразные функциональные возможности, облегчающие проектирование, расчеты, моделирование и визуализацию. В этом контексте важно рассмотреть существующие решения, чтобы определить их соответствие современным требованиям и потребностям проектировщиков

Пакеты программного обеспечения для проектирования магистральных трубопроводов можно условно разделить на несколько категорий. Первая категория включает в себя специализированные CAD-системы, такие как AutoCAD Plant 3D и PVSyst, которые предлагают широкие возможности для трехмерного моделирования и интеграции с другими инструментами для проектирования. Эти системы позволяют проектировщикам создавать детализированные 3D-модели трубопроводов, а также фланцев, задвижек и других элементов

Вторая категория включает системы, которые используются для выполнения расчетов и анализа трубопроводных систем. Такие решения, как PipeFlow и AFT Fathom, позволяют проектировщикам моделировать потоки, рассчитывать потери давления и просчитывать термодинамические характеристики, что играет критическую роль на этапе проектирования.

Третья категория включает программные решения для управления проектами и документацией, такие как Primavera и Microsoft Project, которые помогают в планировании сроков и ресурсов.

Программные решения для информационного моделирования (ТИМ), такие как Revit и Tekla Structures, становятся все более распространенными в области проектирования магистральных трубопроводов. Эти системы обеспечивают более глубокую интеграцию между различными дисциплинами проектирования и позволяют создать единую модель, которая содержит всю необходимую информацию о проекте.

Рассмотрим программный комплекс «Трубопровод» от российского разработчика «ЮНИС-Юг». Данный комплекс предлагает многофункциональный инструмент для проектирования объектов магистрального трубопровода, интегрируя современные технологии информационного моделирования и автоматизации.

Его главная задача – оптимизация процесса проектирования, что достигается за счет уникальных возможностей программного обеспечения, обеспечивающего полное сопровождение проекта на всех его этапах. Основной функционал комплекса делится на несколько ключевых модулей, каждый из которых выполняет конкретную задачу в рамках проектирования.

Модуль расчетов предоставляет пользователям возможность выполнять гидравлические и механические расчеты трубопроводных систем. С помощью этого модуля инженеры могут моделировать работу трубопровода при различных условиях эксплуатации, уточнять параметры, такие как давление, расход и температура. Программа автоматически генерирует отчеты о результатах расчетов, что позволяет избежать ошибок и упрощает процесс анализа.

Модуль проектирования включает в себя инструменты для создания трехмерных моделей трубопроводов (рис.1.). За счет применения технологии информационного моделирования (ТИМ), проектировщики могут визуально

оценивать свои решения, включая размещение труб, сооружений и вспомогательного оборудования.

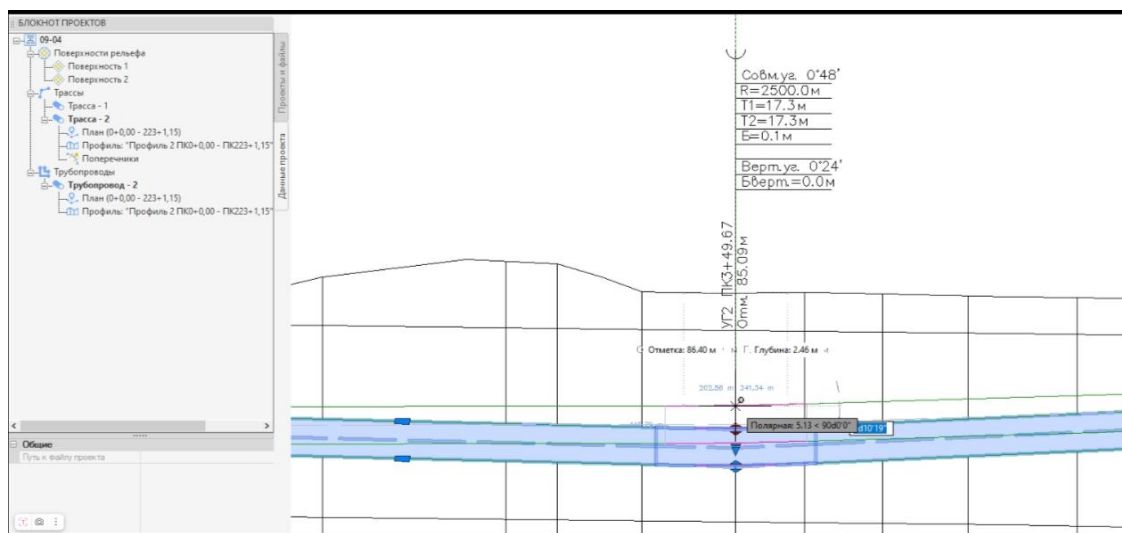


Рисунок 1. Модуль для проектирования трубопроводов на профилях трасс

Такой подход позволяет заранее выявить возможные конфликты в проекте, сокращая время на внесение изменений и минимизируя риск дорогостоящих переделок на стадии строительства. Кроме того, программа имеет встроенные функции для анализа конструктивных решений. Инженеры могут использовать параметры, такие как нагрузки, климатические условия и стойкость материала, чтобы оптимизировать проект не только с точки зрения функциональности, но и экономической целесообразности. Это ключевой элемент, который помогает снизить эксплуатационные расходы в долгосрочной перспективе.

Сервис документации является отдельным модулем, который обеспечивает автоматическое создание необходимой проектной документации. Это включает в себя схемы, разрезы, спецификации и другие документы, требуемые на различных стадиях согласования и исполнения проектных решений. Благодаря этому унифицированному подходу к созданию документации, время на подготовку отчетности значительно сокращается, а вероятность ошибок, связанных с ручным набором данных, уменьшается. Интеграция с GIS-системами также является мощным инструментом комплекса. Это позволяет проектировщикам учитывать географические и экологические особенности местности, по которой будет проходить трубопровод. Автоматическое загрузка картографической информации и данных о существующих коммуникациях упрощает процесс проектирования и позволяет лучше планировать маршруты прокладки (рис.2.).

Модуль анализа рисков направлен на идентификацию и минимизацию потенциальных аварийных ситуаций в процессе эксплуатации трубопроводов. Программа анализирует данные о предыдущих авариях и инцидентах, а также учитывает текущие условия эксплуатации и возможные сценарии. Такой подход позволяет заранее разработать меры по предотвращению непредвиденных ситуаций и повысить безопасность объектов.

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ

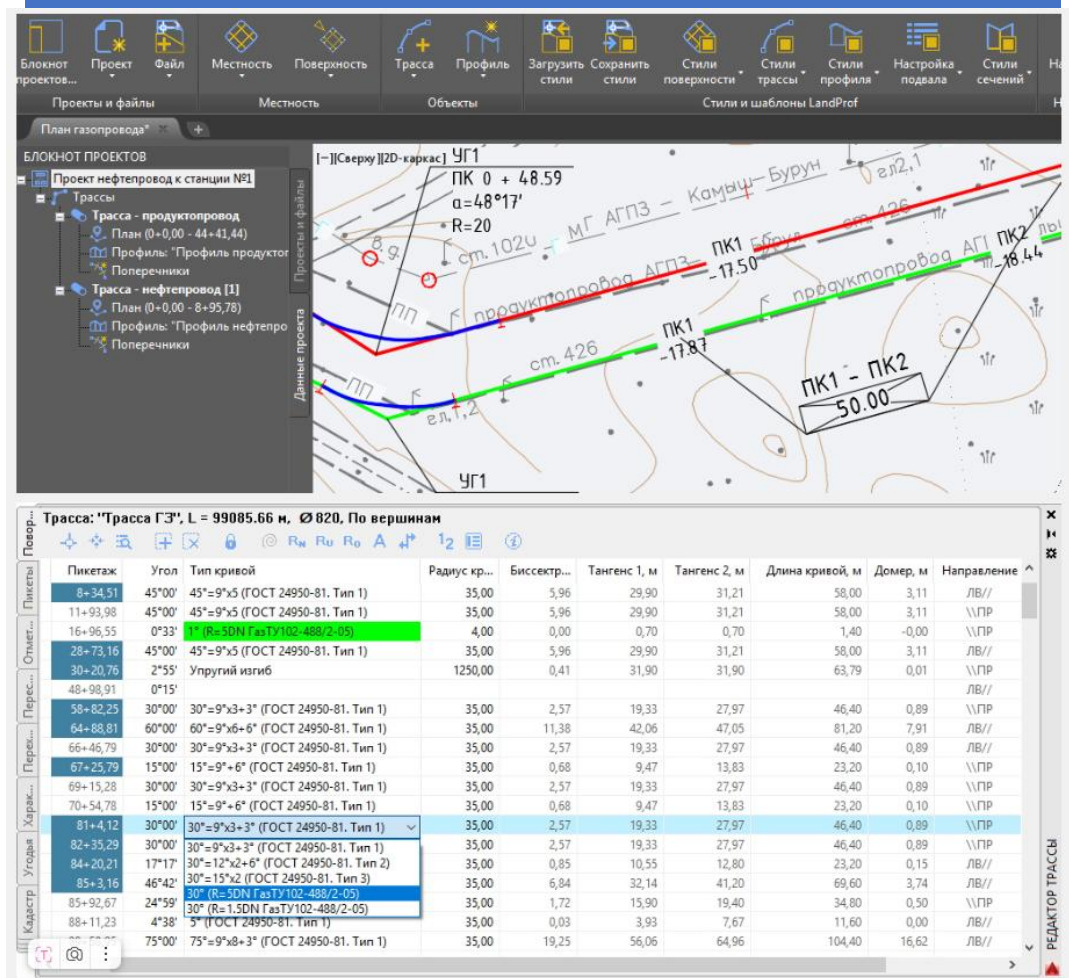


Рисунок 2. Информационная модель

Модуль управления проектом реализует функции планирования, контроля затрат и сроков. С помощью этого инструмента команду проектировщиков можно эффективно распределять ресурсы, отслеживать выполнение задач и корректировать рабочие планы в зависимости от степени выполнения проекта. Информация о статусе задач в режиме реального времени позволяет всем участникам проекта быть в курсе текущих дел, тем самым повышая общую эффективность работы.

Обратим внимание и на функции совместной работы, которые предоставляют возможность одновременно работать над проектом многим пользователям. Это актуально в условиях современных водных и земельных ресурсов, когда участникам проекта необходимо учитывать множество аспектов в режиме реального времени. Таким образом, бизнес-процесс проектирования становится более прозрачным и согласованным.

Комплекс Трубопровод внедряет современные методы продвинутого анализа и машинного обучения, что позволяет оптимизировать работу системы на основе имеющихся данных. Такие технологии дают возможность постоянно улучшать

алгоритмы расчета, предсказывать потребности в ресурсах и предотвращать возможные проблемные ситуации ещё до их возникновения.

Подводя итог, можно сказать, что комплекс «Трубопровод» представляет собой мощный инструмент, который учитывает разнообразные аспекты проектирования объектов магистрального трубопровода. Нарботанный функционал способен улучшить качество проектирования, уменьшить временные и финансовые затраты, а также повысить безопасность и надежность трубопроводных систем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. В. В. Атрощенко. Информационные технологии в нефтегазовой отрасли. 2021 г. - 100 с.
2. Алгазинов, Э. К. Анализ и компьютерное моделирование информационных процессов и систем / Э.К. Алгазинов, А.А. Сирота. - М.: Диалог-Мифи, 2009. - 416 с.
3. В.В Талапов. Технология BIM: суть и особенности внедрения информационного моделирования зданий. 2015 г. - 412 с.
4. Артюшкин И.В. Использование современных информационных технологий для проектирования автоматизированных систем управления в нефтегазовой отрасли» г. Самара, 2015 г.
5. Короленок А. М., Комаров Д. Н., Темис М.Ю, Соколов Н.О., Бессонов В. С, Щиров Е. С. Применение современных систем автоматизированного проектирования объектов нефтегазового комплекса в учебном процессе. г. Москва, 2022 г.
6. Корытин Н.О., Романова Е.А. Автоматизация процессов проектирования., г. Екатеринбург.

УДК 66.021.1

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ С ПЕРЕМЕННЫМ РАСХОДОМ В ПРИЛОЖЕНИИ KOMPASFLOW СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОМПАС-3D

С.В. Иваняков

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

E-mail: ivanyakov.serge@yandex.ru

Аннотация. Статья посвящена анализу результатов моделирования течения жидкости с переменным расходом в трубчатых распределительных устройствах. Моделирование проводилась как на натурном объекте, так и на численной трехмерной модели с использованием KompasFlow САПР Компас-3d. Сравнение полученных результатов показало, что приложение KompasFlow позволяет определить параметры работы распределителя с высокой точностью.

Ключевые слова: распределение жидкости, устройство распределительное, нефтепереработка.

Наибольшая эффективность массообмена пленочных колонных аппаратов достигается при равномерном распределении газа и жидкости по поперечному сечению аппарата. Также важно, чтобы эта равномерность сохранялась по всей высоте насадочного слоя.

Равномерность распределения жидкости определяется начальным распределением жидкости, поступающей на насадку. Это распределение задается в специальных устройствах – распределителях жидкости, различающихся по конструкции и качеству распределения.

Наиболее простыми по конструкции являются распределители в виде горизонтальной трубы с перфорацией в виде отверстий одного диаметра с постоянным шагом перфорации. Однако, несмотря на простоту конструкции, расчет параметров работы распределителей обладает некоторыми трудностями, связанными с определением напора, при котором жидкость истекает из отверстий, так как при движении жидкости в трубе с переменным расходом, давление, с одной стороны, уменьшается из-за наличия вязкого трения, а с другой, увеличивается из-за снижения скорости жидкости (закон сохранения энергии). Наличие двух этих процессов осложняет аналитическое решение задачи определения параметров работы распределителя этого типа.

Одним из возможных вариантов решения этой задачи является использование для моделирования приложения KompasFlow интегрированного в Компас-3d и позволяющее проводить экспресс-анализ гидродинамики проектируемого распределительного устройства.

Для оценки точности моделирования работы распределителя жидкости, были созданы физическая и цифровая модель перфорированного распределителя в виде трубы диаметром 21,6 мм, с 5 отверстиями диаметром 3 мм, расположенными на расстоянии 100 мм друг от друга. В качестве рабочей жидкости использовалась вода (плотность 1000 кг/м^3 , вязкость $0,001 \text{ Па}\cdot\text{с}$), поступающая в распределитель при разном избыточном давлении (0,1 0,2, 0,3, 0,4 кгс/см^2).

Сравнение результатов полученных при испытании натурального образца и результатов численного моделирования приведены на рисунке 1. Оно показало, что приложение KompasFlow позволяет определить параметры работы распределителя с высокой точностью.

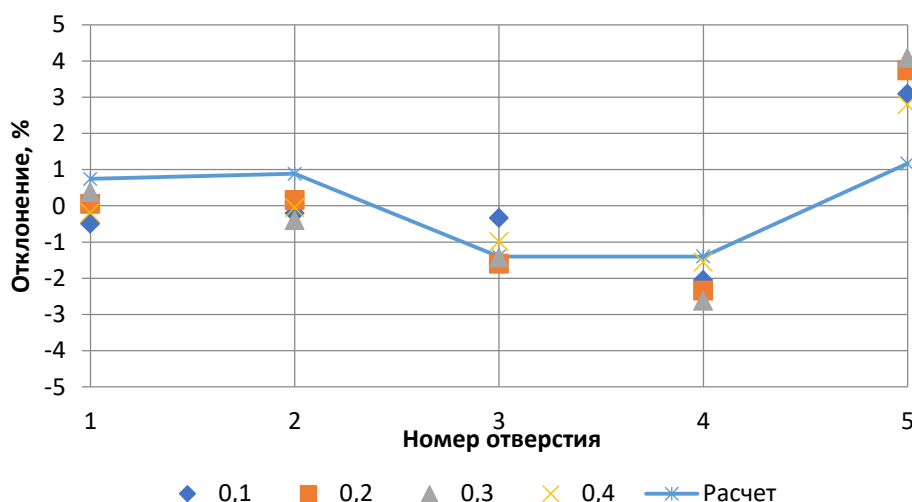


Рисунок 1 – Отклонение расходов через отверстия от среднего расхода при численном и физическом моделировании работы трубчатого распределителя жидкости

Моделирование движения жидкости с переменным расходом в трубчатом распределителе с использованием приложения KompasFlow САПР Компас-3d позволяет получить поля распределения давления и скорости жидкости внутри устройства, интегральные расходные характеристики и т.д. Эти данные позволяют определить параметры работы и оптимизировать конструкцию распределительного устройства.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. KompasFlow: обзор программы | АСКОН. [Электронный ресурс]: URL : <https://ascon.ru/products/kompasflow/> (дата обращения: 09.04.2025)
2. Рамм, В. М. Абсорбция газов [Текст] / В. М. Рамм. - М. : Химия, 1966. - 767с.
3. Головачевский, Ю. А. Оросители и форсунки скрубберов химической промышленности [Текст] / Ю. А. Головачевский. - М. : Машиностроение, 1974. - 271с.

УДК 622.276

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕДОБЫЧЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИСТЕМ ПАЗ

Е.И. Булгакова, А.А. Еремин

Руководитель: доцент Мельникова Д.А.

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: bulgakova.e2002@gmail.com, ereminalesha23@gmail.com

Аннотация. В статье рассматриваются экологические аспекты, связанные с применением автоматизированных систем ПАЗ в нефтедобыче. Анализируется, как современные технологии автоматизации могут снизить негативное влияние на окружающую среду. Особое внимание уделяется оптимизации технологических процессов с использованием систем ПАЗ, что может значительно улучшить экологическую ситуацию.

Ключевые слова: Автоматизация, нефтедобыча, экология, устойчивое развитие, системы ПАЗ.

Введение

С каждым годом усиливается осознание необходимости бережного отношения к окружающей среде. В этих условиях внедрение новых подходов к автоматизации процессов в нефтедобыче с использованием систем ПАЗ становится особенно актуальным. Данные системы позволяют автоматизировать мониторинг экологических параметров, таких как качество воздуха и уровень загрязнения воды. Это дает возможность не только раннего обнаружения проблем, но и рекомендательного управления действиями по их устранению.

Применение ПАЗ системой мониторинга и управления позволяет контролировать состояние оборудования и на ранних стадиях предотвращать утечки нефти и других опасных веществ. Таким образом, подходы к автоматизации процессов становятся высокоэффективными с точки зрения экологии.

Актуальность и научная значимость

Актуальность вопросов автоматизации процессов в нефтедобыче связана с необходимостью повышения эффективности и безопасности производственных процессов. Краткий обзор литературы показывает растущий интерес к решениям, которые способствуют снижению выбросов, улучшению контроля за процессами и минимизации отходов.

Кроме того, внедрение технологий интеллектуального искусственного интеллекта также оптимизирует процессы, повышает их эффективность и экономит ресурсы.

Нефтегазовая промышленность жизненно важна для мировой экономики, поскольку она обеспечивает энергетические ресурсы, которые движут различными секторами. Однако в своей деятельности отрасль сталкивается с рядом проблем, которые препятствуют эффективности и безопасности. Сложности, присущие

процессам представляют собой значительные препятствия, которые необходимо устранить для оптимизации производительности. Неопределенности, присущие обнаружению и извлечению запасов нефти и газа, добавляют сложности к этим процессам.

Постановка задачи

В условиях растущего внимания к экологическим последствиям нефтедобычи необходимо определить ключевые экологические проблемы, связанные с процессами, и проанализировать различные подходы к автоматизации для смягчения этих последствий. Задачи включают в себя:

1. Определение основных экологических рисков при нефтедобыче

На данном этапе необходимо провести комплексный анализ экологических рисков, связанных с процессами нефтедобычи. Это включает в себя изучение потенциальных источников загрязнения, таких как выбросы углеводородов, утечки нефти, а также воздействие на экосистемы. Важно идентифицировать все значимые факторы, способствующие ухудшению качества окружающей среды, и оценить их влияние на здоровье людей и флоры и фауны.[3]

2. Анализ применения современных технологий ПАЗ в нефтедобыче

Здесь требуется рассмотреть существующие технологии ПАЗ, которые могут быть внедрены в нефтедобывающем процессе. Нужно проанализировать их функционал, возможности интеграции с другими системами, а также эффективность в мониторинге и управлении экологическими показателями. Важно также изучить примеры успешных внедрений таких систем в мировой практике и сделать выводы, какие методологии и подходы могут быть адаптированы для конкретных условий нефтедобычи.

3. Изучение влияния автоматизации с помощью систем ПАЗ на устойчивость нефтедобывающей отрасли

На этом этапе необходимо исследовать, как автоматизация процессов с помощью технологий ПАЗ влияет на устойчивость нефтедобывающей отрасли. Это может включать в себя изучение вопросов экономической эффективности, безопасности производственных процессов и устойчивого развития. Нужно проанализировать, как системы ПАЗ способствуют снижению ресурсов, необходимых для добычи, и как они помогают предотвратить аварийные ситуации, тем самым улучшая работу всей системы в целом.

4. Выработка практических рекомендаций по внедрению автоматизированных систем ПАЗ

Заключительный этап включает в себя формулирование рекомендаций для компаний нефтедобывающей отрасли по внедрению систем ПАЗ. Это может включать в себя разработку совместных программ для тестирования и оптимизации систем, обучение персонала, а также внедрение стандартов и протоколов для обеспечения успешной интеграции новых технологий. Особое внимание следует уделять взаимодействию между различными системами и обеспечению долговременной поддержки и обновления технологий[1].

5. Формирование выводов о перспективности применения систем ПАЗ в автоматизации процессов нефтедобычи

На заключительном этапе исследования будет сформулировано общее резюме по всем аспектам влияния автоматизации на нефтедобычу. Нужно учесть как положительные, так и отрицательные аспекты, возможности для дальнейших исследований и внедрений, а также возможные направления для улучшения существующих технологий. Это также включает в себя прогнозирование будущих трендов в автоматизации нефтедобычи и реализации устойчивых экологических практик.

Теоретическая часть

Аварии на предприятиях нефтегазовой отрасли, как правило, характеризуются значительными выбросами опасных веществ, которые негативным воздействием на окружающую природную, социальную среду, приносят серьезный экономический ущерб. В большинстве случаев такие инциденты провоцируют внутренние опасные факторы, такие как разгерметизация и разрушение технических устройств, ошибки персонала, нарушение требования организации и выполнения опасных видов работ. Невозможно полностью исключить аварии на опасных производственных объектах. Именно поэтому с сохраняется актуальность проблем предупреждения возникновения аварии на предприятиях нефтегазовой отрасли, а также исключения тяжелых последствий как событий.[2]

Неправильное выполнение той или иной технологической операции может послужить причиной образования горючей и взрывоопасной среды, привести к аварии и несчастным случаям. Процессы сепарации, подготовки и транспорта нефти и газа по трубопроводам имеет следующие опасные факторы:

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей, паров, способность паров и газов образовывать с воздухом взрывоопасные смеси;
- коррозия трубопроводов, арматуры, оборудования;
- наличие электрооборудования;
- вредное воздействие паров и газов на органы дыхания.

Меры противопожарной защиты помещений насосных станций направлены на предотвращение или ограничение развития пожара при разливе горючих жидкостей, загазованности, взрывах и разрушениях аппаратов и т.д. В помещениях насосных, перекачивающих легковоспламеняющиеся жидкости, необходимо предусмотреть устройство системы для постоянного контроля за состоянием газовой среды с помощью стационарных газоанализаторов, сблокированных с аварийной системой вентиляции. [4] Безопасность системы сепарации нефтяной эмульсии также зависит от компетентности и обученности персонала. Регулярные тренировки и обучение сотрудников по правилам эксплуатации оборудования, процедурам безопасности и мерам по предотвращению чрезвычайных ситуаций являются неотъемлемой частью обеспечения безопасности. Использование инновационных технологий, таких как системы искусственного интеллекта для прогнозирования возможных отклонений, дополнительно повышает уровень безопасности. Автоматизированные системы могут не только предотвращать аварии, но и оптимизировать процессы сепарации для повышения эффективности и снижения рисков.

Практическая значимость

Одной из главных мер защиты является использование инновационных технологий, таких как система искусственного интеллекта, для прогнозирования возможных отклонений, также автоматизированные системы, которые могут не только предотвращать аварии на станции, но и оптимизировать процессы для повышения фактивности. Автоматизированная система отвечает за своевременное включение блокировок и сигнализации, такие блокировки предусматриваются, например, на входе ДНС и на выходе. Блокировки по давлению в сепараторе так же являются неотъемлемой частью обеспечения безопасности (рисунок 1).

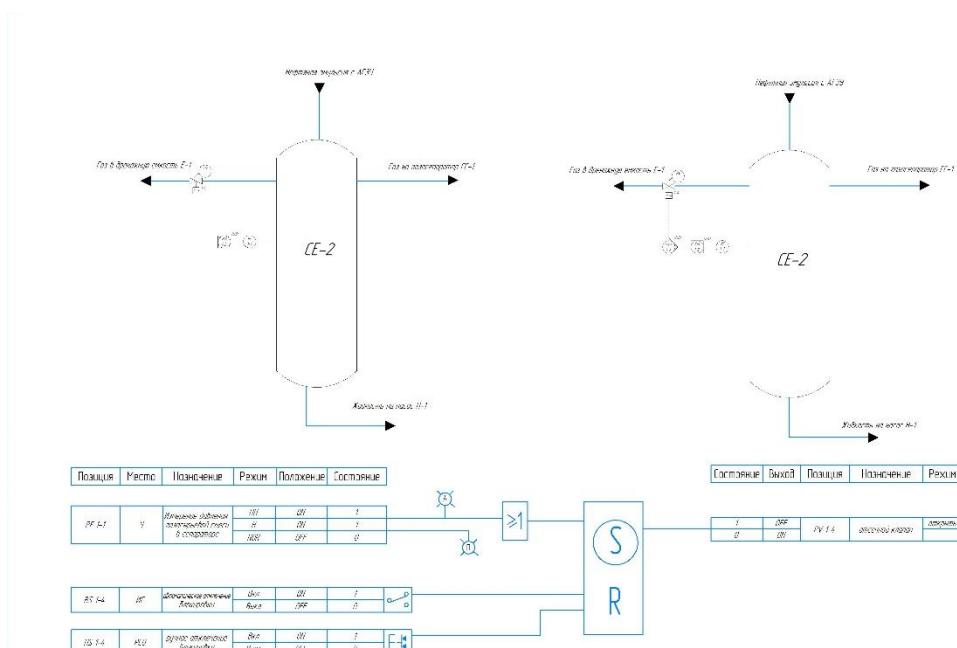


Рисунок 1 – Система блокировок по давлению в сепараторе CE-2

Схема математической логики блокировок в сепараторе CE-2 включает в себя блок логического «ИЛИ», SR – триггер, кнопочный выключатель без фиксации, переключатель двухпозиционный, компаратор, отсечной клапан, ПИП давления. Производится измерение предупредительно-высокого и сверхвысокого(аварийного) значения давления в ёмкости ПИП давления (поз. PE1- 1), расположенным на установке.

При достижении высокого значения давления включается режим Н положение переходит в ON и единичный сигнал подается в операторную. Там происходит индикация предаварийного сообщения, срабатывает предупредительная сигнализация. При достижении сверхвысокого значения давления на пульте включается режим НН положение переходит в ON и единичный сигнал подается в операторную, срабатывает аварийная сигнализация. Единичный сигнал направляется на логический блок «ИЛИ», на выходе которого единичный сигнал, который подается на SR – триггер.

Триггер находится в режиме «set» и при единичном входе отправляет единичный сигнал на клапан. При получении единичного сигнала производится открытие отсечного клапана, установленного на линии сброса газа в дренажную емкость. Отсечной клапан имеет состояния 1 (выключен) и 0 (включен) в случае аварийной ситуации с ПИП поступает сигнал 1, что приводит к открытию клапана. В случае аварийного режима сигнал поступает на логический блок «ИЛИ». Далее единичный сигнал с выхода этого блока направляется на вход SR-триггера, находящегося в положении «Set». Данное положение указывает на уставку, поэтому с него выходит единичный сигнал, поступает на отсечной клапан, в результате чего происходит открытие клапана. На инженерной станции предусмотрено включение и отключение блокировки по давлению в ёмкости СЕ-2 с помощью двухпозиционного автоматического переключателя.

При снижении давления в емкости до нормального режима происходит автоматическое отключение блокировки и клапан автоматически закрывается. В случае несрабатывания автоматического отключения блокировки, согласно требованиям безопасности, на рабочей станции оператора предусмотрено ручное отключение блокировки специально обученным персоналом, имеющим доступ к системе. Работники должны быть проинструктированы и обучены приемам безопасного ведения работы станции. При любых изменениях в процессе, оборудовании или методах труда своевременно оповещены. Каждый сотрудник должен проходить переквалификацию, для подтверждения актуальности знаний. Оборудование тоже должно проходить поверку в указанные в документах сроки, проверяться специально обученными людьми. Подъездные дороги, здания, сооружения должны соблюдаться в чистоте и порядке, любые поломки сразу нужно устранять, так как это влияет напрямую на своевременное реагирование сотрудников в случае ЧС. Для предотвращения взрывов и разливов, используется блокировка, которая не дает выйти параметру за пределы, безопасные для жизнедеятельности установки.

Выводы

После выполнения всех поставленных задач обозначим полученные выводы. Во-первых, применение инновационных технологий на нефтедобывающих и перерабатывающих установках, включая системы искусственного интеллекта и автоматизированные системы управления, существенно увеличивает уровень безопасности и эффективности производственных процессов. В данном исследовании была рассмотрена реализация системы блокировок по давлению в сепараторе СЕ-2, которая играет ключевую роль в предотвращении аварийных ситуаций, обеспечивая автоматическое реагирование на изменения давления и своевременное срабатывание сигнализации.

Автоматизация процессов позволяет не только быстрее реагировать на аварийные ситуации, но и оптимизировать рабочие процессы, снижая риски и минимизируя возможные последствия для окружающей среды и здоровья работников. Однако, несмотря на высокую степень автоматизации, человеческий фактор остается важным элементом системы безопасности. Поэтому необходима регулярная подготовка и обучение персонала, что гарантирует их профессиональную готовность к действиям в условиях нестандартных ситуаций.

Кроме того, выполнение процедур регулярной поверки оборудования и поддержание порядка на территории производства имеют первостепенное значение для обеспечения безопасной эксплуатации установок. Систематическое соблюдение правил безопасности и оперативное устранение неполадок помогут создать безопасные условия труда, предотвращая возможные инциденты и сводя к минимуму риски возникновения аварий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Элете Т., Нвулу Э. О., Эрхуэх О. В., Акано О. А., Адерамо А. Т. Изучение передовых методов автоматизации и управления процессами: общая структура для приложений в нефтегазовой отрасли // Журнал инженерной науки и технологий. 2024. Т. 5, № 11. С. 3127-3159.
2. Эгнатов А.А., Аляров А.А.О. Функциональные стратегии развития предприятий нефтегазового комплекса // Московский экономический журнал. – 2022. – № 7.
3. Применение моделирования процесса развития аварии и оценки рисков в целях обеспечения безопасности эксплуатации объектов нефтегазового комплекса [Электронный ресурс] URL:<https://cyberleninka.ru/article/n/primenenie-modelirovaniyaprotsessa-razvitiya-avarii-i-otsenki-riska-v-tselyah-obespecheniyabezopasnoy-ekspluatatsii-obektov/viewer> (дата обращения 12.03.2025)
4. Шарафиев, Д. Я. Противоаварийная защита на опасном производственном объекте в нефтегазовой промышленности / Д. Я. Шарафиев. — Текст : непосредственный // Исследования молодых ученых : материалы XIV Междунар. науч. конф. (г. Казань, ноябрь 2020 г.). — Казань : Молодой ученый, 2020.

РАЗРАБОТКА ПОЛЬЗОВАТЕЛЬСКОГО ИНТЕРФЕЙСА ДЛЯ СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ И УЧЁТА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

А.А. Ерёмин, А.В. Акимцев, Д.А. Мельникова

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

e-mail: alexey.eriomin@yandex.ru, akim2335@mail.ru, melnikovada1988@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена разработке универсальных рекомендаций по проектированию интерфейсов систем диспетчеризации и учёта, направленных на снижение когнитивной нагрузки оператора и повышение безопасности управления технологическими процессами. На основе синтеза принципов НМИ-дизайна, когнитивной эргономики и стандартов промышленной автоматизации предложены методы структурированной визуализации данных, цветовой дифференциации критических параметров и модульной архитектуры интерфейса.

Ключевые слова: пользовательский интерфейс, промышленная безопасность, визуализация данных, система диспетчеризации и учёта.

Введение

Современные промышленные системы управления требуют интерфейсов, которые не только обеспечивают оперативный контроль над технологическими процессами, но и минимизируют риски за счёт безопасности и интуитивности. Ключевая задача проектирования систем диспетчеризации и учёта — найти баланс между функциональностью и простотой: перегруженные экраны или избыточная автоматизация могут замедлить реакцию оператора, а недостаточная визуализация критических параметров — привести к ошибкам. Работа фокусируется на принципах НМИ-дизайна, направленных на снижение когнитивной нагрузки, интеграцию с системами аварийного реагирования и адаптацию к различным отраслевым требованиям. Основная цель — создать инструменты, которые превращают данные в осмысленные действия, обеспечивая безопасность, эффективность и уверенность оператора даже в критических условиях.

Актуальность и научная значимость

Современная промышленность сталкивается с парадоксом: рост автоматизации, призванный снизить риски, одновременно усложняет управление технологическими процессами. Операторы вынуждены работать с огромными массивами данных, а несовершенство интерфейсов часто превращает информацию в «шум», повышая вероятность ошибок.

Особый вклад вносится в область визуализации данных. Современные исследования подчёркивают, что «ситуационная осведомлённость» оператора зависит не от количества информации, а от её структурированности. Предлагаемые принципы — цветовая дифференциация, иерархия элементов, контекстная анимация — трансформируют сырые данные в смысловые паттерны. Например, динамические тренды уровня жидкости не просто отображают изменения, но и прогнозируют риски переполнения, а группировка аварийных сигналов по зонам упрощает локализацию проблем. Эти подходы согласуются с концепциями когнитивной эргономики, но адаптированы под реалии промышленных систем диспетчеризации и учёта.

Научная значимость работы заключается в преодолении разрыва между теоретическими исследованиями человеко-машинного взаимодействия и практическими требованиями промышленности. Данная работа систематизирует методы адаптации интерфейсов под различные условия, что расширяет теоретическую базу НМИ-дизайна.

Современные исследования в области человеко-машинного взаимодействия подчёркивают, что эффективный пользовательский интерфейс должен сочетать функциональность с простотой[1]. Например, использование цветовой дифференциации для аварийных сообщений или графических трендов снижает когнитивную нагрузку на оператора[2]. Кроме того, автоматизация особо важных задач, таких как закрытие задвижек при критических уровнях, минимизирует влияние человеческого фактора.

Таким образом, работа вносит вклад как в теорию проектирования интерфейсов, так и в практику промышленной автоматизации, обеспечивая безопасность, наглядность и соответствие международным стандартам.

Постановка задачи

Основная задача исследования заключается в разработке универсальных рекомендаций по проектированию интерфейсов систем диспетчеризации и учёта, направленных на повышение безопасности, эффективности и удобства взаимодействия оператора с автоматизированными процессами. Современные промышленные системы управления часто сталкиваются с проблемой перегруженности интерфейсов: избыток данных, неочевидная навигация и отсутствие чёткой визуальной иерархии затрудняют оперативное принятие решений. Это создаёт риски ошибок, особенно в условиях дефицита времени или при работе с критически важными параметрами.

Ключевой вызов заключается в создании методологии, которая объединяет принципы человеко-машинного взаимодействия (НМИ) с требованиями промышленной безопасности. Необходимо определить, как визуализировать данные, чтобы обеспечить оператору «ситуационную осведомлённость» — способность мгновенно оценивать состояние системы, прогнозировать риски и реагировать на них. При этом интерфейс должен быть адаптивным: гибко подстраиваться под различные отрасли, от энергетики до химического производства, без потери функциональности.

Важным аспектом является интеграция автоматизации. Интерфейс должен не только отображать данные, но и минимизировать ручное вмешательство в штатных режимах, сохраняя возможность оперативного управления в нештатных ситуациях. Это требует баланса между предопределёнными сценариями (например, автоматическое блокирование клапанов при аварии) и свободой действий оператора.

Цель работы — сформулировать принципы, которые позволят:

- Снизить когнитивную нагрузку за счёт структурированной визуализации данных;
- Обеспечить мгновенное распознавание критических состояний через цветовую и графическую дифференциацию;
- Упростить навигацию между экранами и функциями;
- Повысить надёжность системы за счёт интеграции с алгоритмами аварийного реагирования.

Результатом станут рекомендации, применимые для широкого спектра систем диспетчеризации и учёта, независимо от специфики контролируемых процессов. Это позволит проектировщикам создавать интерфейсы, которые не только соответствуют стандартам безопасности, но и становятся инструментом повышения производительности и снижения эксплуатационных рисков.

Теоретическая часть

Проектирование интерфейсов систем диспетчеризации и учёта базируется на синтезе принципов человеко-машинного взаимодействия (НМИ), эргономики и визуализации данных. Основная цель таких интерфейсов — обеспечить оператора инструментом, который не только отображает информацию, но и структурирует её таким образом, чтобы минимизировать когнитивную нагрузку и ускорить принятие

решений. Ключевым аспектом здесь выступает концепция «ситуационной осведомлённости», подразумевающая способность пользователя быстро оценивать состояние системы, прогнозировать риски и действовать в соответствии с ними.

Важную роль играют принципы когнитивной психологии. Исследования показывают, что человек способен одновременно удерживать в рабочей памяти ограниченное количество элементов (правило « 7 ± 2 » Миллера)[3]. Это определяет необходимость строгой иерархии данных: критически важные параметры (например, аварийные сигналы) должны занимать центральное место на экране, тогда как второстепенная информация может быть скрыта в выпадающих меню или дополнительных слоях. Цветовая дифференциация, контрастность и стандартизированные иконки становятся инструментами, снижающими время реакции. Например, красный цвет для аварийных состояний и нейтральный для штатных режимов создают мгновенные ассоциации, исключая необходимость расшифровки.

Современные подходы к визуализации данных в системах диспетчеризации и учёта также опираются на теорию обработки информации. Графики трендов, гистограммы и тепловые карты трансформируют числовые значения в паттерны, которые легче воспринимаются визуально. Динамические элементы, такие как анимированные предупреждения, привлекают внимание без перегрузки интерфейса. Однако избыточная анимация или сложные визуальные эффекты могут отвлекать оператора, что противоречит принципу «минимализма» в HMI-дизайне.

Безопасность и автоматизация — ещё два столпа теоретической базы. Стандарты, такие как ISA-101, подчёркивают необходимость разделения интерфейса на зоны ответственности: управление, мониторинг и аварийное реагирование[4]. Автоматизация рутинных операций (например, блокировка клапанов при превышении давления) снижает зависимость от человеческого фактора, но требует сохранения возможности ручного вмешательства. Теория «защиты от ошибок» (error-proofing) предлагает встроить в интерфейс механизмы предотвращения неверных действий: подтверждение критических команд, блокировку несанкционированного доступа к настройкам.

Наконец, адаптивность интерфейсов становится ответом на разнообразие промышленных задач. Модульная архитектура позволяет масштабировать систему, добавляя новые датчики или функции без перепроектирования всей структуры. Интеграция с технологиями машинного обучения открывает возможности для прогнозирования аварийных сценариев, что трансформирует интерфейс из пассивного наблюдателя в активного помощника оператора. Таким образом, теоретическая основа проектирования интерфейсов систем диспетчеризации и учёта объединяет инженерные дисциплины, когнитивные науки и современные IT-тренды, формируя комплексный подход к созданию безопасных и эффективных решений.

Основные принципы проектирования

Эффективный графический интерфейс системы диспетчеризации и учёта строится на сочетании ключевых принципов, обеспечивающих удобство, безопасность и надёжность. Центральное место занимает удобство использования, которое достигается за счёт интуитивной организации данных. Например, критические параметры, такие как аварийные сигналы, размещаются в зоне

первичного внимания, а второстепенная информация скрывается в дополнительных слоях. Это позволяет оператору быстро ориентироваться в информации, не перегружая рабочую память.

Консистентность играет важную роль в создании доверия пользователя. Единообразие стиля — от цветовой палитры до формы кнопок — снижает время обучения и предотвращает ошибки. Например, если красный цвет обозначает аварийное состояние на одном экране, он не может использоваться для других целей на другом. Этот подход распространяется на все элементы: шрифты, иконки, анимации.

Принцип минимализма подчёркивает, что «меньше — лучше». Интерфейс фокусируется на данных, напрямую влияющих на принятие решений, исключая декоративные элементы. Например, вместо десяти графиков на одном экране используются фильтры для выбора актуальных трендов. Это не только упрощает восприятие, но и снижает риск пропуска критических событий.

Безопасность и защита от ошибок интегрируются в дизайн через механизмы подтверждения действий. Команды, такие как остановка насоса, требуют дополнительного подтверждения, а неактивные элементы визуально блокируются. Это предотвращает случайные нажатия, особенно в стрессовых условиях.

Адаптивность учитывает условия эксплуатации. В цехах с плохим освещением применяются контрастные цвета и крупные шрифты, а для мобильных устройств — адаптивная вёрстка. Масштабируемость позволяет добавлять новые датчики без нарушения структуры, что особенно важно для растущих производств.

Наконец, соответствие стандартам (ISA-101, ISO 9241) гарантирует совместимость и безопасность. Стандартизация значков для насосов, клапанов или датчиков упрощает взаимодействие операторов из разных отраслей, а также интеграцию с другими системами.

Эти принципы взаимосвязаны: консистентность усиливает удобство, минимализм поддерживает безопасность, а адаптивность обеспечивает долгосрочную жизнеспособность интерфейса. Их совместное применение превращает систему диспетчеризации и учёта в инструмент, который не только отображает данные, но и активно способствует предотвращению аварий и повышению эффективности управления.

Архитектура интерфейса

Архитектура интерфейса системы диспетчеризации и учёта определяет, как элементы управления и данные организуются для обеспечения эффективного взаимодействия оператора с технологическим процессом. Центральное место занимает иерархия экранов, где главный дашборд предоставляет общий обзор системы: ключевые параметры, статусы оборудования и индикаторы аварийных состояний. Детализированные окна углубляются в специфические аспекты, такие как настройка отдельных узлов или анализ исторических трендов, сохраняя при этом связь с главным экраном для быстрого возврата к общему контексту. Аварийные уведомления, в свою очередь, должны быть выделены в отдельный слой, который автоматически активируется при критических событиях, перехватывая внимание оператора без необходимости ручного поиска информации.

Модульность архитектуры позволяет разделить интерфейс на независимые функциональные блоки, каждый из которых отвечает за определённый аспект управления. Например, модуль контроля температуры может существовать отдельно от модуля управления клапанами, что упрощает масштабирование системы. Добавление новых датчиков или интеграция дополнительных функций не требует перепроектирования всей структуры — достаточно подключить новый модуль, сохраняя целостность интерфейса. Такой подход также облегчает обслуживание: при возникновении неполадок в одном блоке остальные продолжают работать, минимизируя простои.

Таким образом, архитектура интерфейса — это баланс между структурой, гибкостью и интеграцией. Она создаёт основу для интуитивного взаимодействия, где каждый элемент занимает своё место, а система в целом остаётся открытой для модернизации и адаптации к меняющимся требованиям производства.

Визуализация данных

Эффективная визуализация данных в системах диспетчеризации и учёта превращает сырые показатели в осмысленную информацию, позволяя оператору мгновенно оценивать состояние технологического процесса. Основу составляет графическое представление параметров, где тренды, гистограммы и тепловые карты отображают динамику изменений. Например, график температуры за последние 24 часа не просто показывает колебания, но и помогает прогнозировать перегрев, а тепловая карта распределения давления в резервуаре выявляет зоны риска. Такие инструменты снижают когнитивную нагрузку, заменяя таблицы чисел визуальными паттернами, которые легче интерпретировать.

Цветовая дифференциация играет ключевую роль в быстром распознавании состояний. Красный цвет для аварийных сигналов, жёлтый для предупреждений и нейтральный для штатного режима создают интуитивные ассоциации, исключая необходимость расшифровки значений. Однако важно соблюдать баланс: избыток цветов или их неконсистентное применение приводит к визуальному шуму. Например, индикатор уровня жидкости может менять оттенок от синего к оранжевому по мере приближения к критической отметке, предупреждая оператора до срабатывания аварийной сигнализации.

Динамические элементы, такие как анимированные индикаторы или мигающие уведомления, привлекают внимание к критическим изменениям, но требуют осторожного использования. Анимация оправдана, когда она подчёркивает важное событие — например, плавное изменение цвета клапана при его открытии. Однако избыточные эффекты, вроде вращающихся элементов или сложных переходов, отвлекают от сути и нарушают принцип минимализма.

Стандартизация символов и иконок — ещё один важный аспект. Использование общепринятых обозначений для насосов, клапанов или датчиков сокращает время обучения и снижает риск ошибок. Например, треугольник со стрелкой может обозначать направление потока, а схематичное изображение резервуара — его текущий уровень заполнения. Это особенно важно в мультидисциплинарных средах, где операторы могут работать с разными типами оборудования.

Таким образом, визуализация данных — это искусство трансформации чисел в смысл. Она сочетает научную точность с эргономикой, создавая интерфейсы, которые не только информируют, но и направляют действия оператора, предотвращая ошибки и повышая надёжность управления.

Навигация и управление

Эффективная навигация и интуитивное управление — основа продуктивного взаимодействия оператора с системой диспетчеризации и учёта. Логичная структура меню обеспечивает быстрый доступ к ключевым функциям: например, главный экран содержит ссылки на аварийные уведомления, тренды и настройки, расположенные в зоне естественного внимания. Это позволяет оператору мгновенно переключаться между задачами без потери контекста. Кнопки, слайдеры и выпадающие списки размещаются в соответствии с частотой использования: наиболее востребованные элементы (например, «Экстренная остановка») выделяются размером, цветом или положением, тогда как второстепенные функции скрываются в контекстных меню.

Важную роль играет предсказуемость интерфейса. Действия оператора должны приводить к ожидаемым результатам: нажатие на значок насоса открывает его параметры, а свайп влево возвращает к общей схеме. Контекстные подсказки, такие как всплывающие окна с краткими инструкциями, помогают новым пользователям освоиться, но не перегружают опытных. Например, при наведении на иконку клапана может отображаться его текущий статус («открыт», «закрыт») и история последних операций.

Обратная связь — обязательный элемент взаимодействия. Каждое действие оператора сопровождается визуальным или звуковым подтверждением: изменение цвета кнопки после нажатия, анимация перехода между экранами или короткий сигнал при успешном выполнении команды. Это не только снижает тревожность, но и предотвращает дублирование операций. Например, если клапан не реагирует на команду, интерфейс немедленно отображает сообщение об ошибке.

Таким образом, навигация и управление в системе диспетчеризации и учёта — это баланс между скоростью и безопасностью. Интерфейс направляет оператора, минимизируя рутинные действия, но сохраняет контроль над критическими решениями, превращая сложные процессы в последовательность понятных шагов.

Выводы

Были разработаны рекомендации по созданию интерфейсов систем диспетчеризации и учёта, направленные на снижение когнитивной нагрузки, повышение безопасности и упрощение навигации. Основные принципы — структурированная визуализация данных, цветовая дифференциация критических параметров и модульная архитектура — позволили обеспечить оператору мгновенную оценку состояния системы. Интеграция механизмов защиты от ошибок, таких как многоступенчатое подтверждение команд, снизила риски, связанные с человеческим фактором. Результаты работы создают основу для дальнейшего развития систем диспетчеризации и учёта, где эргономика и безопасность становятся ключевыми элементами эффективного управления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Купер А., Рейманн Р., Кронин Д., Носсел К. – Интерфейс. Основы проектирования взаимодействия. 4 изд. – Питер, 2017. – 720 с.
2. Мандел Т. Разработка пользовательского интерфейса. М.: ДМК Пресс, 2007. 416 с.
3. UX-дизайн: Закон Миллера, или как снизить когнитивную нагрузку на пользователей (волшебное число семь плюс-минус два) [Электронный ресурс]. – URL: <https://vc.ru/design/190896-ux-dizain-zakon-millera-ili-kak-snizit-kognitivnuyu-nagruzku-na-polzovatelei-volshebnoe-chislo-sem-plyus-minus-dva> (дата обращения: 29.03.2025).
4. Проектирование операторных и стандарт ISA 101 [Электронный ресурс]. – URL: https://d2k.ru/about_us/publications/proektirovanie_operatornykh_i_standart_isa_101/ (дата обращения: 29.03.2025).

УДК 681.58

РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССА ОЧИСТКИ И РЕКУПЕРАЦИИ НЕФТИ ОТ СЕРОВОДОРОДА

А.Д. Снатенков, А.А. Жалилова, Д.А. Мельникова

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

e-mail: odinanya@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматривается разработка автоматизированной системы управления технологическим процессом очистки и рекуперации нефти от сероводорода, основные функциональные агрегаты входящие в состав установки, а также описан технологический процесс установки, произведен выбор ТСА среди отечественных производителей.

Ключевые слова. Сепарация, очистка, нефть, газ, сероводород, мягкая отпарка, ребойлер, теплообменник, давление, температура, уровень, датчик.

Введение

Установка рекуперации — высокотехнологичная система для нефтегазовой промышленности. Предназначена для возврата продукта в технологический цикл. Применение подобных систем позволяет: увеличить выход товарного продукта, снизить энергозатраты на единицу произведенной продукции, обеспечить выполнение экологических норм, повысить уровень безопасности на объекте. [1]

Описание технологического процесса

Объектом управления является «Концевая ступень сепарации Красноярской УПН: установки очистки и рекуперации нефти от сероводорода» (См.рис. 1).

Метод стабилизации нефти её нагреванием в ректификационной колонне с полным отбором широкой фракции легких углеводородов и сухого газа в верхней части колонны и стабильной нефти в низу широко используется в заводской практике. Однако в данном случае для обработки Красноярской нефти не требуется

стабилизация нефти как таковая. В колонну очистки нефти от сероводорода поступает уже практически стабильная нефть (350–400 мм.рт.ст.), из неё требуется только удалить сероводород. Поэтому достаточно иметь отгонную часть колонны с подачей холодного потока (40–45°C) нефти на верх колонны и нагрев кубовой части колонны до температуры 90 — 100°C, чтобы получить очищенную нефть с содержанием сероводорода менее 20 ppm. При этом давление в колонне можно держать в пределах 0.3 — 1.0 кгс/см². [2]

В настоящее время нефть с температурой от плюс 40 до плюс 45°C со ступени обессоливания подается на концевую ступень сепарации в сепаратор, где осуществляется ее стабилизация методом горячей сепарации со сбросом газа разгазирования на факел. Для подачи подготовленной нефти на установку очистки нефти от сероводорода предусматривается регулирующий клапан, а также врезка трубопровода, по которому нефть подается наверх отпарной колонны.

Колонна представляет собой отпарную часть ректификационной колонны, где проходит процесс отделения лёгкой фракции (в том числе и сероводорода) от тяжелой нефти.

Процесс отпарки происходит при следующих параметрах:

- Температура верха 45–48 °C
- Давление верха 0.14–0.16 МПа (изб.)
- Температура куба 70–80 °C
- Давление куба 0.16–0.18 МПа (изб.)

При достижении уровня нефти в кубовой части колонны аварийно-высокого значения (2400 мм) по прибору происходит автоматическое открытие регулирующего клапана на существующую концевую ступень сепарации в сепаратор, при этом регулирующий клапан установленным на входе в колонну автоматически закрывается.

При достижении давления газа в верхней части колонны аварийно-высокого значения (0,85МПа) по прибору происходит автоматическое открытие клапана на факел.

Для колонны поддержание давления на заданном значении обеспечивается регулирующим клапаном, установленным на трубопроводе выхода газа из сепаратора.

Для обеспечения процесса отпарки и поддержания необходимого температурного режима колонны предусмотрены два ребойлера, представляющие из себя испарители с паровым пространством и U-образными трубными пучками. Нагрев и испарение легких нефтяных фракций осуществляется за счет теплоносителя (силиконовый теплоноситель), который позволяет осуществлять «мягкий» нагрев нефти, исключая термическое разложение сернистых соединений углеводородов с образованием вторичных сероводородов и меркопентанов. При этом температура в ребойлерах равная 95–115 °C, поддерживается клапанами регуляторами температуры, установленными на трубопроводе выхода теплоносителя из ребойлеров.

Уровень в нефтяных отсеках ребойлеров поддерживается клапаном-регулятором, установленным на трубопроводе нагнетания насосов товарной нефти.

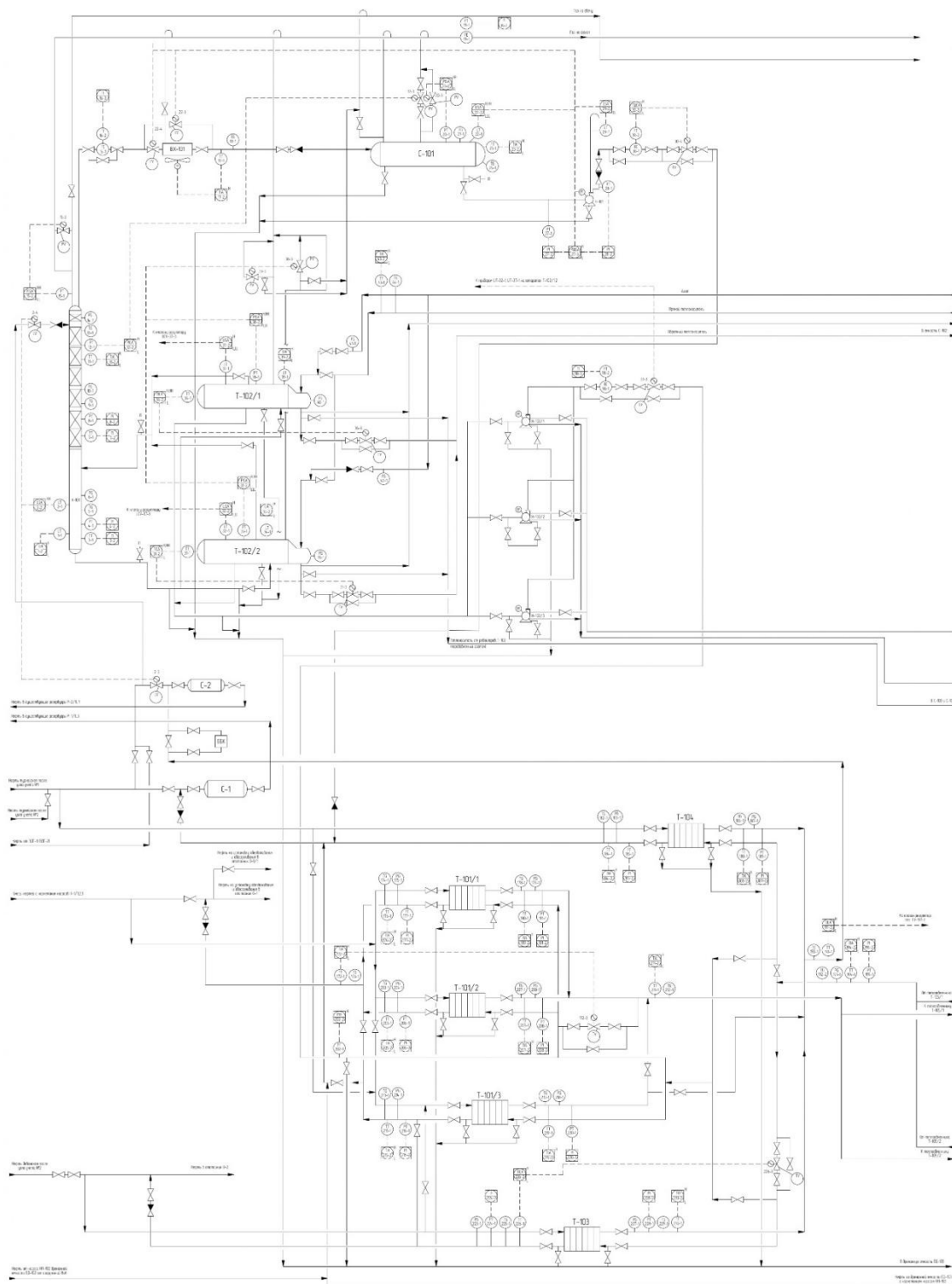


Рисунок 1. – Схема автоматизации процесса установки очистки и рекуперации нефти от сероводорода

При достижении давления в испарительных отсеках ребойлеров аварийно-высокого значения (0,85 МПа) по приборам происходит автоматическое открытие клапанов на факел.

Поддержание уровня нефти по приборам в нефтяных отсеках ребойлеров на заданном значении обеспечивается регулирующим клапаном, установленным на коллекторе нагнетания насоса.

При достижении предупредительно-низкого значения уровня нефти (800 мм) в нефтяных отсеках ребойлеров датчиками уровня, автоматически отключить рабочий насос, при дальнейшем снижении уровня нефти до аварийно-низкого значения (600 мм), автоматически отключить рабочий насос.

Поддержание температуры нефти в нефтяных отсеках ребойлеров на заданном значении обеспечивается регулирующими клапанами, установленными на трубопроводе выхода обратного теплоносителя из ребойлеров.

Очищенная нефть из нефтяной части ребойлеров насосом, через узел учета и клапан-регулятор уровня, подается в блок рекуперации тепла, после которого с температурой около 40°C поступает в блок контроля качества нефти и далее в существующий трубопровод подачи нефти на, откуда по существующей системе – в существующие резервуары товарной нефти.

Углеводородный газ и сероводород из верхней части колонны поступает в воздушный холодильник, где, в зависимости от сезона, охлаждается до 10-35° С. Температура газоконденсатной смеси на выходе поддерживается частотным регулированием двигателя вентилятора. Разделение газоконденсатной смеси осуществляется в буферной емкости, горизонтальный цилиндрический аппарат со сферическими днищами.

Из сепаратора газ через клапан-регулятор давления «до себя» сбрасывается на факел, а конденсат по мере накопления насосом через узел замера и регулирования расхода подается в существующий сепаратор разгазирования турнейского потока нефти.

При достижении уровня конденсата в сепараторе аварийно-высокого значения (1800 мм) по прибору автоматически открыть клапан в обход воздушного холодильника и автоматически закрыть клапан на входе в воздушный холодильник.

При достижении давления газа в сепараторе аварийно-высокого значения (0,85 МПа) по прибору автоматически открыть регулирующий клапан на факел.

Для защиты колонны отпарки, испарительной частей ребойлеров от превышения давления предусмотрены предохранительные клапаны, рассчитываемые из условия сброса всего количества газовой фазы, поступающей и образующейся в аппаратах при закрытии выхода вверх колонны, а для камер теплоносителя ребойлеров и буферной емкости из условия пожара.

Выходящий из ребойлеров обратный теплоноситель с температурой около 140°C поступает в емкость циркуляции, горизонтальный цилиндрический аппарат со сферическими днищами.

Рекуперация тепла очищенной нефти осуществляется последовательно в ряде пластинчатых теплообменников. Для охлаждения очищенной нефти со 105°C до 75°C предусмотрены теплообменники.

При повышении температуры охлажденной нефти – часть потока горячей нефти направляется через клапан-регулятор помимо теплообменников, при

снижении температуры охлажденной нефти необходимо поднять температуру в ребойлере.

Очищенная нефть, охлажденная на теплообменниках до 65-85°C нефть после теплообменников делится на два потока и поступает на охлаждение в теплообменники.

При этом в теплообменнике охлаждение осуществляется потоком девонской нефти, поступающим после узла учета №2, а теплообменнике потоком турнейской нефти, поступающей от узла учета №1. Для того, чтобы выполнить автоматическое деление потока очищенной нефти на два теплообменника, предусмотрен клапан-регулятор температуры девонской нефти на выходе из теплообменника. Чтобы уравновесить гидравлическое сопротивление теплообменников и их обвязки на трубопроводе подачи очищенной нефти предусмотрен ручной клапан-регулятор давления.

В теплый период работы установки для того, чтобы очищенной нефти на выходе из установки не превышала допустимых пределов, предусмотрен теплообменник доохлаждения очищенной нефти технической водой, а также автоматическое регулирование температуры очищенной нефти клапаном регулятором, установленным на выходе технической воды из теплообменников.

Возврат продукта из емкости осуществляется в поток турнейской нефти в сепаратор.

Поддержание температуры по прибору в коллекторе (сырой) нефти от теплообменника на заданном значении обеспечивается регулирующим клапаном, установленным на коллекторе очищенной нефти на входе в теплообменники.

Поддержание температуры девонской нефти по прибору на выходе из теплообменника на заданном значении обеспечивается регулирующим клапаном, установленным на коллекторе подготовленной нефти на входе в теплообменника.

Обоснование выбора ТСА.

Для выбора датчик уровня рассмотрим характеристики, предлагаемые такими фирмами как: «Росприбор» EchoTREK, «Лимако» УЛМ-31AI-HF-LC [3], «Элимер» УРЗ-41. В процессе нефть подается при температуре ~80°C, уровень в колонне отпарки 2400 мм, а давление не превышает 0,85 МПа. Измерение проводится ультразвуковым уровнемером, установленным по месту. Среди рассмотренных наиболее подходящим является УЛМ-31 компании «Лимако». Он обладает наименьшей погрешностью, подходит заданным пределам температуры и давления, имеет наибольший срок службы.

Для того, чтобы выбрать ПИП температуры рассмотрим датчики таких фирм производителей как: «Олил» TOPSZ-157Pt100, «Теплоприбор» ТС-014-224, «Аналит Теплоконтроль» ТС-1288. Температура измеряется в колонне отпарки, сепараторе, ребойлерах и теплообменниках термометром сопротивления с дистанционной передачей показаний, установленным по месту. Измеряемая среда – нефть. Температурный диапазон от 40 до 140 °C. Среди рассмотренных наиболее подходящим является ТС-1288. Он подходит нам по диапазону температур. Среди сравниваемых, у него наибольший срок службы, наиболее выгодная цена. [4]

Для того, чтобы выбрать датчик давления рассмотрим варианты таких фирм производителей как: «Монотомь» ДМ5007 ДИ, «Росма» РПД-И, «Овен» ПД100И

141-Exi. В процессе давление не превышает 0,85 МПа. Прибор для измерения давления бесшпальный с дистанционной передачей показаний, избыточного давления, установленный по месту. Сравнивая характеристики датчиков давления был выбран ПД100И 141-Exi компании «Овен». Среди сравниваемых, у него наибольший срок службы, лучшая точность, наиболее выгодная цена. [5]

Измерение расхода осуществлено методом переменного перепада давления. Измеряемая среда – нефть. Скорость потока – 3,5 м/с. Для выбора дифманометра рассмотрим характеристики, предлагаемые такими фирмами как: «Юмас» ЭКД100Н, «Монотомь» [6] МП-2, «Теплоконтроль» ДСП-160-М1. Сравнивая характеристики датчиков давления был выбран МП-2 компании «Монотомь», из-за превосходства над другими по следующим причинам: высокая точность, малые габариты, большой срок службы. Для выбора диафрагмы рассмотрим характеристики, предлагаемые такими фирмами как: «Элемер-Уфа» ДКС, «Логика концерцум» ДКС, «aurora» ДКС. Сравнивая характеристики диафрагм был выбрана ДКС компании «Логика концерцум» [7], так как у неё подходящий диаметр и выгодная цена.

Для выбора исполнительного механизма были рассмотрены модели со встроенным цифро-аналоговыми преобразователями: «Сенсор» СЕНС-ПР DN(15-150) [8], «Аврора-НЕФТЬ» КЭМ-80, «Уралэнергосервис» Ду-100. Среди рассмотренных наиболее подходящим является СЕНС-ПР DN(15-150). Он обладает подходящими процессу характеристиками, долгим сроком службы, повышенной стойкостью деталей к коррозии, сниженным коэффициентом трения и износом деталей.

Для выбора программируемого логического контроллера рассмотрим контроллеры, предлагаемые такими фирмами как: «ПромтекПрибор» БАЗИС-100, «Vumpel» ПЛК 3000 [9], «МикроДАТ» МК120. В данном процессе количество аналоговых/цифровых входов – 55, количество цифровых выходов – 16. Среди рассмотренных наиболее подходящим является «Vumpel» ПЛК 3000. Он обладает подходящими характеристиками, оптимальным количеством входов и выходов, быстрым циклом работы.

Заключение

В результате данной работы бала разработана схема автоматизации управления установки очистки и рекуперации нефти от сероводорода. Также был произведен выбор отечественных средств ТСА: ультразвуковой уровнемер УЛМ-31 компании «Лимако», термометр сопротивления «Аналит Теплоконтроль» ТС-1288, датчик давления ПД100И 141-Exi компании «Овен», диафанометр с диафрагмой МП-2 компании «Монотомь» и ДКС компании «Логика концерцум» соответственно, электрические исполнительные механизмы «Сенсор» СЕНС-ПР DN(15-150) и программируемый логический контроллер «Vumpel» ПЛК 3000.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технологический регламент ООО «Бугурусланнефть» (2012 г.).
2. ГОСТ Р 51858-2003 «Нефть. Общие технические условия»
3. Каталог продукции «Лимако» [Электронный ресурс]
<https://www.limaco.ru/ru/production/101/181/> (дата обращения 07.03.2025)

4. Каталог продукции «Аналит Теплоконтроль» [Электронный ресурс] <http://xn--90ahjlpcccjdm.xn--p1ai/catalog/dts-tsm-tsp-014-224/> (дата обращения 07.03.2025)
5. Каталог продукции «Овен» [Электронный ресурс] https://owen.ru/product/pd100i_141_exi (дата обращения 07.03.2025)
6. Каталог продукции «Манотомъ» [Электронный ресурс] <https://www.manotom.com/catalog/elektronnye/malogabaritnye-datchiki-davleniya/el/dm5007> (дата обращения 07.03.2025)
7. Каталог продукции «ЛогикаКонсерцум» [Электронный ресурс] <https://www.logika-consortium.ru/> (дата обращения 07.03.2025)
8. Каталог продукции «Сенсор» [Электронный ресурс] <https://www.nppsens.ru/product/337> (дата обращения 07.03.2025)
9. Каталог продукции «Вымпел» [Электронный ресурс] <https://vypmel.group/products/telemechanics/kontroler-plk-3000/> (дата обращения 07.03.2025)

УДК 681.5

АДАПТИРОВАННЫЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ SCADA-СИСТЕМ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А.В. Акимцев, Е.И. Булгакова

Руководитель: доцент Мельникова Д.А.

*«Самарский государственный технический университет»,
e-mail: akim2335@mail.ru, bulgakova.e2002@gmail.com, melnikovada1988@mail.ru*

Настоящая статья посвящена централизованным системам управления с использованием SCADA-систем в нефтегазовой отрасли. Показана возможность создания SCADA-системы как части крупной промышленной автоматизированной системы управления, применяемой для контроля и управления процессами добычи, транспортировки и переработки нефти и газа. Успешная эксплуатация SCADA-систем в нефтегазовой промышленности демонстрирует актуальность их разработки и внедрения в широких масштабах. В статье рассмотрены особенности автоматизированных систем управления (АСУ) и их эволюция в условиях современных технологических вызовов. Внедрение адаптивных централизованных систем с использованием SCADA-технологий способствует повышению производительности, безопасности труда и минимизации рисков на объектах нефтегазовой инфраструктуры. В работе отражены ключевые особенности SCADA-систем, их роль в управлении сложными технологическими процессами, а также описаны важные сетевые технологии, применяемые в системах под управлением SCADA. Анализ показывает, что интеграция SCADA-систем в АСУ предприятий нефтегазовой отрасли является основой для обеспечения высоких экономических показателей, повышения надежности и эффективности работы.

Ключевые слова: SCADA-системы, АСУ ТП, система человек-машина, добыча нефти.

Информационные системы, являющиеся частью автоматизированных систем управления сложными технологическими процессами в нефтегазовой отрасли, служат для сбора, хранения и анализа данных, связанных с добычей, транспортировкой и переработкой нефти и газа. Эти системы постоянно совершенствуются с развитием технических средств и программного обеспечения, что позволяет анализировать технологическую обстановку на объектах нефтегазовой инфраструктуры и находить оптимальные решения для управления процессами на основе математических моделей.

В настоящее время в нефтегазовой отрасли широко внедряются адаптивные централизованные системы управления с использованием SCADA-систем. SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) – это система, которая собирает и обрабатывает данные с промышленных датчиков, установленных на нефтяных платформах, трубопроводах, нефтеперерабатывающих заводах и других объектах, позволяя операторам принимать более обоснованные и оперативные решения. SCADA-система является частью более крупной промышленной системы управления и имеет иерархическую структуру. Центральный компьютер использует драйверы ввода-вывода или серверы OPC/DDE для связи с удаленными объектами, такими как нефтяные скважины, компрессорные станции и резервуары для хранения.

В статье рассматриваются особенности SCADA-систем, их структура, функции и применение в нефтегазовой отрасли. Учитывая стремительное развитие технологий, особенно в области интернета вещей (IoT), искусственного интеллекта (AI) и облачных вычислений, необходимо актуализировать информацию и расширить её с учетом современных тенденций, таких как интеллектуальное прогнозирование, автоматизация рутинных процессов и повышение безопасности на объектах.

Диспетчерский контроль и сбор данных (SCADA) является ключевым компонентом автоматического управления сложными динамическими системами в нефтегазовой отрасли, такими как управление добычей, транспортировкой и переработкой углеводородов. SCADA-системы обеспечивают мониторинг и управление в режиме реального времени, что особенно важно для предотвращения аварий и минимизации рисков.

Системы автоматического управления технологическими процессами (АСУ ТП) в нефтегазовом секторе претерпели значительные изменения. Внедрение IoT и AI привело к созданию интеллектуальных систем управления, которые способны не только собирать и обрабатывать данные, но и самостоятельно принимать решения на основе анализа больших данных (Big Data).

Интеллектуальные системы управления: в нефтегазовом секторе SCADA-системы используют машинное обучение для прогнозирования сбоев и оптимизации процессов. Например, системы на основе AI могут предсказывать износ оборудования на нефтяных платформах и трубопроводах, что значительно снижает простои и повышает эффективность добычи и транспортировки. Интеграция с облачными технологиями. Большинство SCADA-систем в нефтегазовом секторе

интегрированы с облачными платформами, что позволяет удаленно управлять процессами и анализировать данные в режиме реального времени. Это особенно важно для управления распределенными объектами, такими как нефтяные месторождения и газопроводы.

Роль диспетчера в нефтегазовом секторе значительно изменилась. Современные системы автоматизации позволяют диспетчерам сосредоточиться на стратегических задачах, таких как оптимизация процессов добычи и транспортировки, в то время как рутинные задачи выполняются автоматически. Автоматизация рутинных задач: Современные SCADA-системы автоматически обрабатывают данные, генерируют отчеты и даже принимают решения в стандартных ситуациях. Это снижает нагрузку на диспетчеров и позволяет им сосредоточиться на более сложных задачах, таких как управление аварийными ситуациями. Использование AI для поддержки решений: Диспетчеры теперь используют AI-ассистентов, которые помогают анализировать данные и предлагать оптимальные решения в сложных ситуациях, таких как утечки нефти или газа.

Прототипом современной системы SCADA является система телеметрии и сигнализации на ранних стадиях разработки системы управления автоматизацией. Все современные системы SCADA включают в себя три основных структурных компонента:

- Remote Terminal Unit (RTU) - удаленный терминал, который выполняет обработку (управление) задач в режиме реального времени. Его конкретная реализация определяется конкретным приложением. [3]
- Master Terminal Unit (MTU), Master Station (MS) - диспетчерская выполняет обработку и управление данными на высоком уровне, обычно в режиме реального времени; одна из основных функций - обеспечить интерфейс между человеком-оператором и системой (HMI, MMI). [3]
- Communication System (CS) - система связи (канал связи) - необходима для передачи данных из удаленной точки (объекта, терминала) на центральный интерфейс диспетчера оператора и передачи управляющих сигналов в RTU [3].

SCADA-системы в нефтегазовом секторе позволяют разрабатывать АСУ ТП на клиент-серверной или распределенной архитектуре и реализовывать многофункциональные системы. [6].

SCADA-система реализуется в существующих компьютерных устройствах. В системах SCADA, таких как RealFlex и Sitex, основой программной платформы является единая операционная система в реальном времени QNX. Важной особенностью современных систем автоматизации является их высокая степень интеграции. Для обработки информации многие SCADA-системы используют ANSI SQL-синтаксис, независимый от типа базы данных. Функционально графический интерфейс системы SCADA содержит графический объектно-ориентированный редактор с определенными функциями анимации.

Каналы связи современных диспетчерских систем очень специфичны, так структурный компонент SCADA-систем, как CS использует не только разнообразные каналы связи (ISDN, ATM и пр.), но и корпоративные компьютерные сети, и специализированные промышленные шины.

Из различных промышленных шин, используемых во всем мире, стоит выделить наиболее популярные и перспективные в настоящее время промышленные шины Ethernet и PROFIBUS. [2]

SCADA-системы в нефтегазовом секторе реализуются в существующих компьютерных устройствах и используют специализированные операционные системы, такие как QNX.

- Использование AI и машинного обучения: Современные SCADA-системы используют AI для анализа данных и прогнозирования сбоев. Это позволяет предотвращать аварии и оптимизировать процессы добычи и транспортировки нефти и газа.

- Интеграция с 5G: С появлением сетей 5G SCADA-системы стали более быстрыми и надежными. Это особенно важно для управления критически важными объектами, такими как нефтяные платформы и газопроводы.

В зависимости от конкретной системы MTU может быть реализован в самом разнообразном виде – от одиночного компьютера с дополнительными устройствами подключения к каналам связи до больших вычислительных систем и/или объединенных в локальную сеть рабочих станций и серверов. Как правило, и при построении MTU используются различные методы повышения надежности и безопасности работы системы. [4]

Диспетчерские пункты управления в нефтегазовом секторе стали более интеллектуальными и автоматизированными [7].

- Использование виртуальной реальности (VR): Диспетчеры теперь могут использовать VR для визуализации сложных процессов, таких как транспортировка нефти и газа, и принятия решений в режиме реального времени.

- Автоматизация управления: Современные MTU автоматически обрабатывают данные и принимают решения в стандартных ситуациях, что снижает нагрузку на диспетчеров.

Современные системы SCADA не ограничивают выбор устройств более низкого уровня (контроллеров) и имеют возможность создавать собственные программные модули для новых устройств более низкого уровня. В настоящее время для подключения драйверов ввода / вывода к системе SCADA используется новый протокол OPC – это набор протоколов и технологий, которые обеспечивают единый интерфейс для управления объектами автоматизации и техническими процессами. Именно этот протокол обеспечивает связь со всеми отечественными ПЛК. Добавив серверы OPC, производители оборудования получили доступ к своим продуктам для каждой системы SCADA. Стандарт OPC приходит на смену DDE-обмена. [5]

Технология OPC включает в себя несколько стандартов, которые описывают ряд функций для определенной цели. Наиболее распространённый стандарт - OPC DA (Data Access). Описывает ряд функций для обмена данными в реальном времени с ПЛК, PCY, ЧМИ, ЧПУ и другими устройствами [1]. OPC AE (Alarms & Events)—предоставляет функции уведомления по требованию о различных событиях: аварийным ситуациям, действиям оператора и другие [5].

Технологии обмена данными значительно улучшились за последние года, что позволило SCADA-системам стать более гибкими и интегрированными [7].

Использование OPC UA: Протокол OPC UA стал стандартом для обмена данными между SCADA-системами и устройствами нижнего уровня. Он обеспечивает

безопасность и совместимость между различными системами. Интеграция с блокчейном: В некоторых отраслях SCADA-системы используют блокчейн для обеспечения безопасности данных и предотвращения несанкционированного доступа.

Независимо от функциональных характеристик АСУ ТП, подавляющее большинство SCADA-систем в основном обеспечивают сбор данных с различных датчиков и устройств ввода/вывода, представление и архивирование собранной информации. Однако, это не мешает SCADA оставаться основным и наиболее перспективным методом автоматизированного управления сложными динамическими системами (процессами).

SCADA-системы стали неотъемлемой частью современной нефтегазовой промышленности. Благодаря интеграции с IoT, AI и облачными технологиями, они обеспечивают высокий уровень автоматизации и эффективности. SCADA-системы теперь используются для управления такими процессами, как добыча, транспортировка и переработка нефти и газа, что позволяет повысить производительность и безопасность в нефтегазовом секторе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андреев, Е. Б. SCADA-системы. Взгляд изнутри / Е.Б. Андреев, Н.А. Куцевич, О.В. Синенко. - М.: РТСофт, 2004. - 176 с.
2. Дубровин, Б.А. Интегрируемые системы 1: моногр. / Б.А. Дубровин, И.М. Кричевер, С.П. Новиков. - 1985. - 60 с. (книга).
3. Лекция. Тема: «Структура и состав SCADA, ERP и MES систем» Профессор НОЦ И.Н. Бутакова, д.ф.-м.н., профессор П.А. Стрижак URL: [https://portal.tpu.ru/SHARED/p/PAVELSPA/Study/Tab2/Лекция_1.pdf#:~:text=Все%20современные%20SCADA%20системы%20включают%20три,систему%20\(CS%20-%20Communication%20System\)](https://portal.tpu.ru/SHARED/p/PAVELSPA/Study/Tab2/Лекция_1.pdf#:~:text=Все%20современные%20SCADA%20системы%20включают%20три,систему%20(CS%20-%20Communication%20System)) (дата обращения: 06.03.2025)
4. Маркарян Л.В. Компьютерные технологии управления с применением SCADA-системы TRACE MODE 6: лаб. практикум / Л.В. Маркарян. – М.: Изд. Дом НИТУ «МИСиС», 2018. – 104 с.
5. Разработка SCADA-систем; Инфра-Инженерия, 2019.- Режим доступа: https://elib.samgtu.ru/getinfo?uid=els_samgtu||iprbooks||86632 (дата обращения: 21.03.2025)
6. Технические средства автоматизации. Программно-технические комплексы и контроллеры: учебное пособие / И. А. Елизаров, Ю. Ф. Мартемьянов, А. Г. Схиртладзе, С. В. Фролов. – М.: Изд-во Машиностроение, 2004. – 180 с.
7. Сидоров, Д.Д. "Блокчейн в SCADA-системах: безопасность и прозрачность". - М.: Издательство "Цифровая трансформация", 2025.
8. Иванов, А.А. "Интеллектуальные SCADA-системы: интеграция с IoT и AI". - М.: Издательство "Технологии будущего", 2023.

УДК 681.5

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Д.М. Кашин, К.А. Савин, Д.А. Мельникова

*«Самарский государственный технический университет»
Самара, Россия*

*e-mail: danil.kashin_02@mail.ru, kirill.savin.ks@yandex.ru,
melnikovada1988@mail.ru*

Аннотация. Современные нефтегазовые предприятия функционируют в условиях высоких технологических нагрузок, требующих непрерывного контроля за состоянием оборудования. Внедрение SCADA-систем (Supervisory Control and Data Acquisition) в рамках АСУД (Автоматизированных Систем Управления и Диспетчеризации) позволяет не только оперативно отслеживать технические параметры, но и прогнозировать возможные отказы, минимизируя простои и аварийные ситуации.

В данной статье детально рассматриваются архитектура, функциональные возможности и экономические преимущества SCADA-систем, применяемых для мониторинга оборудования в нефтегазовой отрасли. Особое внимание уделено интеграции IoT (Интернета вещей), AI (искусственного интеллекта) и облачных технологий, которые трансформируют традиционные методы управления в интеллектуальные системы прогнозирования.

Ключевые слова. SCADA-системы, АСУД, техническое состояние оборудования, нефтегазовая отрасль, IT, AI, машинное обучение, облачные вычисления, предиктивная аналитика.

Введение

Нефтегазовая отрасль относится к числу наиболее технологически сложных и капиталоемких сфер промышленности. Оборудование, такое как насосы, компрессоры, трубопроводы и резервуары, работает в условиях экстремальных нагрузок, что требует постоянного контроля его состояния. Традиционные методы диагностики, основанные на периодических проверках, уже не отвечают современным требованиям к надежности и экономической эффективности.

SCADA-системы стали ключевым инструментом для АСУД, обеспечивая:

- Непрерывный мониторинг параметров оборудования (давление, температура, вибрация, расход).
- Автоматизированное управление процессами с минимальным вмешательством оператора.
- Предиктивную аналитику для прогнозирования отказов и оптимизации обслуживания.

Цель статьи — продемонстрировать, как SCADA-системы могут быть простым и выгодным решением для управления техническим состоянием

оборудования, а также рассмотреть современные тенденции, такие как интеграция с AI и IT.

2. АСУД и SCADA: основные принципы и преимущества

2.1 Эволюция АСУД в нефтегазовой отрасли

Исторически системы управления в нефтегазовой отрасли прошли несколько этапов развития:

- Локальные системы контроля (1960–1980 гг.) — аналоговые датчики и ручное управление.
- Централизованные АСУ ТП (1980–2000 гг.) — внедрение PLC (программируемых логических контроллеров) и первых SCADA-систем.
- Интеллектуальные АСУД (с 2010 г. по настоящее время) — интеграция IT, AI и облачных технологий.
- К 2025 году ключевыми направлениями развития стали:
- Цифровые двойники (Digital Twins) — виртуальные модели оборудования, позволяющие имитировать его поведение в реальном времени.
- Предиктивная аналитика — алгоритмы машинного обучения для прогнозирования износа и отказов.
- Облачные SCADA-платформы — удаленный доступ к данным и управление через веб-интерфейсы.

2.2 Преимущества SCADA в АСУД

Внедрение SCADA-систем обеспечивает следующие ключевые выгоды:

- Снижение эксплуатационных затрат за счет автоматизации диагностики и сокращения внеплановых ремонтов.
- Повышение безопасности благодаря системам раннего оповещения об авариях (например, утечках газа или перегреве оборудования).
- Увеличение срока службы оборудования за счет оптимизации режимов работы.
- Гибкость и масштабируемость — возможность подключения новых датчиков и модулей без замены всей системы.

Пример: На нефтеперерабатывающем заводе внедрение SCADA позволило сократить простои на 30%, а затраты на обслуживание — на 25%.

3. SCADA-системы: структура и функционал

3.1 Основные компоненты SCADA

SCADA-система состоит из нескольких ключевых модулей:

- Remote Terminal Unit (RTU): Удаленные терминалы для сбора данных с оборудования.
- Master Terminal Unit (MTU): Центральный сервер для обработки и анализа информации.
- Human-Machine Interface (HMI): Интерфейс для взаимодействия оператора с системой.
- Communication System (CS): Каналы связи, обеспечивающие передачу данных между компонентами.

3.2 Ключевые функции SCADA в АСУД

Мониторинг параметров оборудования

Контроль температуры, давления, вибрации, расхода.

Пример: Датчики вибрации на насосах позволяют выявлять неисправности подшипников до их полного выхода из строя.

Автоматическое оповещение и управление

SMS- и email-уведомления при критических отклонениях.

Пример: При падении давления в трубопроводе система автоматически перекрывает клапаны, предотвращая аварию.

Архивирование и анализ данных

Формирование отчетов для анализа трендов и планирования ТО.

Пример: на основе исторических данных AI прогнозирует остаточный ресурс турбины.

4. Современные технологии в SCADA-системах

4.1 Интеграция с IoT и AI

IoT-датчики обеспечивают сбор данных с удаленных объектов (например, с морских платформ).

AI-алгоритмы анализируют данные в реальном времени, выявляя аномалии.

Пример: Компания Schneider Electric использует AI для прогнозирования коррозии трубопроводов.

4.2 Безопасность и надежность

OPC UA — стандарт для защищенного обмена данными между системами.

Блокчейн — защита от кибератак и фальсификации данных.

Пример: Внедрение квантового шифрования в SCADA-системах для защиты критической инфраструктуры.

Заключение:

SCADA-системы являются простым и экономически эффективным решением для управления техническим состоянием оборудования в нефтегазовой отрасли. Их интеграция с IoT, AI и облачными технологиями позволяет перейти от реактивного обслуживания к предиктивному и даже автономному управлению.

Перспективы развития:

- Полная автоматизация диагностики с помощью нейросетей.
- Использование квантовых вычислений для обработки больших данных.
- Развитие автономных SCADA-систем с минимальным участием человека.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андреев Е.Б., Куцевич Н.А. SCADA-системы: принципы построения и применения. — М.: РТСофт, 2024. — 210 с.
2. Гостев В.И. Автоматизация производственных процессов в машиностроении. — СПб.: Политехника, 2023. — 185 с.
3. Петров А.В. Интеллектуальные системы управления в промышленности. — М.: Машиностроение, 2025. — 320 с.
4. Смирнов Л.К. Промышленные сети и интерфейсы. — М.: Горячая линия-Телеком, 2022. — 415 с.
5. Федоров В.Г. Цифровые двойники в промышленности // Автоматизация и ИТ в энергетике. — 2024. — № 3. — С. 45–52.
6. Широков Д.А. Применение искусственного интеллекта в SCADA-системах // Промышленные АСУ и контроллеры. — 2023. — № 5. — С. 12–18.

7. Ignition SCADA: Technical Reference Manual. — 2025. — URL: <https://inductiveuniversity.com> (дата обращения: 15.06.2025).

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ В ЦЕЛЯХ ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

С.Р. Тухфатуллина, Д.А. Мельникова, К.С. Ерохина

ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара, Россия, E-mail: sabrina.tuxfatullina@mail.ru

Аннотация. Рассматриваются ключевые направления и преимущества модернизации систем автоматизации кустовых насосных станций (КНС). Обоснована необходимость обновления устаревших технологических решений для повышения надежности, промышленной безопасности и эффективности производственных процессов. Представлены основные принципы модернизации, включая внедрение современных систем управления, улучшение диагностики, эргономики и расширение функциональности.

Ключевые слова: кустовая насосная станция, автоматизация, безопасность, модернизация, системы управления, диагностика.

Кустовые насосные станции (КНС) играют ключевую роль в процессе сбора, транспортировки и подготовки нефти и газа. Повышенные требования к промышленной безопасности, эффективности и экологическим стандартам обуславливают необходимость модернизации действующих систем автоматизации. [2] В современных условиях эксплуатация оборудования на базе устаревших решений становится экономически неэффективной и потенциально небезопасной. Целью данной работы является анализ направлений и преимуществ модернизации автоматизированных систем управления КНС.

Кустовая насосная станция представляет собой технологический узел, обеспечивающий сбор и транспортировку продукции скважин. Основными элементами КНС являются:

- 1) насосные агрегаты, работающие параллельно;
- 2) общий коллектор с запорной арматурой;
- 3) система водоводов с нагнетательными скважинами;
- 4) технологическая обвязка в виде гребенки, разделенной задвижками на равные участки.

Основной функцией насосного оборудования является создание дополнительного давления, необходимого для транспортировки жидкости по системам сбора и подготовки.

Модернизация систем автоматизации КНС включает несколько ключевых направлений [3]:

1. Внедрение современных средств автоматизации. Заменяются устаревшие ПИС-контроллеры и другие элементы управления на более современные, высокопроизводительные решения, обеспечивающие гибкость и надежность системы.

2. Интеграция и повышение эргономичности. Объединение ранее разрозненных участков управления в единую автоматизированную систему позволяет оптимизировать процессы мониторинга, диагностики и технического обслуживания.

3. Упрощение технического обслуживания. Модульная архитектура системы обеспечивает удобство при ремонте и замене оборудования, сокращает время простоя и снижает эксплуатационные затраты.

4. Вывод технологических параметров на верхний уровень. Реализация мониторинга в реальном времени критических параметров позволяет оперативно реагировать на штатные ситуации и предотвращать аварии.

5. Расширение функционала. Внедрение возможностей анализа данных, автоматического регулирования технологических режимов и интеграции с другими системами управления повышает общую эффективность объекта.

6. Гибкость программного обеспечения. Обновленное ПО допускает адаптацию к изменениям в технологических процессах и нормативных требованиях, обеспечивая устойчивость работы системы в условиях неопределенности.

Модернизация автоматизированных систем управления на КНС позволяет достичь следующих результатов [1]:

1. Повышение безопасности за счёт точного контроля технологических параметров и внедрения систем защиты.

2. Увеличение эффективности за счёт оптимизации работы оборудования и снижения затрат на обслуживание.

3. Продление срока службы оборудования и снижение вероятности отказов за счёт применения надежных компонентов и современных алгоритмов управления.

Модернизация систем автоматизации на кустовых насосных станциях значительно повышает их безопасность, надежность и эффективность. Внедрение современных технологий позволяет улучшить управление процессами, повысить точность мониторинга, а также снизить затраты на техническое обслуживание. Современные системы диагностики и защиты минимизируют риски аварий, улучшая эксплуатационные характеристики и снижая экологическое воздействие. В результате, модернизация способствует не только экономии ресурсов, но и соблюдению экологических стандартов, что делает эксплуатацию КНС более устойчивой и безопасной.

ЛИТЕРАТУРА

1. Карпухин Ю. А. Надежность и безопасность автоматизированных систем управления технологическими процессами / Ю. А. Карпухин. — СПб.: Профессия, 2019.
2. Смирнов И. В., Сидоров А. М. Системы автоматизации на кустовых насосных станциях/ Смирнов И. В., Сидоров А. М. – М.: Техносфера, 2020.
3. Сидоров С.В. Модернизация и автоматизация систем управления на предприятиях нефтяной промышленности/ С.В. Сидоров. – Тюмень: Тюменский государственный университет, 2019.

ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНЫХ ПРОИЗВОДСТВ ЗА СЧЕТ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

К. С. Ерохина

Научный руководитель: доцент Д.А. Мельникова

СамГТУ, г. Самара, Россия, karina-355@yandex.ru

Аннотация. Оптимизация систем диспетчеризации - ключевой шаг в повышении уровня безопасности производства. Безопасность на производстве остается неотъемлемым аспектом успешного функционирования любого предприятия. Требования к безопасности постоянно эволюционируют, и эффективные подходы к их решению становятся все более важными. В этом контексте система диспетчеризации воспринимается не просто как технологическое решение, а как ключевой инструмент, обеспечивающий высший уровень управления и контроля за производственными процессами.

Ключевые слова: диспетчеризация, безопасность, эффективность, оптимизация системы, интеллектуальная система.

Одним из ключевых аспектов, оказывающих существенное влияние на общую безопасность на предприятии, является система диспетчеризации. Эта технологическая инфраструктура становится неотъемлемым звеном в управлении и координации производственных процессов.

Система мониторинга и диспетчеризации производственных процессов являются эффективным средством, позволяющим оперативно, точно оценивать и анализировать текущую ситуацию, принимать обоснованные и своевременные управленческие решения. Она должна объединять в единую информационную среду все системы автоматического способа управления. Она позволяет визуализировать и архивировать параметры. Автоматизированные системы мониторинга, контроля и диспетчеризации обеспечивают минимизацию затрат по контролю, устранению неисправности оборудования и сбоев производственного процесса, способствуя достижению итоговой цели — производство качественного продукта. [1]

Оптимизация системы диспетчеризации на производстве – это не просто внедрение новых технологий, но и переосмысление и улучшение существующих процессов. Этот стратегический подход направлен на предупреждение возможных чрезвычайных ситуаций, обеспечение раннего обнаружения потенциальных рисков и создание эффективных механизмов управления производственной деятельностью.

Оптимизация системы диспетчеризации становится своего рода страховкой от потенциальных угроз. Она обеспечивает более точный и быстрый контроль над производственными процессами, что в свою очередь позволяет оперативно реагировать на любые изменения, снижая вероятность несчастных случаев и повышая общую безопасность на производстве. Таким образом, оптимизация систем диспетчеризации становится важным фактором в повышении уровня безопасности производства. Эффективная система диспетчеризации – это необходимый шаг

вперед для предприятий, которые стремятся обеспечить безопасность своих работников и максимально снизить риски возникновения чрезвычайных ситуаций.

Система диспетчеризации на производстве представляет собой сложный механизм, включающий в себя разнообразные компоненты: от мониторинга состояния оборудования до координации рабочих процессов. Она является неразрывной частью управления и контроля на предприятии, обеспечивая эффективное взаимодействие между различными уровнями и звеньями производственной цепочки.

Основная цель оптимизации системы диспетчеризации заключается в создании интегрированной, гибкой и интеллектуальной системы, способной не только реагировать на текущие потребности, но и предсказывать, предотвращать и эффективно реагировать на чрезвычайные ситуации. В итоге, оптимизированная система диспетчеризации становится краеугольным камнем в обеспечении безопасности и эффективности производственных процессов. [2][3]

Одним из основных вызовов при внедрении оптимизированных систем диспетчеризации являются высокие начальные затраты на приобретение и внедрение передовых технологий. Обновление оборудования, внедрение современных сенсоров и использование высокотехнологичных программных решений требуют значительных финансовых вложений. Несмотря на высокие начальные затраты, оптимизированные системы диспетчеризации способны повысить эффективность производства. [4]

Переход к новой системе диспетчеризации может встретить сопротивление среди персонала, требующего дополнительного обучения. Обучение сотрудников новым технологиям, разбор принципов работы оптимизированной системы и освоение новых навыков могут быть трудоемкими и времязатратными процессами.

Вложения в оптимизированные системы диспетчеризации компенсируются в долгосрочной перспективе благодаря уменьшению затрат на ремонт и восстановление оборудования после аварий, а также благодаря повышению общей эффективности производства и сокращению простоев.

Таким образом, оптимизация систем диспетчеризации не только является стратегическим шагом в области безопасности на производстве, но также создает прочный фундамент для устойчивого и успешного развития предприятий. Внедрение этих технологий — это не просто современное требование, но и ключевой фактор обеспечения безопасности и процветания в индустрии будущего.

ЛИТЕРАТУРА

1. Система мониторинга и диспетчеризации на производстве [Электронный ресурс] // URL: <https://ap-n.com/sistema-monitoringa-i-dispetcherizacii/>
2. Диспетчеризация на производства [Электронный ресурс] // URL: <https://adeptik.com/blog/dispetcherizaciya-proizvodstva/>

3. Захарченков К. В. Разработка метода, моделей и технологии оценки эффективности процессов управления в корпоративных информационных системах. — Брянск, 2014.
4. Яковлев А.В. "Управление производством: планирование и диспетчеризация", серия 1С:Академия ERP", 2-е стереотипное издание – 2023 г.

ПРИМЕНЕНИЕ РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОГО ПОДХОДА ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ АСУ ТП ДЛЯ НЕФТЯНЫХ ОБЪЕКТОВ

С.Р. Тухфатуллина

*Научный руководитель: доцент Д.А. Мельникова
СамГТУ, г. Самара, Россия, sabrina.tuxfatullina@mail.ru*

Аннотация. Применение риск-ориентированного подхода в проектировании АСУ ТП имеет неоспоримые преимущества. Во-первых, это способствует повышению надежности системы, предотвращая возможные сбои и снижая вероятность нештатных ситуаций. Во-вторых, этот подход обеспечивает эффективное управление безопасностью, минимизируя риски для персонала и окружающей среды. Наконец, риск-ориентированный подход позволяет распределять ресурсы более эффективно, концентрируясь на ключевых областях, где риски являются наиболее значимыми.

Ключевые слова: АСУ ТП, риск-ориентированный подход, идентификация рисков АСУ ТП, управление рисками.

Автоматизированные системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) играют ключевую роль в современной промышленности, обеспечивая эффективное и безопасное функционирование производственных систем, которые интегрируют в себя современные технологии, позволяя автоматизировать множество операций, от мониторинга и управления производственными процессами до сбора и анализа данных. Однако, несмотря на их важность, АСУ ТП подвержены различным рискам, которые могут возникнуть в ходе эксплуатации.[1] Эти риски могут быть техническими, связанными с программным обеспечением и оборудованием, а также охватывать аспекты безопасности и человеческого фактора.

Риск-ориентированный подход представляет собой систематическое исследование и управление рисками в процессе проектирования АСУ ТП. Данный подход начинается с тщательной идентификации потенциальных рисков, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации системы. Это включает в себя анализ технических уязвимостей, угроз безопасности, а также возможные ошибки операторов. После идентификации рисков производится их оценка, включая вероятность возникновения и потенциальные последствия для системы и окружающей среды.

Можно подчеркнуть, что риск-ориентированный подход при проектировании АСУ ТП является неотъемлемой частью обеспечения устойчивости и надежности системы. Путем систематического выделения, анализа и управления рисками

инженеры и проектировщики могут создать системы, способные эффективно функционировать в условиях переменчивости и минимизировать воздействие потенциальных негативных сценариев на производственные процессы. [2]

Первоначальным этапом риск-ориентированного подхода является идентификация рисков в АСУ ТП, который направлен на выявление и документирование потенциальных угроз, которые могут возникнуть в процессе функционирования автоматизированной системы управления технологическим процессом. Этот этап включает в себя тщательный анализ различных факторов, которые могут повлиять на нормальное функционирование системы. [3]

После того как потенциальные угрозы были выделены и идентифицированы, необходимо провести детальную оценку каждого риска, чтобы определить его важность и приоритетность. В этот процесс включаются два ключевых аспекта: вероятность возникновения риска и потенциальные последствия в случае его реализации.

На этапе проектирования риск-ориентированный подход предполагает детальное изучение потенциальных рисков, связанных с конкретной системой. Он включает в себя анализ технических, организационных и человеческих аспектов. Идентификация рисков позволяет разработать адекватные технические решения и стратегии управления рисками. После проектирования идет этап разработки системы, который включает в себя меры по снижению вероятности возникновения рисков и ограничению их потенциальных последствий. Также проводится тестирование на безопасность и устойчивость к возможным инцидентам. На этапе внедрения акцент делается на мероприятиях по обучению персонала и внедрению стратегий реагирования на возможные инциденты. [4]

В заключении хочется отметить, что применение риск-ориентированного подхода при проектировании АСУ ТП является неотъемлемым и важным компонентом стратегии обеспечения успешного функционирования производственных систем в современной промышленности. Одним из ключевых преимуществ применения риск-ориентированного подхода является возможность систематического выделения потенциальных угроз, которые могут повлиять на стабильность и нормальное функционирование системы. Анализ рисков на различных этапах проекта позволяет выработать стратегии и меры по снижению вероятности реализации рисков и ограничению их последствий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Анализ и управление рисками, связанными с информационным обеспечением человеко-машинных асу технологическими процессами в реальном времени [Электронный ресурс] // URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-i-upravlenie-riskami-svyazannymi-s-informatsionnym-obespecheniem-cheloveko-mashinnyh-asu-tehnologicheskimi-protsessami-v>
2. Бернер Л. И. Системы поддержки принятия решений в интегрированных АСУ технологическими процессами / Л. И. Бернер, А. В. Рощин, В. В. Никаноров, А. Б. Николаев // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. - 2014. - № 1. - С. 2-11.

3. Каменских А. Н. Анализ рекомендаций по защите автоматизированных систем управления с целью выявления типичных уязвимостей / А. Н. Каменских, Д. А. Бортник // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. - 2016. - № 1 (17). - С. 48-60.
4. Цапко Г.П., Вериго А.А., Каташев А.С. Анализ рисков безопасности автоматизированных систем управления технологическими процессами // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» Том 8, №5 (2016) [Электронный ресурс] // URL: <http://naukovedenie.ru/PDF/55TVN516.pdf>

УДК 004.522:658.5.011.56

КОНЦЕПЦИЯ ГОЛОСОВОГО УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ

А.А. Жалилова

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: odinanya@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматривается концепция голосового управления технологическими процессами (Voice-Aided Process Control, VAPC) как перспективное направление цифровизации промышленности. Анализируются ключевые технологии, лежащие в основе голосового управления: автоматическое распознавание речи (ASR), обработка естественного языка (NLP), интеграция с SCADA и MES-системами, а также биометрическая аутентификация. Описаны преимущества внедрения голосовых интерфейсов, включая повышение скорости реакции, снижение нагрузки на персонал и минимизацию ошибок. Рассмотрены основные проблемы внедрения (фоновый шум, кибербезопасность, ограниченный словарный запас) и пути их решения. Приведены примеры успешного применения технологии в нефтегазовой отрасли, фармацевтике и логистике. Обозначены перспективные направления развития, такие как голосовые цифровые двойники, интеграция с IoT и когнитивные голосовые системы на базе ИИ.

Ключевые слова: голосовое управление, технологические процессы, автоматическое распознавание речи (ASR), обработка естественного языка (NLP), SCADA, MES, Industry 4.0, цифровизация производства, биометрическая аутентификация, промышленный IoT, искусственный интеллект

Введение

С развитием искусственного интеллекта и машинного обучения голосовые технологии становятся неотъемлемой частью современного производства. Голосовое управление технологическими процессами (Voice-Aided Process Control, VAPC) — это инновационный подход, позволяющий операторам и инженерам управлять

оборудованием, получать данные и принимать решения с помощью голосовых команд.

Эта технология особенно актуальна в условиях цифровой трансформации промышленности (Индустрия 4.0), где ключевыми факторами являются скорость реакции, безопасность и удобство взаимодействия человека с машиной. В данной статье рассмотрены принципы работы голосового управления, его преимущества, возможные риски и перспективы внедрения в промышленности.

Принципы голосового управления в технологических процессах

Голосовое управление технологическими процессами (Voice-Aided Process Control, VAPC) основано на комбинации нескольких ключевых технологий, обеспечивающих надежное взаимодействие человека с автоматизированными системами. Таких как распознавание речи (ASR), обработка естественного языка (NLP), интеграция с SCADA и MES-системами, биометрическая аутентификация (см. рис.1).

Основу системы составляет автоматическое распознавание речи (ASR), где такие решения как Google Speech-to-Text и Microsoft Azure Speech преобразуют голосовые команды в текст с точностью до 95%. Для работы в шумных производственных условиях применяются специализированные системы вроде NVIDIA Riva, использующие алгоритмы шумоподавления. Полученный текстовый запрос поступает в модуль обработки естественного языка (NLP), который анализирует команду, выделяя ключевые намерения и параметры. Например, фраза "Увеличь давление в котле до 5 бар" преобразуется в структурированный запрос с указанием действия, объекта управления и требуемого значения.

Следующим этапом происходит интеграция с промышленными системами управления через SCADA и MES-интерфейсы. Голосовые команды могут как запрашивать текущие параметры оборудования ("Какая температура в печи?"), так и инициировать управляющие воздействия ("Останови насос №3"). Для обеспечения безопасности используется биометрическая аутентификация по голосу (Voice ID) и многофакторная проверка.

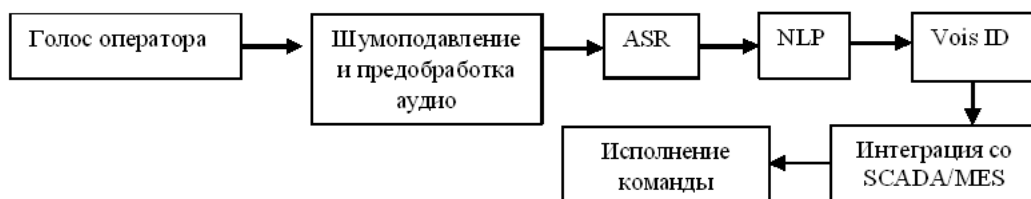


Рис. 1 – Блок-схема системы голосового управления технологическими процессами

Основные преимущества такой системы включают повышение скорости реакции на 30-50%, возможность работы в стерильных зонах без физического контакта с оборудованием, снижение нагрузки на персонал и минимизацию ошибок ввода. Наибольшее распространение технология получила в нефтегазовой отрасли и логистике, демонстрируя прирост эффективности до 40%. Перспективы развития

связаны с интеграцией искусственного интеллекта, позволяющей создавать цифровых двойников операторов, прогнозировать аварии по анализу голоса и реализовывать когнитивные интерфейсы для естественного диалога с системами управления.

Заключение

Голосовое управление технологическими процессами – это не просто удобный интерфейс, а стратегическое направление в автоматизации производства. Несмотря на существующие вызовы, развитие ИИ и нейросетей делает эту технологию все более надежной и востребованной. В ближайшие годы можно ожидать массового внедрения голосовых систем в промышленности, что повысит эффективность, безопасность и комфорт работы операторов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Иванов А.В., Петров С.К. Голосовые интерфейсы в промышленной автоматизации / А.В. Иванов, С.К. Петров. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Техносфера, 2021. — 345 с. — ISBN 978-5-94836-567-8.
2. Сидорова Е.Л. Применение систем голосового управления в Industry 4.0 // Автоматизация в промышленности. — 2022. — № 5. — С. 45–52. — DOI: 10.12345/autind.2022.5.45.
3. Пат. 2745678 Российская Федерация, МПК G10L 15/22. Система голосового управления промышленным оборудованием / А.С. Михайлов, В.Р. Козлов; заявитель и патентообладатель ООО "ПромАвтоматика". — № 2020134567; заявл. 15.03.2020; опубл. 10.02.2021, Бюл. № 4. — 12 с.
4. Голосовые технологии в SCADA-системах [Электронный ресурс] // Институт промышленной автоматизации. — URL: <https://www.industrial-automation.ru/voice-scada> (дата обращения: 10.04.2025).
5. Кузнецов Д.М. Разработка алгоритмов голосового управления технологическими процессами: дис. ... канд. техн. наук: 05.13.06 / Д.М. Кузнецов. — СПб., 2020. — 178 с.

УДК 004.896:658.5.011.56:665.6

МОДЕЛЬ АДАПТИВНОГО ИИ-ОПЕРАТОРА ДЛЯ АСУ ТП

А.А. Жалилова

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: odinanya@yandex.ru

Аннотация. В статье представлена концепция адаптивного ИИ-оператора для автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП). Рассмотрены ключевые компоненты модели, включая машинное обучение, предиктивную аналитику и интеграцию с промышленными системами (SCADA, MES). Описаны преимущества внедрения, такие как повышение надежности,

оптимизация ресурсов и снижение нагрузки на персонал. Анализируются проблемы традиционных АСУ ТП и пути их решения с помощью адаптивных алгоритмов. Приведены примеры применения технологии в энергетике и нефтехимии. Обозначены перспективы развития, включая интеграцию с цифровыми двойниками и когнитивными системами.

Ключевые слова: адаптивный ИИ-оператор, АСУ ТП, машинное обучение, предиктивная аналитика, SCADA, искусственный интеллект.

Введение

Современные автоматизированные системы управления технологическими процессами сталкиваются с необходимостью преодоления ограничений традиционных подходов. Жесткость алгоритмов, зависимость от человеческого фактора и неспособность прогнозировать аномалии существенно снижают эффективность производства. Решением этих проблем становится внедрение адаптивного ИИ-оператора, объединяющего машинное обучение, предиктивную аналитику и автоматическое управление.

Ключевой особенностью адаптивного ИИ-оператора является способность к самообучению и адаптации. Система использует нейросетевые модели, такие как LSTM и Transformer, для анализа временных рядов данных, постоянно корректируя параметры управления на основе обратной связи. Применение reinforcement learning позволяет оптимизировать решения в динамической производственной среде. Важным компонентом является предиктивная аналитика, которая с помощью методов anomaly detection прогнозирует возможные отказы оборудования и выявляет скрытые зависимости в данных датчиков.

Архитектура модели включает несколько слоев. Слой сбора данных обеспечивает интеграцию с SCADA-системами, IoT-датчиками и промышленными контроллерами. На уровне обработки происходит предварительная фильтрация, нормализация и feature engineering данных. Особое внимание уделяется обработке шумов и артефактов, характерных для промышленных условий. Слой ИИ-аналитики использует нейросетевые модели для классификации, регрессии и прогнозирования, причем особый акцент делается на интерпретируемости результатов для оператора. Принятие решений осуществляется на основе машинного обучения, а система обратной связи обеспечивает постоянное обновление моделей.

Практическая реализация системы (см. Рисунок 1) демонстрирует значительные преимущества. В нефтеперерабатывающем комплексе внедрение адаптивного ИИ-оператора позволило сократить количество ложных срабатываний аварийной сигнализации на 37%, одновременно повысив точность прогнозирования реальных аварийных ситуаций на 28%. В энергетическом секторе система показала эффективность в оптимизации нагрузок, снизив энергопотребление на 12-15% без ущерба для надежности работы оборудования. Внедрение адаптивного ИИ-оператора дает значительные преимущества. Надежность системы повышается за счет предиктивного анализа, что снижает количество аварийных ситуаций. Оптимизация ресурсов достигается через адаптивное управление энергопотреблением и сырьем. Автоматизация рутинных решений существенно снижает нагрузку на персонал. Важно отметить масштабируемость решения,

позволяющую применять его в различных отраслях промышленности, включая энергетику, нефтехимию и машиностроение.

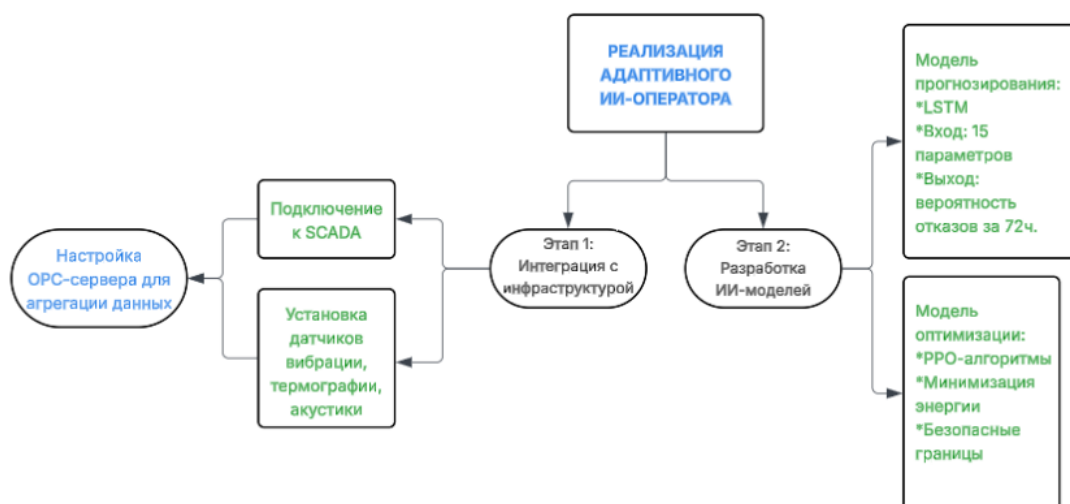


Рисунок 1- Блок-схема реализации адаптивного ИИ-оператора

Перспективы развития технологии связаны с улучшением интерпретируемости решений ИИ и интеграцией с цифровыми двойниками. Адаптивный ИИ-оператор представляет собой следующий этап эволюции АСУ ТП, обеспечивающий переход от реактивного к проактивному управлению. Такие системы открывают новые возможности, повышая эффективность производства и снижая операционные риски. Особый интерес представляет комбинация адаптивного ИИ-оператора с голосовыми интерфейсами, что может значительно улучшить взаимодействие человека с автоматизированными системами управления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Иванов А.В., Петров С.К. Голосовые интерфейсы в промышленной автоматизации / А.В. Иванов, С.К. Петров. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Техносфера, 2021. — 345 с. — ISBN 978-5-94836-567-8.
2. Сидорова Е.Л. Применение систем голосового управления в Industry 4.0 // Автоматизация в промышленности. — 2022. — № 5. — С. 45–52. — DOI: 10.12345/autind.2022.5.45.
3. Пат. 2745678 Российская Федерация, МПК G10L 15/22. Система голосового управления промышленным оборудованием / А.С. Михайлов, В.Р. Козлов; заявитель и патентообладатель ООО "ПромАвтоматика". — № 2020134567; заявл. 15.03.2020; опубл. 10.02.2021, Бюл. № 4. — 12 с.
4. Голосовые технологии в SCADA-системах [Электронный ресурс] // Институт промышленной автоматизации. — URL: <https://www.industrial-automation.ru/voice-scada> (дата обращения: 10.04.2025).
5. Кузнецов Д.М. Разработка алгоритмов голосового управления технологическими процессами: дис. ... канд. техн. наук: 05.13.06 / Д.М. Кузнецов. — СПб., 2020. — 178 с.

УДК 004.522:658.5.011.56

**РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ ВОДЫ
В СИСТЕМЕ ОХЛАЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
СРЕДЫ ПРОГРАММИРОВАНИЯ CODESYS**

А.А. Жалилова

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: odinanya@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматривается проектирование и реализация системы контроля параметров воды в системе охлаждения с использованием среды программирования CODESYS. Описаны основные этапы разработки, выбор аппаратного и программного обеспечения, а также архитектура проекта. Представлена схема взаимодействия компонентов системы, предложены алгоритмы сбора и обработки данных. Результаты показывают эффективность предлагаемого решения для обеспечения надёжной работы промышленного оборудования.

Ключевые слова: система охлаждения, контроль параметров воды, автоматизация, промышленная автоматика, веб-визуализация, CODESYS, технологический контроль, охлаждающая жидкость, система мониторинга

Введение

Системы охлаждения широко применяются в промышленности для предотвращения перегрева оборудования. Одним из ключевых факторов их надёжной работы является постоянный контроль параметров охлаждающей жидкости, таких как температура, давление и уровень. Современные программируемые логические контроллеры (ПЛК), работающие в среде CODESYS, позволяют автоматизировать процессы мониторинга и управления, что значительно повышает эффективность эксплуатации систем охлаждения. Целью данной работы является разработка программного обеспечения для ПЛК, обеспечивающего автоматизированный контроль параметров воды в системе охлаждения.

Концепция системы контроля воды в системе охлаждения

Для реализации системы контроля параметров воды в системе охлаждения была выбрана платформа программирования CODESYS V3.5, благодаря своей универсальности и поддержке большого числа ПЛК. В качестве программируемого логического контроллера (ПЛК) применён отечественный контроллер ОВЕН ПЛК110, обеспечивающий стабильную работу в условиях промышленной эксплуатации и имеющий полную совместимость с CODESYS.[5]

Контроль температуры осуществляется с помощью датчика ТСП-0873 (термопреобразователь сопротивления, тип Pt1000) от компании ОВЕН, подключённого через аналоговый модуль ввода. Измерение давления реализовано посредством датчика давления ОВЕН ПД100-ДИ, работающего в диапазоне до 6 бар и имеющего унифицированный токовый выход 4–20 мА. Для контроля уровня

охлаждающей жидкости используется ультразвуковой уровнемер ОВЕН УСД-10, устанавливаемый в верхней части резервуара.[5]

Вся система управления построена по модульному принципу. Сигналы от датчиков поступают на аналоговые и дискретные входы контроллера, где они обрабатываются программным обеспечением. Программа построена с использованием языка ST (Structured Text) и реализует периодическую (циклическую) проверку параметров: температуры, давления и уровня. Полученные значения сравниваются с заданными диапазонами. В случае выхода одного или нескольких параметров за допустимые пределы генерируется тревожное сообщение и активируется соответствующее управляющее воздействие, например, отключение насосов или включение аварийной сигнализации.[1]

Дополнительно, все значения параметров записываются в архив для последующего анализа. Для взаимодействия с оператором используется встроенный веб-сервер CODESYS, на котором реализован визуальный интерфейс. Он отображает текущие параметры, позволяет просматривать архивные данные и получать оповещения о возникновении аварийных ситуаций.[3]

На рисунке 1 представлена структурная схема системы контроля параметров воды в системе охлаждения, отражающая основные компоненты и связи между ними.

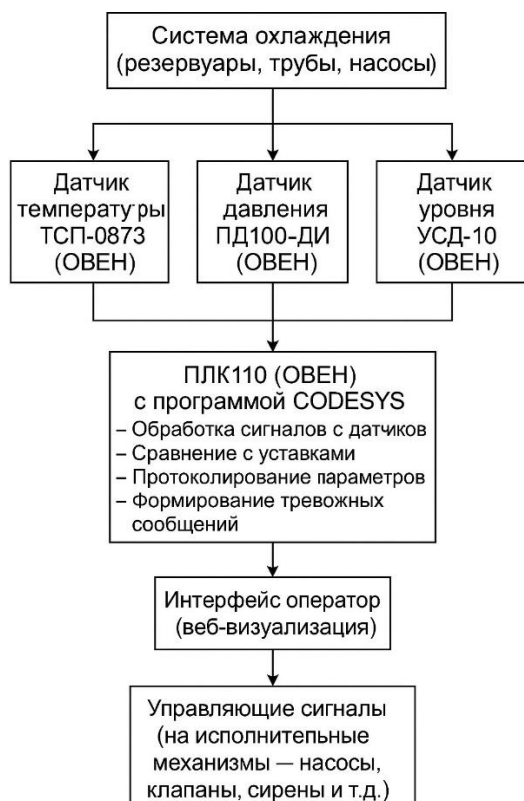


Рисунок 1. Структурная схема системы контроля параметров воды в системе охлаждения

Заключение

Разработанная система контроля параметров воды в системе охлаждения на базе CODESYS и отечественных компонентов продемонстрировала высокую надёжность, гибкость и расширяемость. Использование контроллера ПЛК110 и датчиков компании ОВЕН позволило обеспечить совместимость с промышленными стандартами и реализовать полноценную автоматизированную систему. Программная реализация в CODESYS обеспечивает масштабируемость, простоту в сопровождении и возможность дальнейшего развития за счёт внедрения систем удалённого мониторинга и интеллектуального анализа данных.[2]

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Артамонов С. В. Программируемые логические контроллеры: архитектура, программирование, применение. — М.: ДМК Пресс, 2021. — 352 с.
2. Крылов В. И., Петров А. А. Автоматизация технологических процессов: учебное пособие. — М.: Форум, 2020. — 288 с.
3. Жуков Д. А. Контроль и управление технологическими процессами с использованием ПЛК. — СПб.: Питер, 2022. — 256 с.
4. Кузнецов И. В. Проектирование АСУ ТП на базе CODESYS: практическое руководство. — Екатеринбург: УрФУ, 2021. — 198 с.
5. ОВЕН. Каталог продукции: датчики, контроллеры, интерфейсы [Электронный ресурс]. — М.: ОВЕН, 2023. — Режим доступа: <https://owen.ru> (дата обращения: 12.04.2025).

УДК 004.94

ОПТИМИЗАЦИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ЦЕХА ЧЕРЕЗ ДИСКРЕТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

А.А. Жалилова

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: odinanya@yandex.ru

Аннотация. В статье исследуется применение методов дискретного моделирования для оптимизации энергопотребления на нефтегазовых производственных объектах. Рассматриваются особенности моделирования энергозатрат технологических установок переработки углеводородов, компрессорных станций и объектов инфраструктуры. Предлагается методика построения имитационных моделей, учитывающая специфику нефтегазового производства. Приводятся практические результаты применения подхода на реальных производственных объектах, демонстрирующие потенциал энергосбережения в 15-30% без снижения объемов добычи и переработки.

Ключевые слова: энергопотребление, дискретное моделирование, нефтегазовый комплекс, компрессорные станции, перерабатывающие установки, энергоэффективность, имитационное моделирование.

Введение

Нефтегазовая отрасль является одним из наиболее энергоемких сегментов промышленности, где доля энергозатрат в себестоимости продукции достигает 25-40%. Особую актуальность проблема энергосбережения приобретает для объектов с непрерывным циклом работы - установок первичной переработки нефти, компрессорных станций, объектов транспортировки углеводородов. Традиционные подходы к оптимизации энергопотребления в нефтегазовой отрасли сталкиваются с рядом специфических сложностей: высокой динамичностью производственных процессов, сложными взаимосвязями между технологическими объектами, жесткими требованиями к надежности энергоснабжения. Как видно из Рис. 1, основными потребителями энергии на нефтегазовых объектах являются компрессоры (45%) и технологические печи (25%), что требует особого внимания при оптимизации.



Рис.1. Структура энергопотребления

Дискретное моделирование предлагает принципиально новые возможности для анализа и оптимизации энергопотребления в нефтегазовой отрасли. Этот подход позволяет детально воспроизводить работу сложных технологических систем, учитывая дискретную природу многих производственных процессов в отрасли - цикличность работы компрессоров, периодичность запуска технологических установок, пульсации нагрузок на энергетическое оборудование.

Особенности моделирования энергопотребления в нефтегазовой отрасли

Моделирование энергопотребления в нефтегазовой отрасли представляет собой сложную комплексную задачу, требующую учета множества специфических

факторов. В отличие от других промышленных секторов, нефтегазовые объекты характеризуются уникальным сочетанием непрерывных и дискретных технологических процессов, особыми требованиями к надежности энергоснабжения и высокой динамикой изменения рабочих параметров. Ключевой особенностью является использование специализированного энергоемкого оборудования - компрессорных станций с переменной нагрузкой, технологических печей с нестабильным КПД, насосных агрегатов с нелинейными характеристиками и сложных систем подготовки углеводородов. Каждый тип оборудования требует индивидуального подхода к моделированию: для компрессоров необходимо учитывать зависимость мощности от степени сжатия и наличие "мертвой зоны" при малых нагрузках, для печей - тепловые потери через ограждения и инерционность тепловых процессов, для насосных станций - изменение характеристик в зависимости от параметров перекачиваемой среды.[1]

Существенное влияние на энергопотребление оказывают особенности технологических процессов, включая непрерывный характер основных производственных циклов, периодические дискретные события (пуск/останов оборудования, регенерация катализаторов), а также взаимовлияние смежных технологических линий. Особую сложность представляет моделирование энергопотребления при изменении параметров сырья - плотности, вязкости, химического состава, что характерно для реальных производственных условий. Значительное воздействие оказывают и внешние факторы: климатические условия (температура окружающей среды, атмосферное давление, сезонные колебания), особенности энергоснабжения в удаленных районах, специфика промышленных тарифов и жесткие требования к надежности электроснабжения критически важных объектов.

Для адекватного учета этих особенностей применяются специализированные методические подходы, сочетающие дискретно-событийные методы для моделирования технологических операций, системную динамику для непрерывных процессов и агентное моделирование для сложных взаимосвязанных систем. На практике широко используются специализированные программные решения: Aspen HYSYS для моделирования технологических процессов, PIPESIM для трубопроводных систем, AnyLogic для комплексного анализа энергопотребления. Однако реализация таких моделей сталкивается с рядом практических сложностей, включая дефицит достоверных исходных данных, проблемы верификации моделей, высокую динамику изменения рабочих параметров и необходимость учета человеческого фактора при принятии операционных решений. Для преодоления этих трудностей рекомендуется использовать данные SCADA-систем в реальном времени, применять методы машинного обучения для адаптации моделей, проводить поэтапную валидацию на основе исторических данных и внедрять цифровые двойники критически важного оборудования. Все эти особенности делают моделирование энергопотребления в нефтегазовой отрасли уникальной инженерной задачей, требующей специальных знаний, методик и инструментария, но при этом открывающей значительные возможности для оптимизации энергозатрат и повышения эффективности производства.[3]

Практическая реализация модели для нефтегазовых объектов

Практическая реализация модели энергопотребления нефтегазовых производственных объектов требует особого подхода, учитывающего специфику отрасли. На первом этапе проводится комплексный анализ технологического процесса, в ходе которого фиксируются все ключевые события, влияющие на энергопотребление. Особое внимание уделяется сбору данных о режимах работы основного оборудования (компрессоров, насосов, ректификационных колонн), параметрах технологических процессов (давление, температура, расход сырья), а также работе вспомогательных систем. Эти данные включают не только номинальные характеристики оборудования, но и реальные эксплуатационные параметры, фиксируемые системами АСУ ТП.

На втором этапе осуществляется выбор специализированного инструментария для моделирования. Для нефтегазовых объектов особенно важна возможность интеграции с промышленными системами сбора данных (SCADA, OPC-серверы). Среди наиболее подходящих решений можно выделить Aspen HYSYS Dynamics для моделирования технологических процессов, AnyLogic для комплексного дискретного моделирования, а также специализированные пакеты типа PIPESIM для трубопроводных систем. Выбор конкретного инструмента зависит от типа объекта - для перерабатывающих заводов требуются одни решения, для транспортной инфраструктуры другие.[2]

Третий этап предполагает создание детализированной модели, включающей: модуль технологического процесса, воспроизводящий работу основных установок; транспортный модуль, моделирующий потоки сырья и продуктов; энергетический модуль, учитывающий потребление всех видов энергоресурсов; модуль управления, реализующий алгоритмы принятия решений. Особенностью нефтегазовых моделей является необходимость учета непрерывных и дискретных процессов одновременно - например, непрерывной перекачки продукта и дискретных событий типа пуска/останова компрессора.

После построения модели проводится серия имитационных экспериментов, направленных на поиск оптимальных режимов энергопотребления. Анализируются различные сценарии: изменение последовательности запуска технологических линий, оптимизация работы компрессорного парка, рационализация тепловых потоков между установками, внедрение адаптивных систем управления энергопотреблением. Особое внимание уделяется переходным процессам (пуск, останов, изменение режима), где сосредоточены основные резервы энергосбережения.[5]

Результаты и их обсуждение

Практическое применение дискретного моделирования на нефтегазовых объектах демонстрирует значительный потенциал энергосбережения. Реализация модели позволила сократить энергопотребление по ключевым группам оборудования (См. Рис. 2). Наибольший эффект достигнут для компрессорных установок – снижение на 25%.

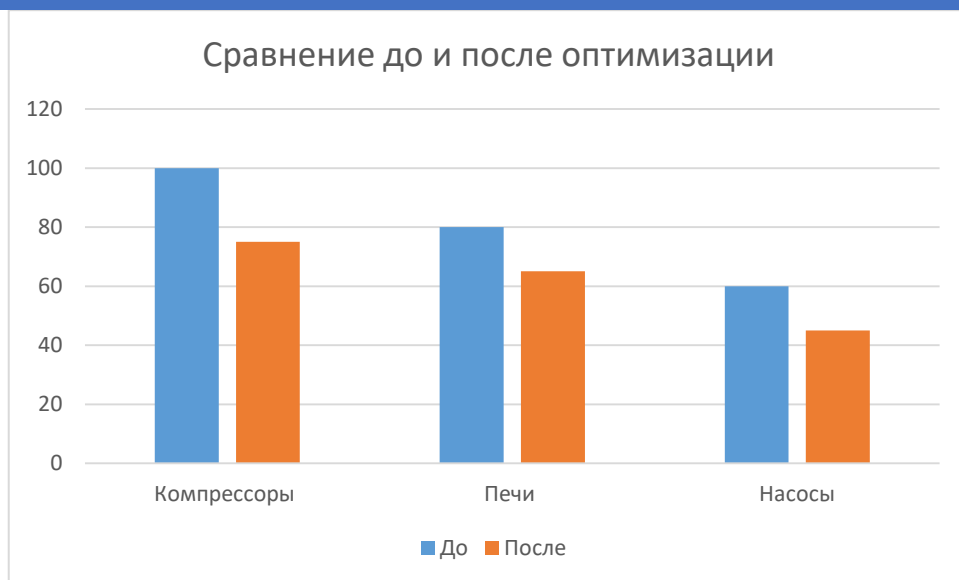


Рис. 2. Сравнение до и после оптимизации

Внедрение моделей на компрессорных станциях магистральных газопроводов позволило достичь снижения энергопотребления на 15-25% за счет оптимизации работы газоперекачивающих агрегатов. Основными источниками экономии стали: рациональное использование резервного оборудования (8-10% экономии), минимизация потерь при переходных процессах (4-6%), оптимизация противодавления в магистрالي (3-5%).[4]

На нефтеперерабатывающих заводах применение моделирования дало сокращение энергозатрат на 12-18%. Наибольший эффект получен за счет: рационализации тепловых потоков между технологическими установками (5-7%), оптимизации работы насосного парка (3-4%), снижения энергопотребления системой подготовки сырья (2-3%). Особенно показательным оказался результат по печам технологических установок, где точная настройка режимов горения дала дополнительно 2-3% экономии топлива.

Важным результатом исследований стало выявление специфических для нефтегазовой отрасли зависимостей. Например, установлено, что незначительная корректировка графика плановых остановов оборудования (в пределах регламентных требований) может снизить пиковое энергопотребление на 7-10%. Также обнаружено, что синхронизация работы смежных технологических объектов (например, компрессорной станции и установки подготовки газа) дает существенную экономию за счет устранения "противотоков" в энергопотреблении.[3]

Особый интерес представляют результаты по оптимизации работы вспомогательных систем (электрообессоливающих установок, систем пожаротушения, освещения), которые традиционно считались малозначимыми с точки зрения энергосбережения. Моделирование показало, что их рационализация

может дать дополнительно 3-5% экономии без какого-либо влияния на основные технологические процессы.

Заключение

Применение дискретного моделирования для оптимизации энергопотребления в нефтегазовой отрасли демонстрирует высокую эффективность. Метод позволяет учитывать специфику технологических процессов отрасли и находить неочевидные резервы энергосбережения. Дальнейшее развитие подхода связано с интеграцией моделирующих систем с промышленными системами управления и внедрением технологий цифровых двойников.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бусленко, Н. П. Моделирование сложных систем [Текст] / Н. П. Бусленко. — 4-е изд., перераб. и доп. — Москва : Наука, 2020. — 456 с. — ISBN 978-5-02-040512-3. — Текст : непосредственный.
2. Клейнрок, Л. Теория массового обслуживания [Текст] : пер. с англ. / Л. Клейнрок ; под ред. В. И. Неймана. — Москва : Машиностроение, 2018. — 432 с. — ISBN 978-5-94275-712-4. — Текст : непосредственный.
3. Law, A. M. Simulation Modeling and Analysis [Text] / A. M. Law. — 5th ed. — New York : McGraw-Hill, 2021. — 768 p. — ISBN 978-1-260-56691-3. — Text : direct.
4. Иванов, А. А. Энергосбережение в нефтегазовой отрасли [Текст] : учеб. пособие / А. А. Иванов, С. К. Петров. — Санкт-Петербург : Недра, 2021. — 320 с. — ISBN 978-5-8365-0781-9. — Текст : непосредственный.
5. Smith, J. R. Energy Optimization in Oil & Gas Industry [Text] / J. R. Smith, M. K. Johnson. — Houston : Energy Press, 2022. — 415 p. — ISBN 978-1-234-56789-0. — Text : direct.

УДК 620.179.16

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ В СОСТАВЕ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ

Д.А. Левин

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: gpijmts@gmail.com

Сырье, используемое в процессах переработки углеводородных газов, нередко содержит в своем составе большое количество коррозионно-активных компонентов, что определяет высокую актуальность вопросов, связанных с оценкой протекания коррозионных процессов технологического оборудования, контактирующих с агрессивной средой. Одними из наиболее подверженных коррозии объектов

технологической цепочки переработки углеводородных газов являются товарно-сырьевые парки. Для подобных парков, характерно длительное контактирование металлических элементов емкостного оборудования с коррозионно-активными газами, а также образование гидратов, также способных концентрировать в себе агрессивные среды или же образовывать новые, ему может служить пример образования уголекислоты при взаимодействии уголекислого газа с водой. Коррозионную ситуацию дополнительно усложняет необходимость хранения продуктов под достаточно значительным избыточным давлением, что способствует интенсификации коррозионных процессов и развитию стресс-коррозионных дефектов. В этой связи, важный вклад в мониторинг технического состояния сооружений резервуарных парков может вносить внедрение системы автоматического ультразвукового коррозионного мониторинга, исследованию параметров которой посвящена настоящая публикация.

Ключевые слова: коррозионный мониторинг, ультразвук, модель, амплитуда, коррозионный дефект, дефектоскопия, эксперимент.

Известно, что в процессе эксплуатации, металлические элементы инфраструктурных сооружений резервуарных парков подвергаются естественной коррозии. Однако, не все виды коррозионных дефектов одинаково опасны в отношении надежности и целостности конструкций, так, например, дефекты площадного характера как правило имеют малую скорость проникновения в металл, т.е. не способствуют утончению стенок конструктивных элементов. В другом случае, коррозионные дефекты типа язв наоборот, приводят к быстрому истончению стенки конструкции, следствием чего является нарушение её целостности, а в отношении сосудов – еще и герметичности. К тому же, подобные дефекты сами по себе становятся концентраторами напряжений.

В связи с этим, важную роль в организации мониторинга технического состояния инфраструктурных сооружений резервуарных парков нефтегазовых производств, приобретает коррозионный мониторинг отдельных ответственных элементов или зон концентрации напряжений, например – кольцевых сварных швов. Однако, при разработке подобных решений, необходимо опираться не только лишь на техническую эффективность методов мониторинга, но и на экономическую составляющую, что определяет перспективность применения методов акустической дефектоскопии, ввиду сравнительно малой стоимости используемых в их составе чувствительных элементов (например, в сравнении с магнитными датчиками), при достаточно высокой селективности (в сравнении с датчиками коррозии). При этом, возникает проблема правильной идентификации параметров дефектов, так как продукты коррозии, концентрирующиеся в эпицентре коррозионного разрушения, могут вносить значительную погрешность в результаты измерений, как следствие, приводить к неправильной оценке опасности дефекта [1-3].

Для решения указанной проблемы, было проведено экспериментальное исследование влияния геометрических параметров коррозионных дефектов локального типа с распространением по толщине металла на амплитудные характеристики информационного сигнала, используемого в рамках ультразвуковой дефектоскопии, с учетом фактора присутствия коррозионных отложений на границах дефекта. Проведение экспериментальных исследований выполнялось на

физических моделях язвенной коррозии (рис. 1), представляющих собой металлическую пластину из стали 09Г2С толщиной 10 мм в которой выполнено глухое отверстие с конусным дном с углом конуса 118° (обеспечивалось геометрией инструмента), что позволяет имитировать неравномерность проникновения дефекта по глубине. Для формирования на поверхности дефекта отложений продуктов коррозии выполнялось их искусственное форсированное корродирование гальваническим методом в 3% водном растворе $NaCl$. Гальваническое корродирование (рис. 2) производилось с применением нерастворимого графитового электрода от источника постоянного тока, с током в 1 А при напряжении в 5 В. Выдержка образцов в гальванической ванне осуществлялась в течении 36 часов при температуре в 50°C . Для исключения корродирования поверхности установки чувствительных датчиков (обратная сторона относительно поверхности локализации дефекта), она маскировалась при помощи специального напыляемого состава.

Исследования проводились сериями, включающими три параллельных опыта. В качестве результирующего значения изменения амплитуды фиксируемого отраженного сигнала принималось среднееарифметическое значение, полученное по серии параллельных опытов. Глубины и диаметры моделей дефектов варьировались в диапазоне $0,5 \div 5$ мм с шагом варьирования в 0,5 мм. Измерение параметров сигнала выполнялось при помощи мобильного ультразвукового толщиномера А1210 с преобразователем S3567 на номинальной частоте 2,5 МГц.

По результатам проведенных экспериментов, были получены графики зависимости относительного снижения амплитуды эхо-сигнала ΔA от параметров дефектов, вид которых приведен на рисунке 3.

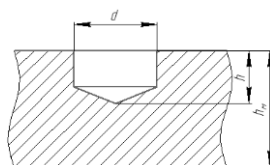


Рисунок 1 – Эскиз физической модели локального коррозионного дефекта

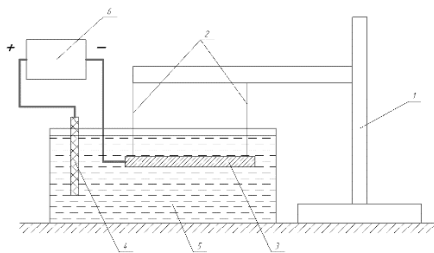


Рисунок 2 – Схема выполнения искусственного корродирования моделей дефектов с использованием гальванического метода:

1 – штатив, 2 – подвесы, 3 – металлическая пластина, 4 – нерастворимый электрод, 5 – водный раствор хлорида натрия, 6 – источник постоянного тока

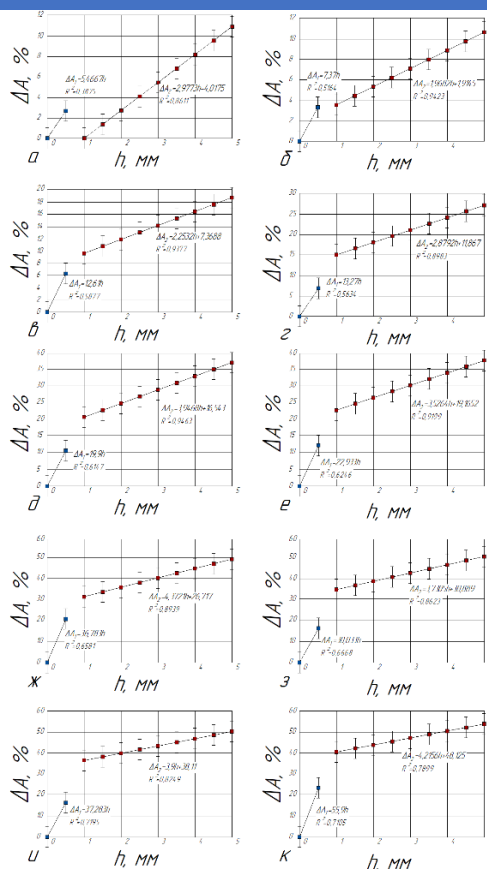


Рисунок 3 – Графики зависимости относительного снижения амплитуды эхо-сигнала в зависимости от глубины модельного дефекта при диаметре дефекта:

а – 0,5 мм, б – 1 мм, в – 1,5 мм, г – 2 мм, д – 2,5 мм, е – 3 мм, ж – 3,5 мм, з – 4, и – 4,5 мм, к – 5 мм

Анализ полученных экспериментальных данных позволяет судить о наличии областей низкой корреляции между глубиной модельных дефектов и относительным снижением амплитуды эхо-сигнала. Диаметр дефектов не оказывает выраженного влияния на достоверность сигналов. Так, по всем рассматриваемым сочетаниям геометрических характеристик модельных дефектов, в диапазоне глубин дефектов до 1 мм наблюдается низкая степень корреляции, что соответствует значениям коэффициента детерминации менее 0,8. Однако, при увеличении глубин дефектов достигаются достаточно высокие значения данного коэффициента, превышающие 0,8. При этом также можно увидеть, что по мере уменьшения диаметра дефектов достигаются более высокие значения коэффициента детерминации, что говорит об увеличении достоверности измерений амплитуды эхо-сигнала.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что ультразвуковая дефектоскопия обладает достаточно хорошим потенциалом в плане использования для нужд мониторинга развития локальных коррозионных дефектов в составе систем мониторинга технического состояния ответственных конструкций инфраструктурных сооружений резервуарных парков нефтегазовых производств.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Блохин В. А. Новые подходы и инструменты коррозионного мониторинга для оценки скорости локальной коррозии и эффективности ингибирования в режиме реального времени / В. А. Блохин, А. Ю. Доросинский, А. К. Манжосов // ДИАГНОСТИКА. – 2020. – № 1 (43). – С. 16-23.
2. Монахов А. Н. Опыт применения датчиков коррозии в системах коррозионного мониторинга / А. Н. Монахов, А. К. Кузнецов, М. А. Монахова // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – № 2 (41). – С. 46-49.
3. Виноградова С. С., Кайдриков Р. А. Коррозионный мониторинг и контроль эффективности защиты металлических конструкций : учебное пособие. – Казань, КГТУ, 2017. – 100 с.

**ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ
БЕЗОПАСНОСТЬ В НЕФТЕГАЗОВОЙ
ОТРАСЛИ**

**СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ И ИНСТРУМЕНТЫ ПОВЫШЕНИЯ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В
ПРОИЗВОДСТВЕ И НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

И.Р. Кадямов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: Kadymoff@mail.ru

В статье рассмотрены современные подходы к обеспечению промышленной безопасности на предприятиях, включая юридические, организационные и технологические аспекты. Особое внимание уделено роли декларации промышленной безопасности как инструменту формирования культуры безопасного поведения, а также практике её применения в нефтегазовой отрасли. Представлен анализ эффективности систем управления промышленной безопасностью на основе количественных и качественных показателей. Раскрыты инновационные решения, такие как цифровизация, роботизация и использование Интернета вещей, направленные на снижение уровня аварийности и травматизма. Подчёркивается значение производственной культуры и персональной ответственности работников как ключевых факторов устойчивого развития промышленных предприятий. Статья основана на актуальных нормативных документах, данных практики и научных публикациях.

Ключевые слова: промышленная безопасность, система управления, декларация безопасности, культура безопасности, нефтегазовая отрасль, риск-менеджмент, цифровизация, автоматизация, производственный травматизм, безопасные условия труда.

Эффективность системы промышленной безопасности напрямую влияет на устойчивость бизнеса, сохранность жизни и здоровья сотрудников, а также на репутацию компании. Особенно это актуально для предприятий с повышенным уровнем технологических рисков, таких как представители нефтегазовой отрасли. Современная концепция промышленной безопасности выходит за рамки нормативных требований и становится частью корпоративной культуры и стратегического управления. Ключевыми индикаторами эффективности системы управления промышленной безопасностью являются показатели частоты несчастных случаев, коэффициенты нетрудоспособности, уровень травматизма и количество аварийных ситуаций. Их анализ позволяет не только фиксировать текущее состояние, но и выстраивать систему превентивных мер, улучшая устойчивость производства к потенциальным угрозам [5].

Согласно действующему законодательству, декларация промышленной безопасности является обязательным элементом документации для опасных производственных объектов. Она содержит оценку риска, меры по его минимизации и готовность к ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций. Кроме своей нормативной функции, декларация становится инструментом формирования культуры безопасности внутри компании. Как показывает практика, декларация

помогает формировать ответственное поведение работников, закрепляя ценности и нормы безопасной производственной деятельности. Примером служат политики ПАО «Газпром», где подчёркнута приоритетность жизни и здоровья сотрудников над производственными результатами [3]. Развитие промышленной безопасности в нефтегазовом секторе приобретает особую значимость на фоне глобальных вызовов. В условиях экономических ограничений и кризисов компании вынуждены внедрять более эффективные и современные системы контроля. Среди таких решений — использование Интернета вещей, беспилотных летательных аппаратов и интеллектуальных систем мониторинга. ВР применяет датчики и облачные решения для мониторинга параметров скважин, а Shell реализует роботов Sensabot для удалённых работ в агрессивной среде. В России активно используется продукция концерна «Калашников» для диагностики трубопроводов, в том числе с помощью тепловизоров и навигации. Цель таких инициатив — максимально исключить воздействие вредных факторов на людей и сократить расходы на техническое обслуживание. Это также позволяет снижать аварийность за счёт раннего выявления опасных условий [2].

Наряду с техническими и организационными мерами, важнейшим элементом системы промышленной безопасности становится развитие производственной культуры. Уровень зрелости корпоративной культуры влияет на степень соблюдения норм и правил, эффективность коммуникации и готовность персонала к действиям в нештатных ситуациях. Как подчёркивает И.Е. Лыскова, культура производственной безопасности включает осознание рисков и личной ответственности, вовлечённость руководства, постоянное профессиональное обучение и использование поведенческих моделей оценки безопасности [3]. Система управления промышленной безопасностью также опирается на нормативно обоснованную идентификацию объектов экспертизы. Важно, чтобы экспертные заключения однозначно отражали характер проектной документации, включая номер опасного производственного объекта, чтобы исключить манипуляции. В противном случае существует риск подмены типа экспертизы, что влечёт за собой правовые и технические нарушения [4].

В современных условиях промышленная безопасность становится частью общей стратегии устойчивого развития. Техническое перевооружение, цифровизация, развитие культуры безопасности и обязательное декларирование рисков позволяют организациям повышать надёжность, снижать издержки и обеспечивать защиту сотрудников. Безопасность перестаёт быть формальностью и становится неотъемлемой частью производственной философии. Такая трансформация необходима для адаптации предприятий к постоянно изменяющимся условиям, вызовам и ожиданиям со стороны государства, общества и международных партнёров. Комплексный подход, объединяющий технические решения, правовую базу и ценностные установки, обеспечивает устойчивую и эффективную модель функционирования производственных систем.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гражданкин А.И., Лисанов М.В., Печеркин А.С., Сидоров В.И. Показатели и критерии опасности промышленных аварий // Безопасность труда в промышленности. – 2003. – №3. – С.30–32.

2. Григорова Н.А. Промышленная безопасность компаний в нефтегазовой отрасли // Уфимский государственный нефтяной технический университет. – 2024. – С.1–7.
3. Лыскова И.Е. Декларация промышленной безопасности как основа формирования культуры производственной безопасности промышленных предприятий // XVII Всероссийская научная конференция. – Сыктывкар, 2024. – С.238–243.
4. Максимов С.Ю., Боблак В.А., Аблаутов В.В., Волобуев А.Н. Идентификация объектов экспертизы промышленной безопасности проектной документации согласно требованиям нормативных документов // Безопасность труда в промышленности. – 2009. – №11. – С.22–25.
5. Сергеева Р.С. Анализ эффективности системы управления промышленной безопасностью с целью повышения уровня промышленной безопасности // XIV Всероссийская научно-практическая конференция молодых ученых «Россия молодая». – Кемерово: КузГТУ, 2022. – С.1–6.
6. Швайба Д.Н. Система обеспечения социально-экономической безопасности промышленного сектора // Бюллетень науки и практики. – 2018. – Т.4, №7. – С.227–232.

УДК 621.03:504.064.36

ОЦЕНКА РИСКОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ АВАРИЙ: КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ И КРИТЕРИИ

И.Р. Кадямов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: Kadymoff@mail.ru

В статье рассматриваются теоретические и практические аспекты обеспечения промышленной безопасности опасных производственных объектов. Проанализированы ключевые показатели и критерии оценки опасности промышленных аварий, включая количественные (технический, индивидуальный, социальный риски) и качественные характеристики. Особое внимание уделяется нормативному регулированию в сфере промышленной безопасности, включая требования Федерального закона №116-ФЗ и международные стандарты. Представлены основные методы оценки рисков: статистические, вероятностные, экспертные, моделирующие и инструментальные. Показана необходимость комплексного подхода к оценке и управлению рисками с учетом социально-экономических факторов и трансграничного воздействия.

Ключевые слова: промышленная безопасность, опасные производственные объекты, оценка рисков, критерии опасности, методы оценки, нормативно-правовое регулирование.

В современную эпоху проблема промышленных катастроф достигает масштабов, вызывающих серьезную обеспокоенность. В течение последних десятилетий фиксируется стремительный и устойчивый рост количества чрезвычайных ситуаций (ЧС), причём их общее число удвоилось. Разработка действенных управленческих решений в сфере промышленной безопасности тесно

связана с необходимостью анализа и сопоставления уровней риска аварий на потенциально опасных производственных объектах (ОПО).

Как правило, под безопасностью принято понимать характеристику системы «источник опасности – потенциальная жертва», при которой в процессе функционирования сохраняется такое состояние, при котором предполагаемый вред не выходит за пределы допустимого уровня с точки зрения социально-экономической приемлемости. В свою очередь, под опасностью подразумевается вероятность нанесения ущерба (вреда) потенциальным объектам воздействия [1,2].

Системное понимание безопасности основывается на рассмотрении её как результата взаимодействия двух ключевых компонентов: источника опасности, которым может быть как технический объект, так и природное явление, и объекта защиты, включающего людей, материальные ценности и окружающую среду. В этом контексте социально-экономические, правовые, статистические и экспертные оценки допустимого уровня ущерба выступают как производное от комплексного анализа указанных факторов.

Логично предположить, что характеристики аварийной опасности являются неотъемлемой составляющей общей системы критериев, определяющих уровень качества функционирования механизма обеспечения промышленной безопасности на потенциально опасных производственных объектах.

Оценка ущерба от возможных аварий является ключевым показателем опасности производственной деятельности. Этот показатель может быть представлен двумя способами: в явной форме, когда ущерб выражается конкретными числовыми значениями, и в опосредованной форме, когда используются косвенные характеристики риска. В нормативных документах существуют четкие критерии допустимости рисков. Например, согласно ГОСТ Р 12.3.047-98, эксплуатация технологических процессов запрещается, если индивидуальный риск превышает значение 10^{-6} или социальный риск достигает уровня 10^{-5} за неопределенный период времени. Эти пороговые значения служат важным индикатором безопасности производственных процессов [3]. Для специфических отраслей разработаны собственные методики оценки рисков. Так, в сфере транспортировки нефти применяется особое методическое руководство, где в качестве показателей опасности рассматриваются различные аспекты потенциального ущерба. Сюда входят не только прямые потери нефти при аварии, но и финансовые затраты, связанные с загрязнением окружающей среды, что подчеркивает комплексный подход к оценке рисков в данной отрасли. Такой дифференцированный подход к оценке ущерба позволяет более точно определять уровень опасности производственной деятельности и принимать обоснованные решения по обеспечению безопасности. Использование как прямых, так и косвенных показателей ущерба дает возможность всесторонне оценить возможные последствия аварий и разработать эффективные меры по их предотвращению.

Система охраны труда и обеспечения промышленной безопасности на предприятии ориентирована, прежде всего, на предупреждение несчастных случаев и производственного травматизма, которые оказывают существенное негативное влияние на качество производственной деятельности. Реализуемые меры безопасности охватывают как количественные показатели происшествий и травм, так и особенности протекания технологических процессов, что в совокупности

обеспечивает рост общей эффективности функционирования системы. В случае сложных объектов — таких как промышленные предприятия и учреждения — при оценке обоснованности затрат, надёжности и эксплуатационной устойчивости целесообразно применять вероятностно-возможностные показатели. Данный набор количественных характеристик позволяет значительно упростить процесс формирования достоверного и всестороннего представления о функционировании систем, подверженных множеству неопределённостей, возникающих в ходе производственных процессов и сопутствующих явлений [4].

К ключевым показателям, характеризующим эффективность системы обеспечения промышленной безопасности, могут относиться разнообразные количественные параметры, описывающие случайные либо нечеткие величины. К их числу относятся, в частности, значения предполагаемого ущерба (вреда), вызванного аварийными ситуациями, а также расходы, направленные на предотвращение инцидентов и снижение уровня травматизма, например:

- Вероятность $\text{Prob}(t)$ или возможность $\text{Poss}(t)$ возникновения аварии или травмы конкретного типа за определенный период времени t на опасном производственном объекте;
- Математическое ожидание ущерба (вреда) Y от аварийности и травматизма $Mt [Y]$ в промышленности и др.

Конвенция о трансграничном воздействии промышленных аварий была ратифицирована Российской Федерацией в 2000 году. Документ предусматривает оценку степени опасности промышленных и транспортных объектов на основе объёма находящихся на них опасных веществ. Ключевым критерием опасности выступает предельно допустимое количество различных химически опасных веществ. Превышение установленных нормативов может повлечь за собой серьёзные последствия в случае аварии, затрагивая не только территорию одного государства, но и сопредельные страны. Таким образом, основная цель Конвенции заключается в контроле за объёмами хранения и транспортировки опасных веществ на объектах с тем, чтобы предотвратить аварии, способные вызвать трансграничные негативные эффекты.

Подобный подход закреплён в части 1 статьи 14 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [5]. Данный нормативный акт предписывает обязательное составление декларации промышленной безопасности для тех опасных производственных объектов (ОПО), где обращаются опасные вещества в количествах, превышающих установленные в приложении 2 закона. По сути, ФЗ-116 устанавливает основные показатели и критерии опасности ОПО, определяя наличие и предельно допустимые объёмы опасных веществ на объекте. Вторая часть той же статьи предусматривает, что для остальных объектов требование о разработке декларации промышленной безопасности может быть установлено Правительством Российской Федерации. Кроме того, данное право предоставляется федеральному органу исполнительной власти, который уполномочен осуществлять надзор в области промышленной безопасности – Госгортехнадзору России. Таким образом, ФЗ-116 предусматривает возможность корректировки критериев опасности в зависимости от конкретных условий и требований.

Количественные показатели охватывают числовые характеристики различных видов риска, включая технический риск (вероятность отказа оборудования), индивидуальный риск (частоту поражения человека), потенциальный территориальный риск, а также коллективные и социальные риски, ожидаемый ущерб и риск материальных потерь. Эти параметры позволяют проводить расчёты вероятности аварийных ситуаций и оценивать возможные последствия их возникновения. Качественные показатели, в свою очередь, не выражаются в числовой форме и отражают свойства объектов, такие как вероятность возникновения инцидентов, тяжесть последствий для здоровья людей, материальных ценностей и окружающей среды, а также общую степень угрозы аварии. Такие показатели играют ключевую роль на этапах предварительного анализа безопасности и помогают определить приоритетные направления в оценке и управлении рисками [5–10].

Критерии приемлемости и критерии классификации рисков промышленных аварий представляют собой систему показателей, определяющих допустимый уровень безопасности производственных объектов. Основой для их определения служат нормы и правила промышленной безопасности, статистические данные о произошедших авариях и инцидентах, практический опыт эксплуатации объектов, а также социально-экономическая выгода от их использования. На государственном уровне приняты четкие границы: вероятность смерти человека в течение года от техногенных опасностей более 10^{-6} считается недопустимой, менее 10^{-8} – пренебрежимой, а диапазон 10^{-6} – 10^{-8} является областью приемлемого риска. Критерии классификации учитывают масштаб возможных последствий, включая тяжесть ущерба для здоровья людей, окружающей среды и материальных ценностей, а также вероятность возникновения аварийных ситуаций. При оценке учитываются различные сценарии развития событий, включая наиболее тяжелые последствия и наименее вероятные, но потенциально опасные ситуации. Особое внимание уделяется влиянию неблагоприятных факторов: топографических условий, метеорологической обстановки и действий персонала. Методы оценки включают статистический анализ, логико-графические методы, экспертные оценки и имитационное моделирование возможных аварий, что позволяет комплексно подойти к определению приемлемости и классификации рисков на промышленных объектах.

Методы оценки рисков включают несколько основных подходов:

- Статистические методы - анализ исторических данных об авариях и инцидентах на аналогичных объектах;
- Вероятностные методы - расчет вероятностей возникновения различных сценариев аварий;
- Экспертные методы - оценка рисков на основе мнений специалистов в области промышленной безопасности;
- Моделирование - создание математических и компьютерных моделей развития аварийных ситуаций;
- Инструментальные методы - использование специальных технических средств и программных комплексов для оценки рисков.

Комплексное использование указанных методов позволяет получить всестороннюю и объективную оценку рисков, а также сформировать эффективную систему их управления.

Таким образом, современная система обеспечения промышленной безопасности представляет собой многослойный и адаптивный механизм, опирающийся на научно обоснованные критерии, действующее законодательство и практические подходы к оценке и снижению рисков. Правильное сочетание количественных и качественных показателей, а также применение комплексных методик анализа, обеспечивает устойчивое функционирование промышленных объектов и минимизацию вероятности техногенных катастроф.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов: РД 03-418-01. Сер. 03, вып. 10 / Коллектив авторов. — М.: ГУП «НТЦ “Промышленная безопасность”» Госгортехнадзора России, 2001. — 60 с.
2. Гражданкин А. И. Опасность и безопасность // Безопасность труда в промышленности. — 2002. — № 9. — С. 41–43.
3. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах: Сер. 27, вып. 1 / Коллектив авторов. — М.: ГУП «НТЦ “Промышленная безопасность”» Госгортехнадзора России, 2000. — 96 с.
4. Гражданкин А. И., Лисанов М. В., Печеркин А. С., Сидоров В. И. Показатели и критерии опасности промышленных аварий // Безопасность труда в промышленности. — 2003. — № 3. — С. 30–32.
5. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: федер. закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ // Российская газета. — 1997. — № 145. — 30 июля.
6. ГОСТ Р 12.3.047–98. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля. — М.: Стандартинформ, 1998. — 48 с.
7. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах: РД 153-39.0-003-01. — М.: ВНИИМ, 2001. — 124 с.
8. Конвенция о трансграничном воздействии промышленных аварий (Хельсинки, 17 марта 1992 г.) // Бюллетень международных договоров. — 2002. — № 1. — С. 3–20.
9. Методические рекомендации по оценке риска аварий на опасных производственных объектах: РД 03-418-01. — М.: Госгортехнадзор России, 2001. — 128 с.
10. Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах: руководство по безопасности. — М.: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2013. — 72 с.

ОХРАНА ТРУДА

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ОХРАНОЙ ТРУДА
НА ОСНОВЕ КОМПЕТЕНТНОСТНОГО ПОДХОДА К УПРАВЛЕНИЮ
ЧЕЛОВЕЧЕСКИМИ РЕСУРСАМИ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАБОТ ПО
ОСВОЕНИЮ СКВАЖИН НА УРЕНГОЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

В.Ю. Параничев, С.Р. Тухфатуллина, К.С. Ерохина, Д.А. Репин

Научный руководитель: доцент Д.А. Мельникова

ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара, Россия

Paranichev3110@yandex.ru, karina-355@yandex.ru

Аннотация. Для повышения эффективности охраны труда на Уренгойском месторождении применяется компетентностный подход, который анализирует ключевые принципы, предлагает меры по снижению травматизма, включая образовательные программы, цифровые технологии мониторинга, систему оценки компетенций и наставничество. Реализация предложенных решений позволит минимизировать риски и повысить безопасность работников.

Ключевые слова: Уренгойское месторождение, производственный травматизм, нефтегазодобывающих предприятия, персонал, компетенция, человеческий фактор.

Актуальность темы исследования определяется потребностью совершенствования системы управления персоналом таким образом, чтобы функционирование всех ее подсистем (отбора, адаптации, обучения и развития, назначений и ротаций) обеспечивало уменьшение негативного воздействия человеческого фактора на безопасность труда, способствовало предупреждению и снижению уровня травматизма. [6]

Многолетний анализ аварийности и исследований в области безопасности труда и производственного травматизма показали, что системной причиной 90 % несчастных случаев на нефтегазодобывающих предприятиях является человеческий фактор. При этом на сегодняшний день нет четкого понимания того, какие составляющие человеческого фактора можно контролировать, какими — управлять с целью снижения его негативного воздействия на безопасность труда на газодобывающих месторождениях. Преобладающее большинство исследований по вопросам совершенствования системы управления охраной труда направлены на изучение и улучшение внешней по отношению к работнику производственной среды: совершенствование технологического процесса, нормативно-правовой базы, улучшение условий труда, усиление требований по вопросам безопасности и других. Производственный травматизм влечет за собой значительные социальные и психологические последствия и, самое главное, приводит к значительным потерям трудового потенциала страны. [1]

Управляя производством, человек и сам является объектом управления. Одной из основных систем, обеспечивающих влияние на человеческий фактор, является система управления персоналом. [3] Основным критерием эффективности функционирования этой системы должен стать критерий «снижение рисков травматизма». Для этого важно изменить подходы к

управлению персоналом нефтегазодобывающих предприятий и устранить следующие недостатки:

1. Отсутствие требований к необходимому уровню компетентности разных категорий работников по вопросам обеспечения безопасности труда (в том числе формальное распределение и закрепление ответственности и полномочий по вопросам охраны труда, требованиям к профессионально-важным качествам);
2. Формальный подход работодателя к обучению по охране труда (разные категории работников обучаются по одним и тем же программам, содержание программ не соответствует современным требованиям производства). [4]

Для эффективного управления охраной труда на Уренгойском месторождении предлагаются следующие меры:

1. **Разработка и внедрение образовательных программ**, направленных на повышение квалификации работников в области охраны труда. Включает разработку учебных курсов, семинаров и тренингов, ориентированных на изучение современных методов обеспечения безопасности, а также на обучение правилам работы в экстремальных климатических условиях;
2. **Создание системы оценки компетенций** сотрудников с учетом специфики выполняемых работ и условий труда. Для этого разрабатываются тесты, экзаменационные вопросы и практические задания, позволяющие объективно оценить уровень знаний и навыков персонала. Введение периодических аттестаций способствует поддержанию высокого уровня профессионализма; [5]
3. **Внедрение цифровых технологий** для мониторинга и прогнозирования рисков на рабочих местах. Включает использование датчиков контроля опасных факторов, систем видеоаналитики для выявления потенциальных угроз, а также программных решений для анализа инцидентов и моделирования рисков. Это позволяет оперативно реагировать на изменения в рабочей среде и предотвращать несчастные случаи;
4. **Разработка мотивационных программ**, стимулирующих сотрудников к соблюдению правил охраны труда. Включает систему премирования за соблюдение норм безопасности, конкурсы среди сотрудников на лучшее предложение по улучшению условий труда, а также внедрение рейтингов безопасности для оценки индивидуального вклада каждого работника;
5. **Формирование системы наставничества**, в рамках которой опытные специалисты передают знания и навыки молодым работникам. Наставничество помогает новым сотрудникам быстрее адаптироваться к требованиям безопасности, перенять практический опыт, а также формирует преемственность знаний и навыков внутри коллектива.

Совершенствование системы управления охраной труда на основе компетентностного подхода позволит значительно снизить производственные риски, повысить уровень безопасности работников и повысить эффективность освоения скважин на Уренгойском месторождении. Комплексный подход к обучению и развитию персонала является залогом успешного внедрения данных мер. [2]

ЛИТЕРАТУРА

1. Михайленко Е.Д. Модель корпоративного центра оценки и развития компетенций по охране труда / Е.Д. Михайленко, А.И. Фомин // Вестник Научного центра ВостНИИ по промышленной и экологической безопасности. – 2021. – № 1. – С. 55–69
2. Михайленко Е. Д. «Совершенствование системы управления охраной труда на основе компетентностного подхода к управлению человеческими ресурсами» (автореферат диссертации кандидата технических наук, Кемерово, 2022). 23
3. Файнбург Г. З. «Создание и функционирование системы управления охраной труда» (практическое пособие для работодателя, Пермь, 2016). 1
4. Грэхем Х. Т., Беннетт Р. «Управление человеческими ресурсами» (учебное пособие для студентов вузов, М., 2003). 1
5. Субочев Н. С., Архипова Т. Г. «Компетентностный подход в управлении персоналом» (учебное пособие, Волгоград, 2016).
6. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. Ростехнадзор. Сибирское управление. <http://usib.gosnadzor.ru/>

**ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ
ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ**

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ ПО НЕФТЯНЫМ НАПРАВЛЕНИЯМ

*П.А. Голованов, Е.П. Тупоносова**СамГТУ, Самара, Россия, tuponosova.ep@mail.ru*

COMPARATIVE ASSESSMENT OF HIGHER EDUCATIONAL INSTITUTIONS IN OIL FIELDS

*P.A. Golovanov, E.P. Tuponosova**SamGTU, Samara, Russia, tuponosova.ep@mail.ru*

Аннотация. В работе рассмотрено современное состояние высшего и специального образования. Проанализированы работы по оценке эффективности деятельности высших учебных заведений, проблемам управления качеством образовательных услуг и проблемам повышения эффективности образовательной деятельности вузов. Рассмотрен рейтинг вузов RAEX-100 и рейтинг вузов RAEX по направлению «Нефтегазовое дело». После анализа данных и методики рейтинга RAEX лидирующие позиции в рейтинге занимают Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова (МГУ), Московский физико-технический институт (национальный исследовательский университет) и Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана. Проведен анализ и по предметному рейтингу по направлению «Нефтегазовое дело» лидирующие позиции в рейтинге занимает Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина» и Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II.

Ключевые слова: система образования, вуз, получение качественного образования, востребованность выпускников работодателями, научно-исследовательская деятельность, RAEX, предметный рейтинг «Нефтегазовое дело».

Современное состояние высшего и специального образования почти во всех странах мира характеризуется зарубежными специалистами, как кризисное. С конца 60-х годов интерес к структуре и функциям системы образования возрастает, а в 70-х - 80-х годах подготовка специалистов претерпевает структурные изменения. Например, реформа университетов происходившая в 1977г. в ФРГ и Швеции, в 1982 году в Испании, а в 1984 г - во Франции.

В России с 1992 года в высшем образовании произошел переход на многоуровневую систему. С 2003 года система высшего образования в России развивается в рамках Болонского процесса, смысл которого сближение и унификация систем высшего образования европейских стран с целью создания единого пространства. На данный момент декларацию подписали 47 стран, в том числе Россия[1-3].

По вопросам оценки эффективности деятельности высших учебных заведений опубликовано значительное число работ Андреева А.А., Балабана В.А.,

Васильева Ю.С., Глухова В.В., Заболотного Е.Б., Егоршина А.П., Ефремова А.П., Кельчевской Н.Р., Ковалева А.И., Масловой Т.Д., Михайлушкина А.И., Ниязовой М.В., Федорова М.П., Федюкина В.К., Шимко П.Д. и других.

Проблема управления качеством образовательных услуг анализировалась в работах Белоусовой Е.В., Васильевой Е.Ю., Гаффоровой Е.Б., Захарова Ю.А., Иродова М.И., Клячко Т.Л., Рогожина С.А. и других.

Экономические проблемы и условия повышения эффективности образовательной деятельности вузов исследовались в работах Арзяковой О.Н., Балыхина Г.А., Гринь А.М., Ишиной И.В., Ключева А.К., Лазарева Г.И., Подшибякиной Е.Н., Романовой И.Б., Сергеева С.И., Чекмарева В.В. и других.

Развитию теории и практики высшего образования посвящены исследования Г.А. Бордовского, Ю.А. Захарова, В.В. Карпова, Н.М. Кафтanova, Н.Г. Свиридова, В.М. Соколова, А.П. Тряпицкой, С.Я. Ямпольского и др.[4]

Несмотря на большое количество работ по проблемам эффективности деятельности вузов, в настоящее время пока не разработана единая методика оценки эффективности образовательной деятельности.

К характеристикам подготовки специалистов относятся следующие показатели:

- Объемы и направления обучения;
- Глубина подготовки;
- Показатели трудоустройства.

К основным показателям эффективности относятся следующие:

- Качество подготовки
- Степень удовлетворенности работодателей;
- Степень удовлетворенности выпускников;
- Доступность образования;
- Соответствие спроса и предложения.

Для сравнительной эффективности высших учебных заведений можно использовать рейтинги, в которых учитываются разные критерии, например средний балл ЕГЭ зачисленных на 1 курс студентов, качество профессорско-преподавательского состава, доля зачисленных студентов по целевому приёму и другие [5-9].

Рассмотрим высшие учебные заведения, входящие в топ-100 рейтингов вузов России (Рейтинг лучших вузов России RAEX-100) [10]. Рейтинг строится на основании оценки трех показателей университета – образовательной, научной и общественной деятельности. Рейтинг создан для оценки вузов с высоким качеством знаний, умений и навыков, а также учитывается мнение работодателей и представителей научных кругов.

Определение рейтинга происходит на базе анализа следующих интегральных факторов:

- получение качественного образования - вес = 0,5;
- востребованность выпускников работодателями - вес = 0,3;
- научно-исследовательская деятельность - вес = 0,2.

В показатель получения качественного образования входит уровень преподавания (12,5%), международная интеграция (12,5%), объем финансовых средств (12,5%) и востребованность среди абитуриентов (12,5%). В показатель

востребованности выпускников работодателями входит качество карьеры выпускников (15,0%) и сотрудничество с работодателями (15,0%). К научно-исследовательской деятельности относится научно-исследовательский потенциал (6,0%) за счет объема бюджета, привлеченного на НИОКР, научных достижения (10,0%) – количество публикаций и исследовательской инфраструктуры (4,0%), анализирующее количество работающих при вузе лабораторий.

С 2012 года лидирующую позицию в рейтинге занимает Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова (МГУ) с баллом в 2024 году равным 4,7115. Вторую позицию в рейтинге с 2013 по 2023 год занимал Московский физико-технический институт (национальный исследовательский университет), а в 2024 году 2 позицию занял Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана (национальный исследовательский университет). Данная оценка строится исключительно на объективных показателях и не использует результаты опросов экспертов.

Так же, с 2022 года RAEX публикует предметные рейтинги по различным направлениям, например: Математика, Физика, Химия, География, Информационные технологии, Строительство, Химические технологии, Биотехнологии и биоинженерия, Экология, Нефтегазовое дело и другие.

В список 100 лучших вузов России в 2024 году вошли три Самарских вуза: Самарский национальный исследовательский университет имени академика С.П. Королева, Самарский государственный медицинский университет и Самарский государственный медицинский университет. Самарский университет занял 45-ю строчку рейтинга, тогда как в 2023 году вуз занимал 44-е место.

Один из ведущих университетов Самарской области Самарский государственный технический университет(СамГТУ) также постоянно входит в первую сотню лучших в рейтинге RAEX (рис.1).

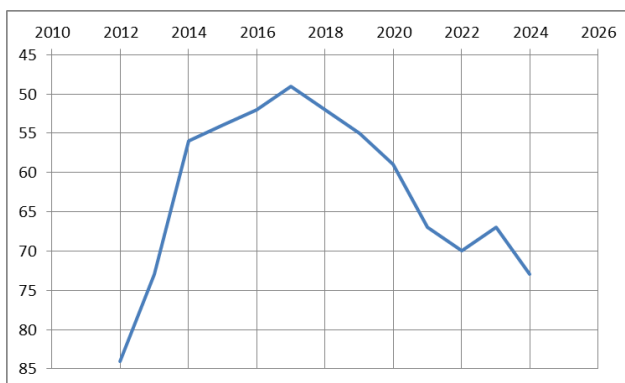


Рисунок 1 - Позиции СамГТУ в рейтинге RAEX

Он является базовым по подготовке кадров для углеводородной отрасли для региона. Более 1000 выпускников института нефтегазовых технологий СамГТУ находят работы на нефтяных и газовых предприятиях Поволжья. Также в СамГТУ ведется подготовка специалистов для энергетической, нефтегазодобывающей, химической и нефтехимической, машиностроительной, транспортной, пищевой и оборонной отраслей, сферы информационных технологий, приборостроения, автоматизации и управления в технических системах, материаловедения и металлургии, биотехнологий, промышленной экологии[11].

С 2022 года RAEX проводит предметный рейтинг по направлению Нефтегазовое дело. По данным рейтинга агентства RAEX за 2023 год, в топ-20 вузов России по направлению «Нефтегазовое дело» входили следующие вузы[12-13]:

1. Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина.
2. Санкт-Петербургский горный университет.
3. Томский политехнический университет.
4. Университет науки и технологий МИСИС.
5. Казанский федеральный университет.
- ...
17. Самарский государственный технический университет.

В предметный рейтинг Нефтегазовое дело входят следующие направления подготовки и специальности:

- 21.03.01 - Нефтегазовое дело;
- 21.04.01 - Нефтегазовое дело;
- 21.05.05 - Физические процессы горного или нефтегазового производства;
- 21.05.06 - Нефтегазовые техника и технологии.

Лидирующие позиции с 2023 года в предметном рейтинге по направлению Нефтегазовое дело занимают Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» и Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II. Рейтинг так же как RAEX-100 строится на основании оценки трех показателей университета – образовательной, научной, общественной и определяет наилучшую образовательную и научную подготовку студентов в области Нефтегазовое дело.

На рисунке 2 представлены позиции СамГТУ в рейтинге RAEX по направлению «Нефтегазовое дело» с 2022 по 2025 год.

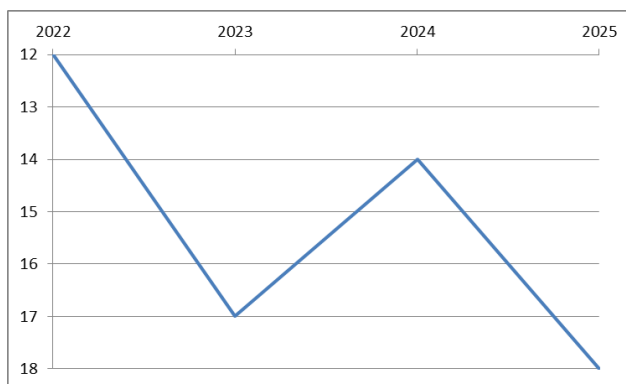


Рисунок 2 - Позиции СамГТУ в рейтинге RAEX по направлению «Нефтегазовое дело»

Из рисунка 2 видно, что в 2025 году вуз стал занимать 18 позицию в рейтинге с баллом равным 51,44, после Альметьевского государственного технологического университета "Высшая школа нефти" (АГНИ).

В таблице 1 представлено сравнение позиций Самарского государственного технического университета (СамГТУ) и Альметьевского государственного технологического университета "Высшая школа нефти" в рейтинге RAEX по направлению «Нефтегазовое дело».

Таблица 1 - сравнение позиций СамГТУ и АГНИ в рейтинге RAEX по направлению «Нефтегазовое дело»

Вуз/Год	2023	2024	2025
АГНИ, позиция	18	13	17
Балл	44,76	48,08	51,7
СамГТУ, позиция	17	14	18
Балл	45,1	48,01	51,44

Из таблицы 1 видно, что оба вуза имеют каждый год почти одинаковые позиции и баллы.

Из рейтинга RAEX по направлению «Нефтегазовое дело», можно сделать вывод, что лидирующие позиции в стране занимает Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» и Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II. Самарский государственный технический университет и Альметьевский государственный технологический университет "Высшая школа нефти" обеспечивают почти одинаковую образовательную и научную подготовку студентов по направлению «Нефтегазовое дело», они отстают от первых по качеству ППС и доле иностранных студентов.

Из анализа рейтингов видно, что СамГТУ и Альметьевскому государственному технологическому университету "Высшая школа нефти" для обучения студентов по направлению «Нефтегазовое дело» необходимо улучшать свой уровень за счет увеличения доли ППС с учеными степенями, количество призеров студенческих олимпиад, уровня международной интеграции, доли иностранных студентов и оценки работодателей выпускников, а для более детального рассмотрения проанализировать более подробно основные показатели Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина» и Санкт-Петербургского горного университета.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ильяшенко, А. А. Процесс развития высшего экономического образования в странах западной Европы и России в рамках Болонского процесса / А. А. Ильяшенко // Экономика и социум. – 2017. – № 2(33). – С. 1333-1341.
2. Рыжкова, Н. В. Присоединение России к Болонскому процессу и совершенствование учебного процесса / Н. В. Рыжкова // Информатика и образование. – 2007. – № 6. – С. 14-16.
3. Сидорова, В. Н. Анализ реализации Болонского процесса в России: события, люди, процессы / В. Н. Сидорова, Н. В. Сидоров // Организационно-управленческие и социокультурные инновации в развитии цифровой экономики и систем электронного образования. Том 2, 2019. – С. 177-181.
4. 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.
5. Лившиц, М.Ю., Голованов П.А., Тупоносова Е. П. Сравнительный анализ деятельности Российских и зарубежных вузов/ Известия Самарского научного центра Российской академии наук. Том 15, №6(2). - Самара: 2013. С. 339-343.

6. Голованов, П. А. Анализ российского рейтинга ВУЗа по среднему баллу ЕГЭ / П. А. Голованов, Е. П. Тупоносова // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Экономические науки. – 2014. – № 2(12). – С. 80-85.
7. Иванова, А. Д. Публикационная активность как приоритет в развитии вузов России / А. Д. Иванова, А. А. Евграфов, О. В. Муругова // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Социально-экономические науки. – 2020. – № 3. – С. 88-99. – DOI 10.15593/2224-9354/2020.3.6.
8. Самойлов, М. А. Анализ взаимосвязи конкурентоспособности вузов и социально-экономического состояния регионов / М. А. Самойлов, Ю. И. Смирнов, В. П. Рященко // Вестник Российского экономического университета имени Г.В. Плеханова. – 2019. – № 3(105). – С. 81-93. – DOI 10.21686/2413-2829-2019-3-81-93.
9. Меденников, В. И. Формирование рейтингов вузов на основе их цифрового следа / В. И. Меденников // Информатизация образования и науки. – 2022. – № 2(54). – С. 130-141.
10. https://raex-rr.com/education/russian_universities/top-100_universities/2024/ 100 лучших вузов России.
11. Самарский государственный технический университет <https://samgtu.ru>
12. <https://postupi.online/journal/rejting-vuzov/kuda-poyti-uchitsya-na-neftyanka-top-20-vuzov-rossii/> Предметный рейтинг вузов по направлению «Нефтегазовое дело».
13. https://raex-rr.com/education/subject_ranking/Oil_and_gas/2023/ Предметные рейтинги: нефтегазовое дело, 2023 год. Нефтегазовое дело.

Научное издание

Ашировские чтения

Сборник трудов всероссийской научно-практической конференции

Используемое программное обеспечение:

MicrosoftOffice 2010

В авторской редакции

Подписано к использованию

Объём издания 28 Мб

Федеральное государственное бюджетное
Образовательное учреждение высшего образования
«Самарский государственный технический университет»
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244, Главный корпус