



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

Кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Ашировские чтения

Сборник статей всероссийской научно-практической конференции

Самара

Самарский государственный технический университет

2024

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

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

A98

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

ISBN978-5-7964-2234-2

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

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

Минимальные системные требования:

WindowsXP, MSOffice, AdobeAcrobatReader

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

A98

ISBN 978-5-7964-2234-2

©Авторы, 2024

©Самарский государственный технический университет, 2024

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

ГЕОЛОГИЯ И СВОЙСТВА ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>Р.И. Степанов, Е.В. Прокатьень</i>	12
МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В УСЛОВИЯХ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ <i>С.Р. Тухфатуллина, К.С. Ерохина, Д.А. Мельникова</i>	16
АНАЛИЗ ПРИРОДНЫХ И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ БАССЕЙНА САЮН-МАСИЛА В РЕСПУБЛИКЕ ЙЕМЕН <i>Г.Г. Гиляев, К.Ф. Аль-Кадхи, М.С. Аль-Идриси, Я.В. Данчина, О.Я. Юн</i>	19
ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ <i>С.Р. Тухфатуллина, К.С. Ерохина, Ю.В. Гащенко</i>	26
ПРОЦЕСС ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ПРОГРАММНОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ РН-ГЕОСИМ <i>К.И. Ларионов, К.В. Авдеева, А.Н. Козлов</i>	28
ИССЛЕДОВАНИЕ СТРУКТУРЫ ГОРНЫХ ПОРОД И ЯВЛЕНИЯ СМАЧИВАЕМОСТИ НА ГРАНИЦЕ РАЗДЕЛА СРЕД «ГОРНАЯ ПОРОДА – НАНОЖИДКОСТЬ» <i>А.Д. Хуснутдинова, А.М. Штеренберг</i>	35
БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	
АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЮЩИХСЯ СПОСОБОВ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА В УСЛОВИЯХ АНПД НА ОРЕНБУРГСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ <i>А.В. Пешков, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов</i>	45
РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ВЫБОРА БУРОВОГО РАСТВОРА ПОД ЗАДАНИЕ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ <i>С.П. Спириин, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов, А.Н. Оваканян</i>	49
АВТОМАТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС СБОРА, АНАЛИЗА И ОБРАБОТКИ ДАННЫХ, РАБОТАЮЩИЙ НА СКВАЖИНАХ БЕЗ ОПЕРАТОРА <i>А.Д. Казачков</i>	54
СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ В ИНТЕРВАЛЕ СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ <i>Д.А. Савинков, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов, И.Ю. Самойлычев</i>	57
ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА <i>А.Ю. Малышев, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов, А.Н. Оваканян</i>	62

ЦИФРОВОЕ БУРЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ <i>К.В. Парфенов, А.Н. Овакянян.....</i>	66
ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ANOVA АНАЛИЗА ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ПРОЦЕССОВ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН <i>С.Н. Парфенова, Д.В. Праведно, А.В. Каймаков, К.В. Парфенов.....</i>	71
ВЫПОЛНЕНИЕ РАСЧЕТОВ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В ПК «РН-БУРОВЫЕ РАСЧЕТЫ» <i>П.Ю. Спиридонов, В.В. Живаева, В.А. Капитонов, М.В. Петров, М.Е. Коваль.....</i>	75
ВЛИЯНИЕ ВРАЩЕНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ НА КАЧЕСТВО ОЧИСТКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ <i>А.А. Сараев, Д.В. Цаплин, О.А. Нечаева.....</i>	81
МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В СКВАЖИНЕ <i>Е.Р. Лукаш, С.В. Шалимов, Я.В. Данчина, И.О. Орлова, Г.Г. Гилаев.....</i>	89
ВЫПОЛНЕНИЕ РАСЧЕТОВ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОФИЛЯ СКВАЖИН В ПК «РН-БУРОВЫЕ РАСЧЕТЫ» <i>М.Е. Пронькин, М.Е. Коваль, А.С. Сусоев.....</i>	93
ПОСТРОЕНИЕ ОДНОМЕРНОЙ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ В ПРОГРАММЕ РН-СИГМА <i>В.С. Ванюшкин, А.А. Парменова, К.В. Авдеева, К.А. Шиповский</i>	100
АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ В ПК «РН-БУРОВЫЕ РАСЧЕТЫ» <i>И.Н. Евсеев, М.Е. Коваль, А.С. Сусоев, А.Е. Эмирасанов.....</i>	104
СОКРАЩЕНИЕ НЕПРОИЗВОДИТЕЛЬНОГО ВРЕМЕНИ (НРТ) ПРИ ПОМОЩИ КРИ <i>Н.Е. Липатов, В.В. Живаева</i>	110
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КРИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ <i>Н.В. Дурьманов, П.А. Гаранин, Н.Е. Липатов, К.В. Парфенов.....</i>	113
ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ОТРАСЛЕВЫХ МЕТОДИК ОЦЕНКИ УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД <i>М.Е. Коваль, В.А. Капитонов, Д.В. Евдокимов, П.Р. Климина</i>	116
ПРИМЕНЕНИЕ КРИ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ <i>Н.В. Дурьманов, П.А. Гаранин, Н.Е. Липатов, К.В. Парфенов.....</i>	119
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ПУТЕМ ПОДБОРА РЕЦЕПТУРЫ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ <i>П.С. Цыганова, О.А. Нечаева.....</i>	123

ВЛИЯНИЕ ТИПОВ РЕАГЕНТОВ НА КРЕПЯЩИЕ И ИНГИБИРУЮЩИЕ СВОЙСТВА СИСТЕМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	
<i>М.Е. Коваль, В.А. Капитонов, Д.В. Евдокимов, П.Р. Климина</i>	<i>129</i>
ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ С ВЫСОКОЙ СТЕПЕНЬЮ ОЧИСТКИ	
<i>Д.С. Кибалюк, О.А. Нечаева</i>	<i>131</i>
ПОСТРОЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН	
<i>А.В. Липатов, П.И. Демидова</i>	<i>135</i>
СИСТЕМА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА УПРАВЛЕНИЯ БУРЕНИЕМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕГРЕССИОННОГО АНАЛИЗА	
<i>И.Т. Кенджаев</i>	<i>138</i>
РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ КЛЮЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
<i>А.А. Самойлов, Н.Ю. Хохлова</i>	<i>145</i>
АНАЛИЗ РАБОТЫ СИСТЕМЫ СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН ПОКРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
<i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Е.В. Алекина, А.В. Денисов</i>	<i>148</i>
АНАЛИЗ РАБОТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ПИД НА ПОКРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	
<i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Е.В. Алекина, А.В. Денисов</i>	<i>152</i>
АНАЛИЗ РАБОТЫ ВАХИТОВСКОЙ УПН С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ КОНЦЕПТУАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕЁ РАЗВИТИЯ	
<i>Ю.П. Борисевич, Е.В. Алекина, А.В. Денисов, Н.Ю. Хохлова</i>	<i>157</i>
МЕТОД БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ	
<i>Н.С. Сиротин, Е.Г. Драницына</i>	<i>161</i>
АНАЛИЗ РАБОТЫ НЕФТЕНАЛИВНОГО ТЕРМИНАЛА ВАХИТОВСКОЙ УПН С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ КОНЦЕПТУАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ	
<i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, А.В. Денисов</i>	<i>165</i>
АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГЛУБИНЫ ВЫПАДЕНИЯ АСПО В СКВАЖИНАХ ИНЗЫРЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
<i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, А.В. Денисов</i>	<i>168</i>
ПУТИ РЕШЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ	
<i>А.В. Усов, Н.М. Данилова</i>	<i>173</i>

АНАЛИЗ ТИПОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОЗИЦИЙ КОНЦЕПТУАЛЬНОГО ПОДХОДА НА ПРИМЕРЕ СИСТЕМЫ ППД КРАСНОПОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
<i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, А.В. Денисов</i>	176
ПРИМЕНЕНИЕ ОТСТОЙНИКА ДЛЯ ОЧИСТКИ НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЙ	
<i>В.Д. Дорошенко, М.А. Шейкина</i>	182
МЕТОД КИСЛОТНОГО ТУННЕЛИРОВАНИЯ КАК СПОСОБ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
<i>Р.И. Степанов</i>	185
ВЫБОР СМАЗОЧНЫХ ДОБАВОК ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	
<i>А.С. Дударенко, В.А. Станкин, Д.А. Мельникова</i>	188
ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ГИДРОРАЗРЫВА В ПЛАСТАХ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ	
<i>Э.К. Сижажев, А.С. Шакицько, Я.В. Данчина, М.С. Аль-Идриси, Е.Н. Даценко</i>	192
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ СУХОКИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ	
<i>В.А. Марникова, П.В. Склюев, Н.М. Данилова</i>	199
ПРЕИМУЩЕСТВА НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>А.В. Денисов, Е.В. Алёкина</i>	203
БЕЗОПАСНОСТЬ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ УСТЬЕМ СКВАЖИН	
<i>А.С. Терешенков, А.А. Жалилова, Д.А. Мельникова</i>	207
ПРИМЕНЕНИЕ ОТСТОЙНИКА ДЛЯ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ И ВЫВОДА ПРОМЕЖУТОЧНОГО СЛОЯ НА НИКОЛЬСКОЙ УПСВ	
<i>Д.Д. Вавилов</i>	209
СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТОЧНОСТИ РАСЧЕТА ДИНАМИЧЕСКОГО УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ, ОСНАЩЕННОЙ ЭЦН, РАЗЛИЧНЫМИ СПОСОБАМИ	
<i>К.М. Чубаров, А.В. Стариков</i>	212
ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ	
<i>Н.Н. Черепанов, М.А. Шейкина</i>	220

ПРОБЛЕМЫ ВНЕДРЕНИЯ ИННОВАЦИЙ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ <i>А.А. Истомина, М.А. Шейкина</i>	223
СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ. ПРЕИМУЩЕСТВА SWCTT <i>Я.А. Мокшин, К.И. Бабицкая</i>	225
ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ	
ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ЗА СЧЁТ МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ПОЖАРОТУШЕНИЯ НА РВС№1 ПНН ЧЕСНОКОВСКОГО М-Я АО «САМАРАИНВЕСТНЕФТЬ» <i>А.Ю. Малев, Д.А Мельникова</i>	230
ТЕХНИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (ПНГ) <i>А.А. Фролова</i>	232
НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ СЕПАРАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА <i>А.А. Фролова</i>	234
КОРРОЗИЯ ТРУБОПРОВОДОВ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ <i>Е.А. Лебедев, М.А. Шейкина</i>	237
МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ	
ПОВЕДЕНИЕ АЛЮМИНИЕВОГО СПЛАВА В АГРЕССИВНОЙ СРЕДЕ <i>Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов</i>	241
КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА <i>Р.В. Рассказов, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов, В.Г. Тимофеев</i>	243
ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ РАЗРАБОТОК В ОБЛАСТИ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ <i>К.В. Парфенов, В.Г. Тимофеев</i>	247
ИННОВАЦИИ В ПРОЕКТИРОВАНИИ БУРОВЫХ НАСОСОВ <i>К.В. Парфенов, В.Г. Тимофеев</i>	249
АНАЛИЗ ИСТОЧНИКОВ ВИБРАЦИИ И ШУМА В ЦЕНТРОБЕЖНОМ НАСОСЕ <i>Н.В. Дурьманов, Н.Г. Кац, К.В. Парфенов, А.Н. Овакян</i>	253
АНАЛИТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРЕИМУЩЕСТВ И ИННОВАЦИОННЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИХ ИНСТРУМЕНТОВ AXEBLADE И STINGBLADE <i>К.В. Парфенов, И.Ю. Самойлычев</i>	258

ВЛИЯНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ РВС С КОРРОЗИОННЫМИ ДЕФЕКТАМИ НА ОСТАТОЧНЫЙ РЕСУРС <i>Д.В. Семькина, М.В. Петровская</i>	261
ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ	
ОПЫТ ВИРТУАЛЬНОЙ ПУСКОНАЛАДКИ АСУ ТП ДЛЯ НЕФТЕПРОВОДНЫХ КОМПАНИЙ <i>В.В. Цветков</i>	265
ПРИМЕНЕНИЕ НЕЙРОННОЙ СЕТИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕФЕКТОВ СВАРНЫХ ШВОВ НА РЕНТГЕНОВСКОМ СНИМКЕ <i>А.В. Суслов, А.С. Стукалов, Е.Е. Ярославкина</i>	267
ИССЛЕДОВАНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЯЗКОСТИ ЖИДКОСТИ УЛЬТРАЗВУКОВЫМ МЕТОДОМ, ПРОХОЖДЕНИЕМ ЗВУКА НЕПОСРЕДСТВЕННО ЧЕРЕЗ СРЕДУ <i>Д.Д. Ляшенко, Е.А. Тюрин, В.В. Муратова</i>	274
ИНТЕГРИРОВАНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В ПРОЦЕСС БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН <i>К.В. Парфенов, И.Ю. Самойлычев</i>	277
РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ПОСТРОЕНИЯ МОДЕЛИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СОСТАВА БУРОВОГО РАСТВОРА <i>К.В. Парфенов, Н.В. Дурыманов, И.Ю. Самойлычев, А.Н. Овакян, В.Г. Тимофеев</i>	281
ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ЗА СЧЕТ ВНЕДРЕНИЯ СКУД- ТЕХНОЛОГИЙ <i>К.С. Ерохина, С.Р. Тухфатуллина, Д.А. Мельникова</i>	284
СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ <i>К.С. Ерохина, С.Р. Тухфатуллина, Ю.В. Гашенко</i>	286
ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ ПОЛОЖЕНИЯ ГРУЗОКОМПЕНСАТОРОВ НА ОПОРАХ КОНТАКТНОЙ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОЙ СЕТИ <i>А.О. Дементьев, Н.В. Ефимушкина, К.В. Парфенов</i>	288
ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ В ПРЕДИКТИВНОМ ОБСЛУЖИВАНИИ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ: ВЫЗОВЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ <i>Н.В. Дурыманов, И.Д. Ибатуллин, К.В. Парфенов</i>	296

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕСУРСНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИЙ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА НА НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЯХ <i>Н.В. Дурьманов, Н.Г. Кац, К.В. Парфенов, А.Н. Овакянн</i>	299
ПРИМЕНЕНИЕ АНАЛИЗА ДАННЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ НА НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ <i>Н.В. Дурьманов, Н.Г. Кац, К.В. Парфенов.....</i>	305
РОЛЬ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБНАРУЖЕНИЯ ИЗНОСА НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ <i>Н.В. Дурьманов, И.Д. Ибатуллин, К.В. Парфенов</i>	312
ВНЕДРЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В САЕ СИСТЕМЫ ИНЖЕНЕРНОГО АНАЛИЗА <i>М.В. Петровская.....</i>	316
ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА	
РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ МАГНИТНЫМ ПОДВЕСОМ РОТОРА НАГНЕТАТЕЛЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА С НЕЗАВИСИМЫМ РЕГУЛИРОВАНИЕМ ТОКОВ ЭЛЕКТРОМАГНИТОВ <i>В.Д. Костюков, Ю.А. Макаричев, А.В. Стариков.....</i>	320
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	
ВЛИЯНИЕ АВТОМАТИЗАЦИИ КОНТРОЛЯ ГРУЗОКОМПЕНСАТОРОВ НА ЭКОЛОГИЧЕСКУЮ БЕЗОПАСНОСТЬ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ПЕРЕВОЗОК <i>А.О. Дементьев, Н.В. Ефимушкина, К.В. Парфенов</i>	331
ОХРАНА ТРУДА	
АВТОМАТИЧЕСКАЯ ПОЖАРНАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ И СИСТЕМА ОПОВЕЩЕНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ ЭВАКУАЦИЕЙ ЛЮДЕЙ ПРИ ПОЖАРЕ <i>А.П. Мачнев, А.Ю. Яндулов, А.А. Жалилова, Д.А. Мельникова</i>	336
ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ	
ПРЕОДОЛЕНИЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО СТРЕССА: СИСТЕМА ПСИХОЛОГИЧЕСКОЙ ПОДГОТОВКИ ДЛЯ РАБОТНИКОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ <i>Е.М.Правдина, Д.А. Мельникова.....</i>	340

СОДЕРЖАНИЕ

ОЦЕНКА ОРГАНИЗАЦИОННЫХ И ПСИХОСОЦИАЛЬНЫХ СТРЕСС-ФАКТОРОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

О.Ю. Калмыкова, Е.П. Тупоносова, С.Н. Парфенова..... 343

ЦЕЛЕВОЕ ОБУЧЕНИЕ И ПОДГОТОВКА КАДРОВ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

П.А. Голованов, Е.П. Тупоносова..... 350

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

УДК 553.984

ГЕОЛОГИЯ И СВОЙСТВА ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ
ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ*Р.И. Степанов, Е.В. Прокаatenь**Сибирский федеральный университет, Институт нефти и газа,
Красноярск, Россия, E-mail: rusya.stepanov.2017@bk.ru; EProkaten@sfu-kras.ru*

Аннотация: Ямбургское месторождение является одним из крупнейших газоконденсатных месторождений расположенных на территории Западной Сибири. Оно является перспективным не только в пределах исследуемого региона, но и в пределах Российской Федерации. В данной работе изучаются особенности геологического строения этого уникального месторождения и будут рассмотрены основные параметры продуктивных отложений газа.

Ключевые слова: Ямбургское месторождение, продуктивный коллектор, ачимовские толщи, геологическое строение, сейсморазведка.

Введение

Актуальность обусловлена необходимостью изучения геологического строения Ямбургского месторождения, с целью выделения продуктивных отложений и прогноза газоносности месторождения с опорой на геолого – геофизическое строение продуктивного резервуара и материалов сейсморазведочных работ.

Цель: рассмотреть геологическое строение Ямбургского месторождения, с целью выделения зон продуктивных отложений.

Объекты: Ямбургское месторождение, терригенный коллектор.

Ямбургское месторождение расположено в северной части Западно-Сибирской низменности на юге Тазовского полуострова. В административно-территориальном отношении месторождение входит в состав Надымского и Тазовского районов, Ямало-Ненецкого автономного округа, Тюменской области Российской Федерации [4]. Анализируя литолого-стратиграфическую характеристику геологического разреза то можно сказать, что в ней участвуют юрские и меловые продуктивные отложения. Фундамент представляет собой залегание терригенно-карбонатных формаций, в основном промежуточного структурного этажа. Отложения юрской системы представлены нижним, средним и верхним отделом. В состав свит входят грубозернистые песчаники, местами с прослоями сероватых аргиллитов, гравелитов и частично конгломератов [5]. Меловая система и ее продуктивные отложения являются в основном регионально нефтегазоносными и представлены они средним и нижним отделами. Коллекторами продуктивных отложений являются глины, песчано-глинистые продуктивные породы, песчаники и алевролиты, с пропластками редкой фауны. Палеогеновые продуктивные отложения, залегают с наличием разного рода микрофауны. В литологическом плане она представлена глинами, которые местами чередуются с прослоями гравия, бурых углей, а также пески и гравийные породы [4]. Четвертичная система залегает на палеогеновых отложениях. Разрез представлен песками, глинами, супесями, суглинками, с включениями гравия, галек, растительно-детритовых остатков. В тектоническом строении принимают участие три структурно-тектонических этажа - нижний-палеозойский фундамент, средний

палеозой-триасовый рифтогенный вулканогенно-осадочный комплекс, верхний мезозойско-кайнозойский платформенный осадочный чехол [2]. Палеозойский фундамент представлен двумя тектоническими типами: складчатым, в области герцинской кратонизации и слабодислоцированным квазиплатформенным чехлом, в области догерцинской консолидации. В пределах месторождения локализуются ортогональные системы нарушения северо-западного и северо-восточного простирания. Разрывные нарушения показаны на срезе куба когерентности, по материалам интерпретации сейсморазведки на рисунке 1.

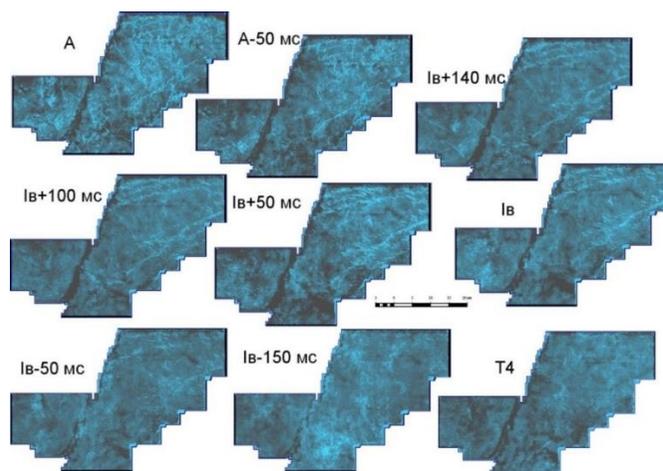


Рисунок – 1 Седиментационные кубы когерентности

В отношении нефтегазоносности месторождение приурочено к продуктивным юрским и меловым отложениям.

Коллекторские свойства по материалам исследования керна

При оценке продуктивных свойств резервуара одной из главных особенностей является исследование керна. Вынос керна составляет около 90,5 %. Освещенность керна материалом в среднем по газонасыщенной толщине составляет около 82 %.

В целом, по продуктивным отложениям ачимовской толщи Ямбургского месторождения, выполнено около 1101 определений коэффициента открытой пористости, 1081 определений величины коэффициента проницаемости, 405 определений водоудерживающей способности, в основном при помощи метода центрифугирования, 1101 определений пористости, 739 определений открытой пористости с водой, 730 определений коэффициента проницаемости, 155 определений водоудерживающей способности, 739 определений открытой плотности.

Данные керна применялись для оценки петрофизических особенностей продуктивных пластов, оценки кривых капиллярного давления, определения относительной фазовой проницаемости, оценки влияния эффективного давления как на величину пористости, так и на величину проницаемости, оценки упругих свойств.

В целом продуктивные пласты ачимовского горизонта сложены грубослоистыми, иногда массивными, мелко- и среднезернистыми песчаниками, чередующиеся с пачками тонкослоистых алевролитов, часто нарушенных складками подводного сингенетического оползания. Имеются включения полуокатанных

внутриформационных интракластов и гелефицированных обломков древесины, которые свидетельствуют об образовании ачимовских продуктивных пластов, в прибрежно-морских условиях, в зоне активного мелководного (отложения баров пересыпей и кос). Основной материал привносится в ачимовский бассейн крупными реками и в дальнейшем он подвергался перемыву и накоплению. Накопление осадков происходило в условиях непрерывных колебательных движений и приводит к формированию трансгрессивно-регрессивных циклов. В основании циклов в средней части ачимовской толщи залегают мощные от 3 и до 5 м, пласты мелко и среднезернистые песчаные отложения аккумулятивных форм, обладающих высокими коллекторскими свойствами. С примерными продуктивными отложениями связываются основные перспективы газоносности коллекторов[4]. Песчаные пласты, сложенные продуктивными осадками подвижного мелководья, разделяются низкоемкими, алевролита – глинистыми осадками, накопление которых происходило в обстановках периферийных частей, дельт и междельтовых лагун. Встречаются в геологическом разрезе алевролиты, серые, светло-серые, мелкозернистые, слюдисто-полевошпат-кварцевые, на глинистом известково-глинистом карбонатно-глинистом цементе, контактово-порового типа. Текстура преимущественно массивная. Классический материал представлен зернами кварца, полевых шпатов, чешуйками слюды и обломками углефицированного растительного детрита.

Выделение коллекторов с помощью сейсморазведки

Сейсмические методы исследования дают принципиально новые данные о геологическом строении региона. Ачимовский горизонт является одним из наиболее изученных и продуктивных в пределах исследуемого месторождения. Он обладает высоким углеводородным потенциалом и является весьма важным объектом в районе Западно-Сибирской НПП [1]. Характерной особенностью этих отложений является сложное строение, сопровождаемое резкой изменчивостью пород. По материалам двумерных наблюдений строилась скоростная сейсмогеологическая модель, которая иллюстрирует наличие фазовых переходов при прослеживании границ Ачимовского горизонта как показано на рисунке 5. Для прогноза развития Ачимовской толщи их литологического состава и картирования зон повышенных эффективных толщин и улучшенных коллекторских свойств, очень важным параметром является преимущественное взаимодействие отношений осадками клинотемы и фондотемы. Особую актуальность приобретает в основном комплексный анализ строения ачимовских толщ и синхронных им шельфовых осадков и установление связей между ними. Для картирования ачимовских толщ методами сейсморазведки, используются региональные сейсмические профили и результаты интерпретации как двумерных, так и трехмерных сейсмических наблюдений, как показано на рисунке 6. Представленный рисунок иллюстрирует русловые элементы и наличие экстремальных значений амплитуд, а также существенное прогибание осей синфазности.

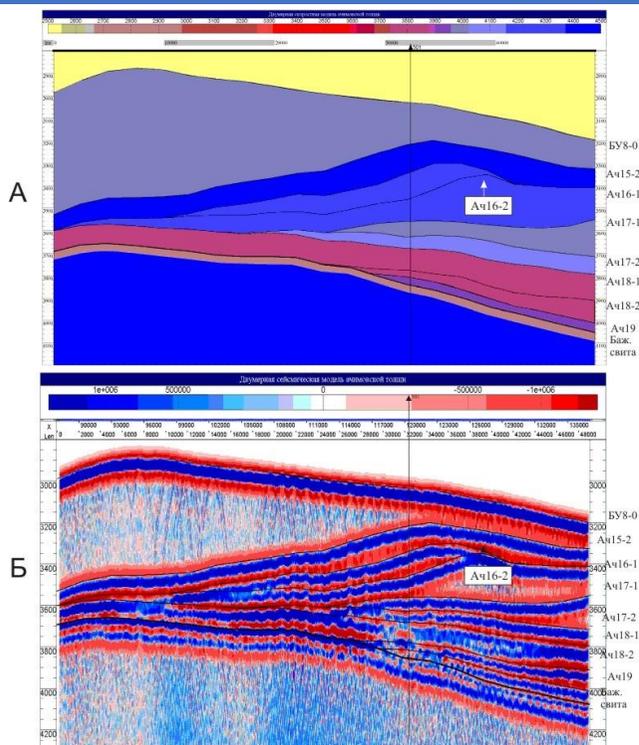


Рисунок – 5 Двумерная сейсмогеологическая модель ачимовской толщи: А - скоростная, Б - сейсмогеологическая

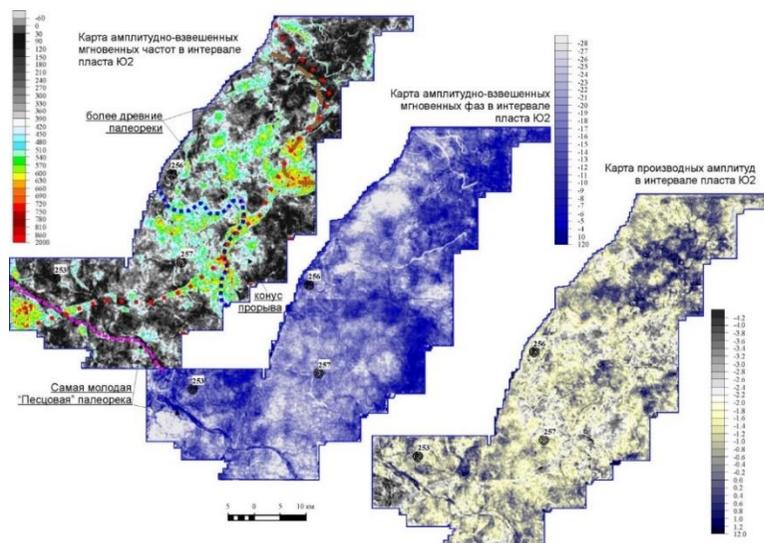


Рисунок – 6 Развитие палеореки на примере Ямбургского месторождения

При двумерном наблюдении представленная модель строения ачимовской толщи отражает фазовые переходы при прослеживании границ горизонта. Геологическое строение неокомской осадочной толщи, соответствует седиментационной цикличности геологического разреза Западной Сибири, обуславливаемая трансгрессивно-регрессивным заполнением осадочного бассейна,

движущими факторами которого являются эвстатические колебания уровня моря и общее его региональное погружение Западно-Сибирской плиты. Основания седиментационных циклов сложены глинистыми трансгрессивными пачками, а перекрывающие их песчано-алевритовые отложения, связаны с регрессивной формой осадконакопления.

Высокое качество интерпретации сейсмических материалов позволяет выделить зоны разгрузки лавинных потоков.

Заключение

В ходе данной работы было охарактеризовано геологическое строение Ямбургского месторождения, являющегося крупнейшим газоконденсатным месторождением в Западной Сибири. Установлено что при выделении тектонических и продуктивных элементов огромная роль отводится сейсмическим материалам исследования, что является немаловажным элементом при оценке геологического строения и оценке продуктивных отложений. Дальнейшее направление работ для повышения эффективности ГРП может быть связано с двумерным и трехмерным геологическим моделированием коллекторских свойств, что позволит на качественном уровне оценить геологическое строение месторождения и наметить пути для повышения эффективности разработки отложений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Боганик Г.Н. Гурвич И.И. Сейсморазведка: учебник для вузов. Тверь: Издательство АИС. 2006. - с. 744
2. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М. Недра, 1975. – с. 680.
3. Козлов Е.А. Миграционные преобразования в сейсморазведке. – М. Недра. 1986. - с. 247.
4. Региональные стратиграфические схемы мезозойский отложений Западно-Сибирской равнины. Тюмень. 1991.
5. Шпильман В.И. Солопахина Л.А. Новая тектоническая карта центральных районов Западной Сибири// Пути реализации нефтегазозносного потенциала ХМАО. Том 2. Ханты-Мансийск, 2003

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В УСЛОВИЯХ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

*С.Р. Тухфатуллина, К.С. Ерохина, Д.А. Мельникова**

** Научный руководитель: доцент, кандидат технических наук*

СамГТУ, г. Самара, Россия, sabrina.tuxfatullina@mail.ru

Аннотация. Модернизация систем автоматизации в нефтегазовой отрасли играет ключевую роль в повышении эффективности и безопасности производственных процессов. В условиях импортозамещения, когда доступ к

зарубежным технологиям ограничен, особенно актуальным становится развитие собственных решений и адаптация существующих систем к новым реалиям.

Ключевые слова: Модернизация, импортозамещение, цифровое управление, автоматизация процессов, нефтеперерабатывающие предприятия.

Автоматизация промышленности является важным этапом в развитии современного производства. Системы автоматизации и управления технологическими процессами являются ключевым инструментом в обеспечении эффективной работы промышленных предприятий. В связи с резким увеличением внешнеторгового давления, стремлением к экономии средств и увеличением независимости стран от импортных поставок, возникают задачи по импортозамещению АСУ ТП. [1]

Нефтегазовый сектор России является не только основным источником доходов государства, но и крупнейшим потребителем различных технических устройств. Степень развитости этого сектора во многом определяет положение в других отраслях народного хозяйства, поскольку продукция, выпускаемая данным комплексом, является сырьём для функционирования ряда отраслей и от этого зависит выпуск их конечной продукции. При реализации проектов в нефтегазовом секторе необходимо учитывать не только целесообразность развития импортозамещения того или иного товара, но и социально-экономические аспекты.

Одной из главных задач модернизации является необходимость обеспечения высокого качества разрабатываемых решений, соответствующего мировым стандартам. Для решения этой задачи важно уделить внимание подготовке квалифицированных кадров, научно-исследовательской работе, а также созданию совместных предприятий с ведущими зарубежными компаниями, что позволит обменяться опытом и технологиями. Так же необходимо интегрировать новые системы с уже существующим оборудованием на производствах. Здесь ключевую роль играет гибкость разрабатываемых решений и их способность адаптироваться к различным условиям эксплуатации.

Некоторые российские нефтегазовые сервисные компании за последние годы достигли значительных успехов в замещении иностранных технологий и в некоторых случаях даже превзошли зарубежных конкурентов. Технологии российских нефтесервисных компаний не уступают по эффективности и качеству зарубежным. Например, разделение сырья на фракции за счет физических процессов, интеллектуальные системы закачивания скважин, системы для роторного управляемого бурения и т. д. [2]

На данный момент различные нефтеперерабатывающие предприятия активно переходят на отечественного производителя, так «Сибур» первым в России внедрил систему цифрового моделирования в нефтехимическое производство. Омский нефтеперерабатывающий завод, которым владеет «Газпром нефть», внедряет систему цифрового управления производством, позволяющую в автоматическом режиме с помощью более 4 тыс. датчиков собирать и обрабатывать информацию обо

всех параметрах работы комплекса, отслеживать изменения и предотвращать нештатные ситуации. В «Транснефти» рассказали о высокой степени автоматизации технологических процессов в области транспортировки нефти и нефтепродуктов и работы магистральных трубопроводов в условиях противоэпидемиологических ограничений. Также была запущена единая система диспетчерского управления трубопроводной системой, которая позволяет снизить риски возникновения нештатных ситуаций и эффективнее управлять транспортировкой нефти и нефтепродуктов. Компания меняет структуру диспетчерских пунктов и обновляет аппаратные и программные платформы для повышения степени автоматизации своих процессов. [3]

Переход на отечественные системы автоматизации открывает перед нефтегазовой отраслью новые перспективы, включая повышение независимости от импорта, снижение затрат на обслуживание и ремонт оборудования, а также возможность быстрого внедрения инновационных решений. Кроме того, развитие внутреннего рынка оборудования и ПО способствует росту экономики в целом и созданию новых рабочих мест.

Создание отечественных систем автоматизации предоставляет уникальную возможность для развития национальных технологий, повышения качества и безопасности производства, а также для устойчивого развития нефтегазовой отрасли в долгосрочной перспективе. [4] Это также позволяет стране быть более гибкой в принятии решений, связанных с эксплуатацией и разработкой новых месторождений, учитывая специфику региональных и мировых рынков.

ЛИТЕРАТУРА

1. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ АСУТП В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ НА ПРИМЕРЕ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ КОТЕЛЬНОЙ [Электронный ресурс] // Информационные технологии в управлении и экономике» // URL: <file:///C:/Users/Сепрей/Downloads/Статья%20Михайлов,%20Артеев.pdf>
2. Как нефтегазовая отрасль переходит на отечественные технологии [Электронный ресурс] // Ведомости // URL: <https://www.vedomosti.ru/partner/articles/2022/04/29/920343-neftegazovaya-otrasl>
3. Информационные технологии в нефтегазовой отрасли [Электронный ресурс] // Государство. Бизнес. Экономика. // URL: https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Информационные_технологии_в_нефтегазовой_отрасли
4. Жданев О. В., Лукьянченко П. П. К вопросу импортозамещения АСУ ТП в отраслях ТЭК // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2020. № 2 (182). С. 5-9.

УДК 622.276

АНАЛИЗ ПРИРОДНЫХ И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ БАСЕЙНА
САЮН-МАСИЛА В РЕСПУБЛИКЕ ЙЕМЕНГ.Г. Гиладев¹, К.Ф. Аль-Кадхи², М.С. Аль-Идриси³,
Я.В. Данчина⁴, О.Я. Юн⁵^{1,2,3,4,5}Кубанский государственный технологический университет, Краснодар,
Россия¹gggilaev@kubstu.ru

Аннотация: Бассейн Саюн-Масила является одним из наиболее продуктивных осадочных бассейнов Йемена. По этой причине он привлекает внимание геологов и геофизиков для поиска и разведки углеводородов. Основная цель данного исследования – изучение структурных и стратиграфических особенностей подповерхности, а также определение литологического состава Дубирского месторождения, блока 88, в мезозойском рифтовом бассейне на востоке Йемена, с использованием сейсмических данных и данных каротажа скважин.

В статье описывается обновленная стратиграфия, структурная рамка и эволюция, а также перспективность углеводородов палеозойского, мезозойского и кайнозойского бассейна Масила в Йемене, изображенная на региональных стратиграфических диаграммах.

Ключевые слова: бассейн Саюн-Масила, месторождение Дубир, Йемен, блок 88, углеводороды,

ANALYSIS OF NATURAL AND GEOLOGICAL CONDITIONS OF The
Say'un-Masilah BASIN IN REPUBLIC OF YEMENG.G. GilaeV¹, K.F. Alqadhi², M.S. Al-Edresi³, Y.V. Danchina⁴, O.Y. Yun⁵^{1,2,3,4,5}Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia¹gggilaev@kubstu.ru

Abstract: The Say'un-Masilah basin is one of the most prolific sedimentary basins in Yemen, and therefore it has attracted the attention of geologists and geophysicists for hydrocarbon prospecting and exploration. The main objective of this research is to study the structural and stratigraphic subsurface features as well as to determine the lithological contents of the Du'bir field, Block 88, in the Mesozoic rift basin, eastern Yemen, using seismic and well log data.

This paper describes the updated stratigraphy, structural framework and evolution, and hydrocarbon prospectivity of the Paleozoic, Mesozoic and Cenozoic Masilah basin of Yemen, depicted also on regional stratigraphic charts.

Keywords: The Say'un-Masilah, Du'bir field, Rup of Yemen, Block 88

Введение

Йемен имеет несколько внутренних бассейнов, включая крупнейшие нефтедобывающие, такие как Сабатайн и Саюн-Масила на юго-западе и востоке Йемена соответственно (Рис. 1). Бассейн Саюн-Масила имеет самые крупные нефтяные месторождения с обнаруженными запасами нефти, что стимулирует деятельность по разведке нефти и газа. Внутренняя часть Йемена подразделяется на следующие основные тектонические единицы: выступы фундамента, юрские рифтовые бассейны, меловые рифтовые бассейны, межграбеновые поднятия и краевые террасы [1].

Позднеюрское рифтообразование между Восточной Африкой и Западной Индией также вызвало растяжение (экстенсиональную тектонику) в Йемене. Таким образом, осадки, начавшие заполнять мезозойские грабены, включали бассейны Сабатайна, Саюн-Масила, Балхаф, Сихам-Ад-Дали и Джиза-Камар (Рис. 1).

В настоящее время единственными углеводородными бассейнами Йемена являются два мезозойских бассейна: Сабатайн и Саюн-Масила. Они являются двумя главными юрскими рифтовыми бассейнами внутри внутренней части Йемена, которые окружены и разделены крупными выступами фундамента.

Исследуемый блок 88 расположен в северо-центральной части бассейна Саюн-Масила (Рис. 1), который долгое время был местом разведки и добычи углеводородов. Однако лишь немногие исследования изучали их термическую и погруженную историю, поэтому время образования углеводородов остается плохо изученным

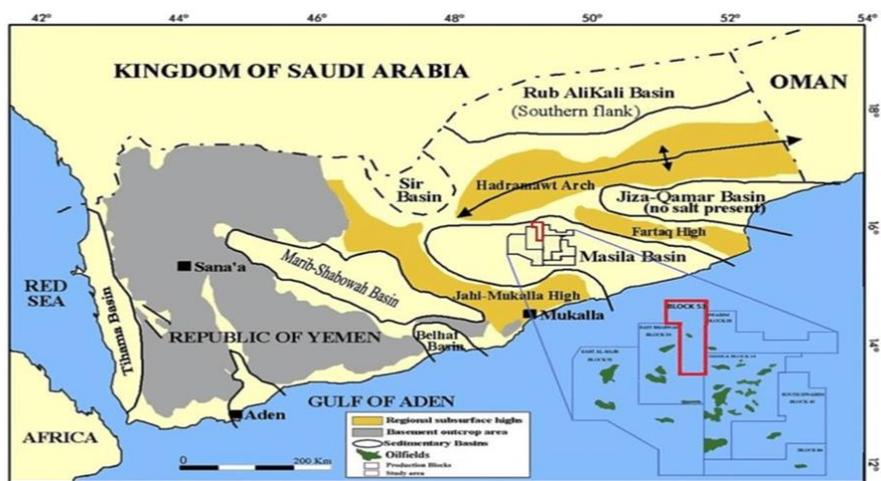


Рис. 1. Карта обнажающейся геологии, основных структурных поднятий и осадочных бассейнов Йемена

Декомпрессия (Backstripping) – это количественный метод оценки тектонического погружения. Тектоническое погружение определяется как вертикальное движение фундамента породы в отсутствие нагрузки осадками и изменения уровня моря.

Геология и стратиграфическая структура

Основная система разломов представляет собой систему с простираем с востока и северо-востока на запад и юго-запад, в основном с падающими на север разломами, которые создают крупные опускающиеся блоки в южной прибрежной зоне

и опускают стратиграфические последовательности в сторону плато. В некоторых местах существуют также падающие на юг разломы.

Другая доминирующая система разломов простирается [2] с северо-запада на юго-восток, разделяя несколько ступеней поднятия Мукала от опускающихся прибрежных равнин. Третья группа разломов простирается с востока и юго-востока на запад и северо-запад. Эта группа присутствует главным образом в восточной части. Район характеризуется преобладанием палеогеновых и верхнемеловых обнажений. Палеоцен и эоцен пластами покрывают обширные территории, в то время как меловые отложения обычно обнажаются в более глубоких вади. Самая длинная впадина, Масила, начинается в северных районах и прорезает палеогеновое плато, чтобы выйти к берегу Аденского залива. В его южной части на небольшом участке обнажаются даже юрские отложения.

В составе свит позднеюрского киммериджского и титонского возрастов Лам, Мим и Мадби содержатся самые большие количества органического вещества, обнаруженного в бассейне, значения ТОС (общего органического углерода) которого варьировались от 2,75% до 12,8%.

Образование нефти началось в позднем мелу и продолжается по сей день. Основной период миграции приходился на период: поздний мел – ранний палеоцен и был связан с поднятием до Умм-эр-Радхума. Вторичная миграция началась при погребении палеогена. Нефть мигрировала по вертикальным или коротким латеральным путям, в конечном итоге по разломам к коллекторам.

Дорифейские и синрифтовые осадочные толщи бассейна Саюн-Масила

Дорифейские осадочные толщи в этих бассейнах представлены формацией Кухлан и формацией Шукра. Верхнеюрские и нижнемеловые синрифтовые осадки в мезозойских бассейнах являются главными нефтегазоносными горизонтами и объектами добычи в Йемене.

Раннесинрифтовые отложения

Раннесинрифтовые отложения мезозойских бассейнов представлены формацией Мадби, которая в поверхностной части разреза состоит из богатых органическим веществом морских сланцев (нижняя и верхняя пачки сланцев формации Мадби), обломочно-потоковых отложений и брекчий (пачка Рафад), а также хорошо-слоистых известняков (пачка Маабир).

В подповерхностной части бассейна разрез формации Мадби подразделяется на нижнюю пачку богатых битуминозных сланцев (пачка Мим) и верхнюю пачку, сложенную сланцами и турбидитами (пачка Лам). Турбидиты формации Мадби перекрыты мощными соленосными отложениями формации Сабатайн.

Верхнемеловые коллекторы

Еще одной важной коллекторской породой в бассейне Саюн-Масила являются песчаники формации Кишн барремского возраста. Эти песчаники обладают высокой пористостью и проницаемостью и свободны от глинистых минералов аутигенного происхождения или других проблем, связанных с процессами диагенеза, благодаря своему кварцевому составу и относительно небольшой глубине погружения.

Бассейн Саюн-Масила

Бассейн Саюн-Масила характеризуется многочисленными перерывами в осадконакоплении, вызванными вулканической активностью и отложением юрских осадков непосредственно на породах фундамента. Мощность осадочного заполнения бассейна в изучаемом блоке 88 колеблется от 4000 м в глубоких центральных частях до 1800 м на структурных поднятиях. Основными стратиграфическими единицами бассейна Саюн-Масила являются формации Кухлан, Амранская группа, формация Саар, Махринская группа, Хадрамаутская группа и Шихрская группа (рис. 2).

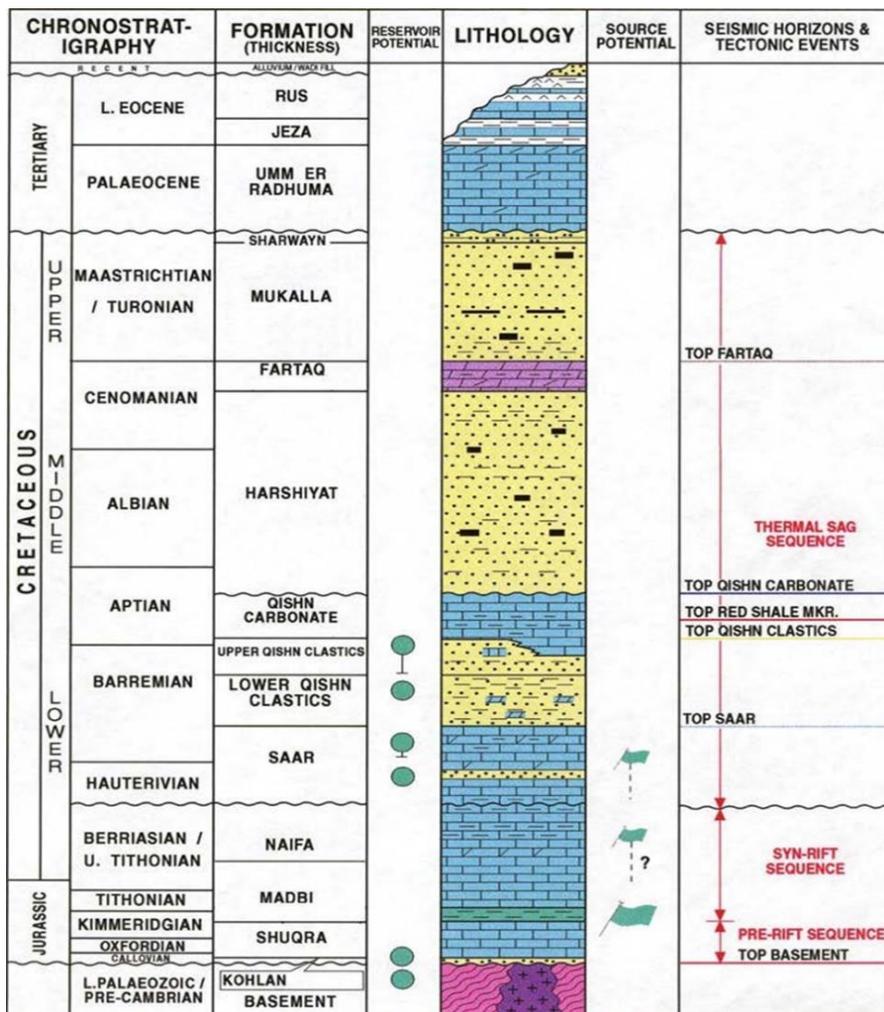


Рис. 2. Общий стратиграфический столб для стратиграфических единиц бассейна Саюн-Масила

Миграции нефти

В разделе изучается процесс образования и перемещения нефти в осадочных породах бассейна Саюн-Масила. Исследователи смоделировали процесс распада (крекинга) керогена до нефти из обогащенных органикой интервалов формации Мадби. Процесс происходил на протяжении всей геологической истории и был смоделирован численно на основе кинетических характеристик керогена типа II.

Для количественной оценки процесса крекинга керогена и его последующего превращения в нефть используется коэффициент трансформации (TR). Он рассчитывается на основании заданных кинетических параметров для керогена типа II. Значения коэффициента, полученные на основе расчетных значений коэффициента отражения витринита (VR), показывают соотношение превращенного керогена типа II в нефть и его миграцию в пределах нефтяного окна [2].

В данном исследовании основная генерация нефти происходила при коэффициенте трансформации (TR) от 10 до 50%. Моделирование миграции нефти проводилось при максимальном значении TR до 50%. Такое высокое значение коэффициента трансформации указывает на то, что материнская порода исчерпала свой потенциал по генерации нефти и достигла насыщения. Вследствие этого, образовавшаяся нефть была вытеснена за пределы вмещающей породы.

Сланцы формации Саар содержат от 0,5 до 3,5 вес. % общего органического углерода (ТОС). Геохимический анализ органического вещества [3] показал, что эти сланцы обладают от удовлетворительного до очень хорошего потенциала как материнские породы углеводородов.

Кероген органического вещества представлен преимущественно типами II/III и III. Тип II/III относится к смешанному типу керогена, способного генерировать как нефть, так и газ.

Анализ биомаркеров и изотопов общего углерода органического вещества позволил предположить, что керогены образовались из комбинации морского органического вещества и органического вещества сухопутных растений. При этом захоронение органического вещества происходило в условиях пониженного содержания кислорода (субоксические условия).

Формирование бассейна Саюн-Масила

Формирование резервуара Кишн является наиболее важным в бассейне Саюн-Масила, поскольку оно служит основным резервуаром нефти. Кишн залегает на формации Бияд. Формация Кишн состоит из трех частей: пачки Сааф, обломочной пачки Кишн и верхней карбонатной пачки Кишн. Возраст основания этой формации составляет 127 млн лет. Начальная пористость составляет 65%, а средняя текущая пористость - 25,2%.

Текущая мощность формации Кишн в изучаемых скважинах составляет 115, 107, 100, 97, 109 и 112 метров, а в скважинах Харир 1-37, 1-25, 1-11, 1-15, 2-20 и 1-16 мощность формации достигала: 233, 221, 206, 199, 223 и 227 метров соответственно. Наибольшая средняя скорость осадконакопления для формации Кишн, наблюдаемая в скважине Харир 1-37, составляет 0,95 см/1000 лет, Наименьшая скорость (0,8 см/1000 лет) получена в скважине Харир 1-15 к северу от изучаемой территории.

Наиболее сильное влияние уплотнения на формацию [3] Кишн наблюдается в скважине Харир 1-37, где уплотнено около 118 метров осадков. Величины тектонического погружения фундамента во время осадконакопления формации Кишн в скважинах Харир 1-37, 1-25, 1-11, 1-15, 2-20 и 1-16 составляют 1005,6, 920,6, 650,7, 798,8, 1026,6 и 792,6 метра, а общие величины погружения: 1821, 1622, 1052, 1359, 1876

и 1342 метра соответственно. Наибольшие скорости погружения осадков наблюдаются в скважине Харир 2-20 к северо-востоку от изучаемой территории.

Формирование Сабатайн залегает на формации Шукра. Эта формация богата органическим веществом и считается основной материнской породой для всех углеводородов [1], обнаруженных на сегодняшний день в бассейнах Сабатайн и Саюн-Масила. Она состоит примерно на 76% из известняка и на 24% из сланца. Возраст основания этой формации составляет 150 млн лет.

Начальная пористость формации, рассчитанная с помощью программного обеспечения Flex-Descomp, составляет 68%, а средняя текущая пористость, полученная по данным каротажа скважин, составляет 13%. Текущая мощность формации в выбранных скважинах Харир 1-37, 1-25, 1-11, 1-15, 2-20 и 1-16 составляет 255, 214, 52, 192, 143 и 48 метров соответственно.

Наибольшая средняя скорость осадконакопления составляет 6,4 см/1000 лет и наблюдается в скважине Харир 1-37 к югу от блока, а самая низкая – 1,2 см/1000 лет, получена в скважине Харир 1-16 на востоке. Мощность формации в скважинах Харир 1-37, 1-25, 1-11, 1-15, 2-20 и 1-16 составляет 603, 519, 134, 462, 363 и 126 метров соответственно.

Основная материнская порода бассейна Саюн-Масила

Основной материнской породой является сланцевая пачка формации Мадби. Эта свита содержит кероген типов I и II, что относит ее к нефтематеринским породам. Содержание органического углерода превышает 1-12%, а индекс водорода достигает 700 мг УВ/г породы.

Характеристика формация Мадби

- Формация Мадби (киммериджского яруса) была идентифицирована как основная единица материнской породы, и ожидается, что ее свойства как материнской породы будут распространены по всему бассейну Саюн-Масила.
- Сланцевая пачка Мадби богатая органическим веществом и установлена в качестве главной материнской толщи как для северных, так и для южных нефтяных месторождений региона Масила. Эти исследования показали хороший потенциал сланцев формации Мадби как нефтематеринской породы, о чем свидетельствуют высокие значения общего содержания органического углерода (ТОС > 3,0 вес.%).
- Кероген обычно имеет относительно высокий индекс водорода (HI), колеблющийся от 302 до 834 мг УВ/г ТОС, и низкий индекс кислорода, колеблющийся от 5 до 52 мг CO₂/г ТОС, что указывает на преобладание керогена типа II с примесью типа I, образовавшегося из водорослевого морского органического вещества.
- Пласты сланцев формации Мадби вскрыты в большинстве скважин на нефтяных месторождениях бассейна Саюн-Масила, их значительная мощность колеблется в пределах от 30 до 100 метров.
- Сланцы формации Мадби достигли стадии ранней зрелости до пика зрелости, а генерация нефти началась в позднем мелу и среднем миоцене (68,17–15,12 млн лет назад) и достигла максимума в палеоцене (15,12 млн лет назад).

Таким образом, формация Мадби содержит эффективную материнскую породу, обладающую наибольшим потенциалом генерации нефти в бассейне Саюн-Масила, исходя из ее термической зрелости, содержания органического углерода, мощности и повсеместного распространения.

Выводы

В статье был проведен геосторический анализ блока 88 бассейна Саюн-Масила. Настоящее исследование основано на анализе каротажа шести разведочных скважин.

Построение кривых погружения с учетом удаления влияния таких процессов, как нагрузка осадками, нагрузка водяного столба и уплотнение осадков, позволяет изучить историю погружения бассейна с точки зрения тектонических сил, вызвавших погружение.

Бассейн Масила является доказанным нефтегазоносным бассейном (более 35 месторождений нефти были подтверждены многими компаниями на многих блоках). Пробуренные скважины в этом районе подтвердили наличие хороших коллекторских свойств на многих уровнях. Присутствие мигрировавших углеводородов и их признаки указывают на то, что в подбассейнах присутствуют эффективные и зрелые синрифтовые (формация Лам/Мим) материнские породы.

В этом районе поисковые работы могут быть сосредоточены на объектах Кишн, Саар, Наифа, Мадби, Шукра и фундаменте. Непосредственно к югу (на блоке 88) были открыты нефтяные месторождения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Analysis of natural and Geological conditions of the Rub' Al-Khali Basin in Republic of Yemen / K. F. Alqadhi, M. S. Al-Edresi, Y. V. Danchina, G. G. Gilaev //, 29 февраля 2024 года, 2024. – P. 7-13.
2. Гилаев, Г. Г. Повышение эффективности разработки месторождений нефти в сложных геологических условиях / Г. Г. Гилаев // Научно-технический вестник ОАО "НК "Роснефть". – 2007. – № 4. – С. 38-43. – EDN WUCZAY.
3. Гилаев, Г. Г. Об эффективности ремонтно-изоляционных работ в добывающих скважинах / Г. Г. Гилаев, А. Т. Кошелев // Нефтепромысловое дело. – 2003. – № 11. – С. 48-50. – EDN VTIWOP.
4. Определение давления на пласт при пластическом течении материала горной породы / Г. Г. Гилаев, Р. И. Сулейманов, А. Г. Гилаев, Р. Г. Гилаев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: Сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 26 марта 2021 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 400-406. – EDN MEENIK.

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

*С.Р. Тухфатуллина, К.С. Ерохина, Ю.В. Гашенко **

** Научный руководитель: старший преподаватель*

СамГТУ, г. Самара, Россия, sabrina.tuxfatullina@mail.ru

Аннотация. Искусственный интеллект становится все более используемым инструментом в различных отраслях промышленности, одной из которых является нефтегазовая отрасль. ИИ открывает новые возможности, повышает эффективность предприятий. Нефтегазовые компании серьезно экспериментируют с современными технологиями для повышения своей эффективности и доходов. Используя искусственный интеллект в нефтегазовых операциях, корпорации могут разрабатывать алгоритмы для ведения бурения на суше и на дне океана.

Ключевые слова: Искусственный интеллект, нефтегазовая промышленность, системы автоматизации, технологии, компьютерное зрение.

Применение искусственного интеллекта представляет собой большой потенциал и позволяет увеличить объемы производства, ускорить производственные процессы, снизить экономические затраты, а также прогнозировать отклонения от нормальных характеристик. Системы ИИ могут обучаться в режиме реального времени, оптимизировать параметры процесса, прогнозировать отклонения от нормальных характеристик в соответствии с требованиями проектной и рабочей документации, автоматизировать задачи управления, что приводит к значительному увеличению производительности, качества и безопасности.

Организации по всему миру стараются сделать процессы разведки и добычи более эффективными и оптимизированными. Инструменты искусственного интеллекта могут помочь нефтегазовым компаниям в оцифровке записей и могут автоматизировать анализ собранных геологических данных, что может привести к потенциальному выявлению проблем, таких как коррозия трубопроводов или увеличение использования оборудования. Машинное обучение позволяет компаниям также улучшать производительность и добычу. [1]

ИИ имеет множество приложений в нефтегазовой отрасли, например, оптимизация добычи с помощью компьютерного зрения для более быстрого анализа сейсмических и геологических данных, минимизация времени простоя для профилактического обслуживания нефтегазового оборудования, понимание коллектора и моделирование для прогнозирования рисков коррозии нефти с целью снижения затрат на техническое обслуживание.

Успешная реализация систем автоматизации с применением ИИ требует тщательного планирования, подбора подходящих технологий и использования надежных данных. Этапы внедрения ИИ в автоматизацию технологических процессов включают: определение целей и задач для внедрения; выбор области применения и улучшения производства с помощью ИИ; обучение системы и сбор данных; оценка оптимизации производительности; проведение мониторинга и внедрения.

Сегодня сложно представить нефтегазовое производство без цифровой модернизации. В данный момент уже описана созданная автоматизированная система предотвращения аварийных ситуаций при строительстве скважин с применением технологий искусственного интеллекта. Авторы программы раскрывают структуру автоматизированной системы и состав основных программных компонентов. Непрерывная система передачи, сбора, распределения, хранения и валидации больших объемов геолого-геофизических данных (Big GeoData) с элементами технологии блокчейна обеспечивают эффективную работу программного комплекса. [2]

Для выявления скрытых закономерностей между геолого-геофизическими, техническими и технологическими параметрами для решения задач выявления и прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин заключается, применяется нейросетевое моделирование. Такой инструмент, возможно, интегрировать в существующие системы управления и контроля на производстве. Преимуществом созданной автоматизированной системы предотвращения аварийных ситуаций является способность «запоминания» выявленных закономерностей в памяти на долгосрочный период и непрерывное дообучения в процессе работы. Во всех вышеперечисленных примерах программы искусственного интеллекта использовали так называемый цифровой двойник.

В заключении хотим отметить, что применение ИИ в нефтегазовой отрасли является перспективным инструментом для повышения эффективности, снижения затрат и улучшения качества в производственных процессах. Благодаря возможностям самообучения, оптимизации и прогнозной аналитики ИИ открывает новые возможности для достижения конкурентного преимущества в современной индустрии. [3] Особенно же участие ИИ актуально для функций автоматического регулирования и дистанционного управления, очевидно, здесь возникают наибольшие вызовы в ближайшее время. Реализованный ИИ здесь может быть в формате электронного помощника, при создании и обновлении соответствующих библиотек и баз знаний и цифровых моделей.

Главной целью применения искусственного интеллекта в автоматизированных системах управления технологическими процессами, используемых нефтегазовыми предприятиями, должно стать уменьшение влияния «человеческого фактора» и, как следствие, снижение количества нештатных ситуаций и ущерба от них.

ЛИТЕРАТУРА

1. КАК ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ ПОВЫШАЕТ ПРОИЗВОДСТВЕННУЮ БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОПЕРАЦИЙ [Электронный ресурс] // Искусственный интеллект в нефтегазе // URL: <https://smartgopro.com/novosti2/oilgasai/>
2. О ВОЗМОЖНОСТЯХ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В РЕШЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАДАЧ [Электронный ресурс] // URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/o-vozmozhnostyah-primeneniya-metodov-iskusstvennogo-intellekta-v-reshenii-neftegazovyh-zadach>
3. Разработка АСУ ТП с искусственным интеллектом [Электронный ресурс] // Эксперт-Вита // URL: <https://energiavita.ru/2018/09/17/mihail-shekhman-razrabotka-asu-tp-s-iskusstvennym-intellektom/>

ПРОЦЕСС ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ПРОГРАММНОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ PH-ГЕОСИМ

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

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

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

Аннотация: в данной статье рассматривается процесс создания основных трехмерных геологических моделей, а также анализируются факторы, которые могут повлиять на точность их моделирования. На основе полученных трехмерных геологических моделей был проведен расчет запасов пласта Ю10.

Ключевые слова: коллекторские свойства, куб литологии, куб пористости, куб нефтенасыщенности, гамма-каротаж, гамма-гамма плотностной каротаж.

В настоящее время геологическое моделирование является неотъемлемой частью нефтегазового производства, оказывая влияние на различные этапы производственного процесса. Моделирование позволяет прогнозировать геологические условия, оценивать ресурсы и запасы углеводородов. Кроме того, геологическое моделирование позволяет провести расчеты, которые способствуют к снижению рисков и повышению эффективности добычи нефти и газа.

В данной работе рассматривается моделирование пласта Ю10, приуроченного к нежнеюрским отложениям. Данные отложения распространены в депрессионных зонах от Зауралья на западе до Уренгой-Колтогорского мега прогиба на востоке. На основе данных бурения пласт Ю10 представлен в основном крупно- и среднезернистыми песчаниками. В основании пласт включает скатанные обломки гравийной разности, вверх по разрезу становится все более глинистым и мелкозернистым и постепенно переходит в радомские битуминозные аргиллиты. Условия образования пласта Ю10 – мелководные бары и дельты, образовавшиеся при постепенном выравнивании весьма расчлененного рельефа [1]. Данная информация учитывается при моделировании пород коллектора и неколлектора.

Целью данной работы является воспроизведение всего комплекса геологического моделирования, включающего создание трёхмерной модели, анализ свойств коллектора и подсчет запасов.

В качестве объекта исследования используется модель пласта Ю10 построенная с использованием ранее созданного структурного каркаса [2].

Первым построением, которое отображает коллекторские свойства пласта является куб литологии (рис.2). Этот куб показывает расположение пород коллектора и неколлектора в пределе всего пласта. Куб литологии рассчитывается методом осреднения данных с каротажных диаграмм на трехмерную сетку. В данной

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

работе для определения типа пород использовались результаты комплекса геофизических исследований. Гамма-каротаж применяется для измерения радиоактивного излучения изотопов различных элементов и служит методом для определения глинистых пород. Показания гамма-каротажа в глине максимальные так как в ней содержатся изотопы K40, U238 и Th234. Нейтронный каротаж применяется для определения пористости, данный каротаж основан на искусственном облучении породы нейтронами, нейтроны попадают в породу в большом количестве и с большой энергией, следовательно, плотная порода в виде глины будет пропускать меньшее количество нейтронов, а песчаник будет пропускать большое количество нейтронов. Большие значения каротажа указывают на породу коллектор, а в низкие на неколлектор. Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации, который показывает изменение естественного электрического потенциала с глубиной скважины, совпадает с измерениями гамма-каротажа. Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГКп) определяет значение плотности. Плотность и пористость являются прямо пропорциональными характеристиками, поэтому большие значения плотности свидетельствуют о низкой пористости, что присуще неколлектору или нефтенасыщенному коллектору. Схема определения литологии представлена на рисунке 1.

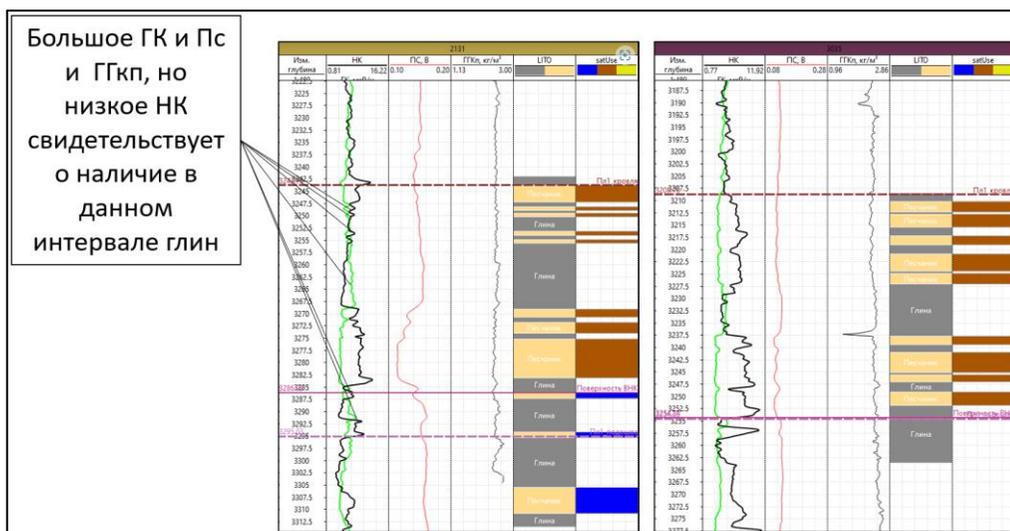


Рисунок 1. Визуализация окна корреляции

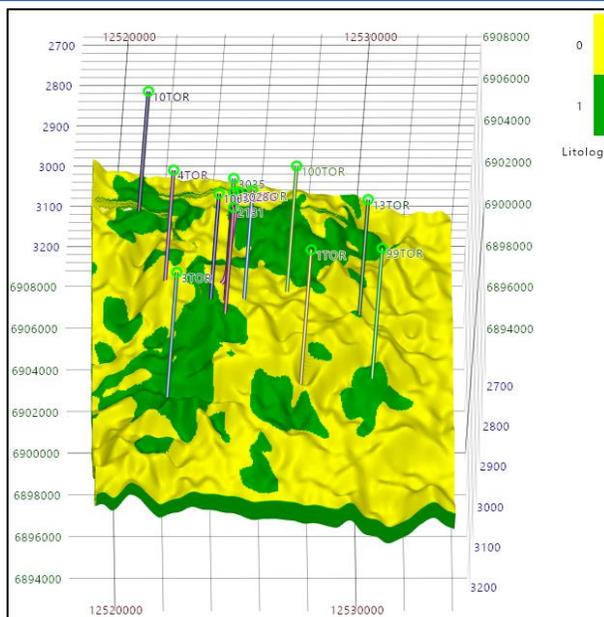


Рисунок 2. Куб литологии пласта Ю10. Зеленым цветом закрашивается область коллектора, а желтым неколлектора

Следующее построение отображает тектонику моделируемой геологической области. Данная область осложнена тремя вертикальными разрывными нарушениями сбросового типа. Данный куб в дальнейшем будет необходим для геометризации залежи пласта Ю10. На рисунке 3 представлен куб блоковой тектоники.

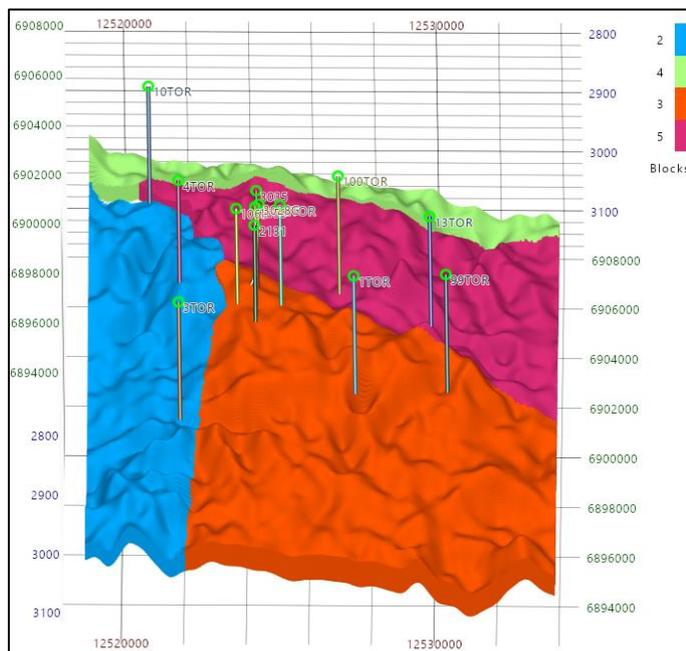


Рисунок 3. Куб блоковой тектоники пласта Ю10

Следующим шагом в отображении коллекторских свойств пласта является создание куба пористости. Строится модель на основе данных каротажа пористости, где максимальные значения соответствуют областям коллектора. Куб пористости показывает распределение пустот в породе с учетом коэффициента пористости (рис. 4).

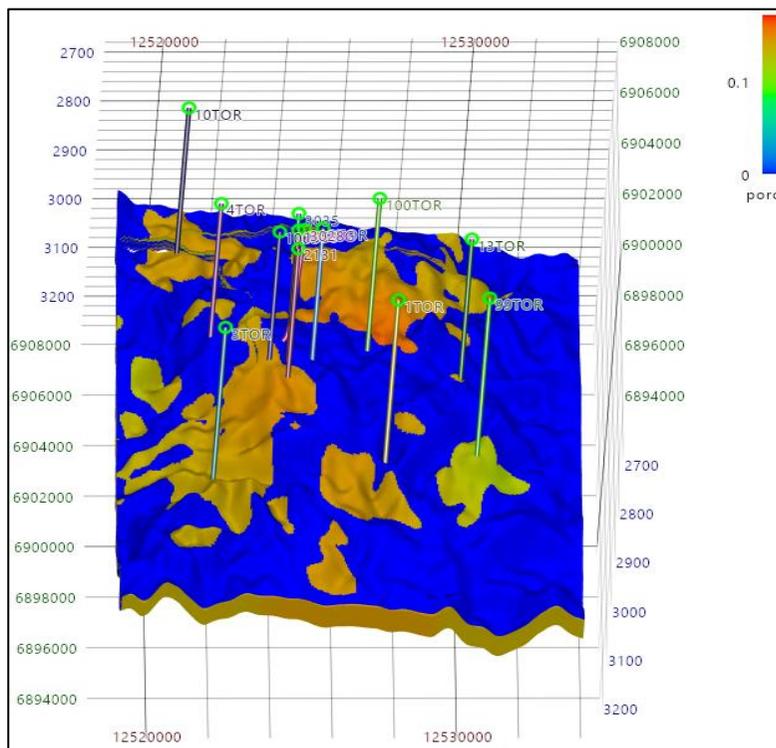


Рисунок 4. Куб пористости пласта Ю10

Модель, которую необходимо рассчитать далее, позволит скорректировать куб над поверхностью ВНК. Этот куб нужен для более точного построения в зависимости от типа залежи и моделируемой территории. В данной модели есть три зоны, которые необходимо обнулить. Обнуление первой зоны связано с тем, что в кубе литологии над поверхностью ВНК присутствует зона коллектора, которую скважина не вскрывает. Обнуление второй и третьей зоны связано с экономической выгодой так как для разработки данных зон необходимо несколько эксплуатационных скважин из-за того, что залежи между собой не сообщаются. Для того, чтобы эти зоны не использовались в подсчете запасов их необходимо обнулить. На рисунке 5 можно наблюдать зоны для редактирования и куб высот над поверхностью ВНК.

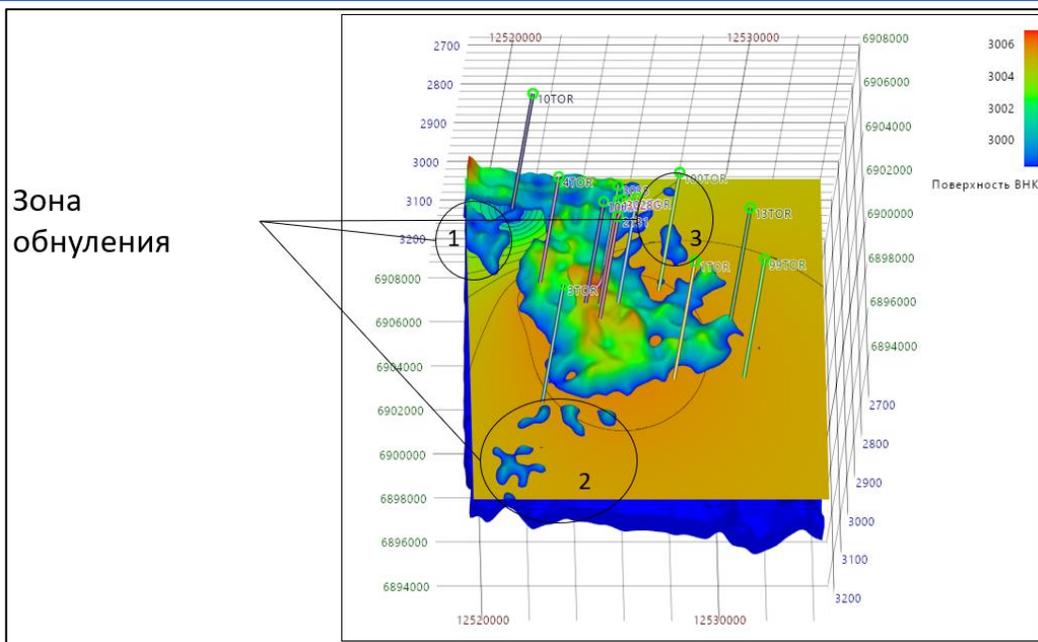


Рисунок 5. Куб высот над поверхностью ВНК пласта Ю10

Далее необходимо приступить к насыщению модели. Насыщение модели происходит при помощи каротажа насыщения, но перед построением необходимо убедиться, что данный каротаж является действительным. Для этого понадобится Гамма-гамма плотностной каротаж, то есть коллектор, который содержит нефть должен обладать низкими значениями ГГКп так как низкая плотность соответствует высокой пористости. После проверки необходимо заполнить модель по каротажу насыщения нефтью и водой. Проверка каротажа пористости можно наблюдать на рисунке 6, а полученный куб насыщения на рисунке 7.

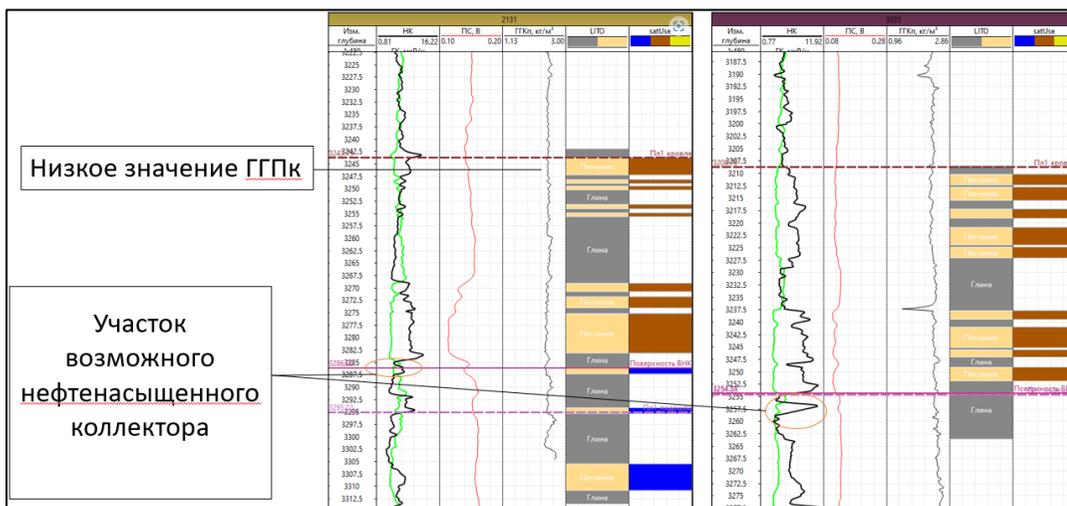


Рисунок 6. Визуализация окна корреляции

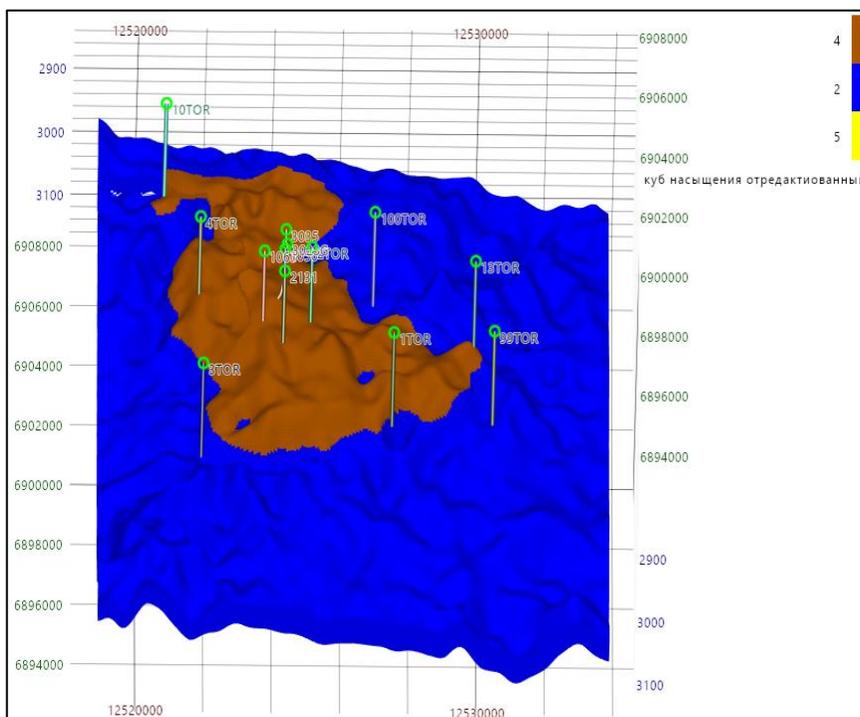


Рисунок 7. Куб насыщения модели пласта Ю10

Ранее подсчитанные модели позволяют на данном этапе смоделировать куб нефтенасыщенности. Данный куб показывает залежь жидких углеводородов с учетом коэффициента насыщения. Это куб показывает расположение углеводородной залежи в пределах пласта Ю10. Залежь с севера тектонически экранирована, а с других сторон ограничена литологически, связано это в первую очередь с тектоническими нарушениями. На кубе поверхности ВНК видно, что залежь залегает и на северном блоке, но скважины этот участок пласта не вскрывают, то есть это с геологической точки зрения является ошибочно. Ведь о наличие на том блоке залежи можно только судить ведь структура залежи изменена. Вода является подошвенной. Если судить о форме залежи, то она представлена в виде нескольких куполов. На рисунке 8 представлен куб нефтенасыщенности и куб высот над поверхностью ВНК.

Так же в ранних работах была проведена проверка построения данной модели [3]. Все построенные кубы позволяют произвести подсчёт запасов пласта Ю10, который составил 21 миллион 589 тысяч тонн нефти.

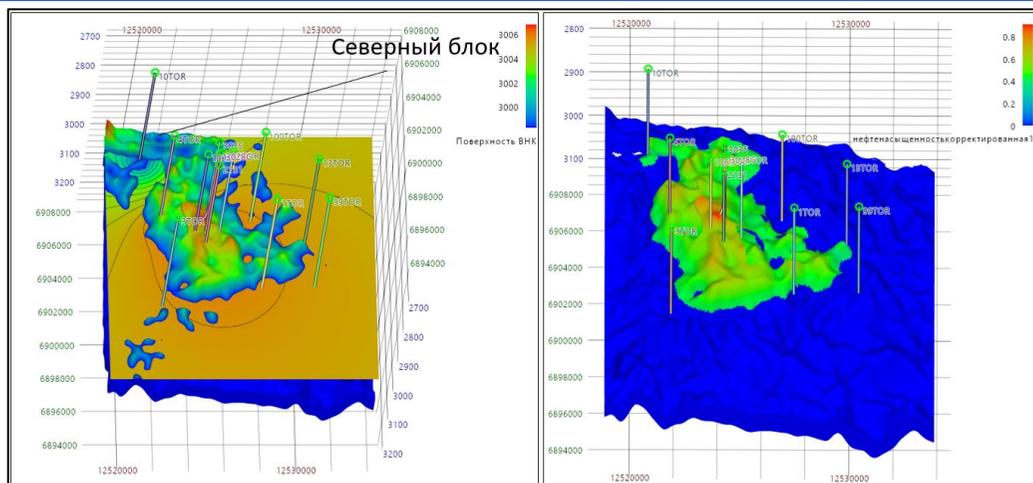


Рисунок 8. Куб нефтенасыщенности и куб высот над поверхностью ВНК пласта Ю10

Таблица 1 – подсчет запасов пласта Ю10

Площадь нефтеносности тыс. м ²	Средняя нефтенасыщенная толщина	Объем нефтенасыщенных пород тыс. м ³	Среднее значение пористости	Среднее значение нефтенасыщенности	Пересчётный коэффициент для нефти, дел.	Плотность нефти кг/м ³	Запасы нефти (масса) [тыс. тонн]
47387,5	10,4	494016	0,14	0,47	0,825	820	21589

Выводы. В результате проделанной работы были построены и проверены основные геологические модели и выявлены факторы, оказывающие влияние на геологическую модель, а также произведен подсчёт запасов. Данное программное обеспечение позволяет отобразить основные геологические свойства моделируемой территории. Также позволяет наглядно отобразить места залегания и объем залежи в пределах всего пласта. Также данная модель будет использована для дальнейшего гидродинамического исследования. Своими возможностями РН-ГЕОСИМ позволит избежать экономических затрат в области нефтегазового производства.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Граусман А.А., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Бассейновые нижнеюрские отложения Широного Приобья. Библиотека Дамирджана. 2000.
2. Ларионов К.И. Построение структурного каркаса с учетом тектонических нарушений в РН-ГЕОСИМ/ Ларионов К.И. Сюраева К.В.// Самарская областная научная конференция: тезисы докладов. – 2023. Том 1. С. 16 – 17.
3. Ларионов К.И. Авдеева К.В. Козлов А.Н. Моделирование коллекторских свойств. // Ашировские чтения Самара -2023. Том 3. С. 9-17.

**ИССЛЕДОВАНИЕ СТРУКТУРЫ ГОРНЫХ ПОРОД И ЯВЛЕНИЯ
СМАЧИВАЕМОСТИ НА ГРАНИЦЕ РАЗДЕЛА СРЕД
«ГОРНАЯ ПОРОДА – НАНОЖИДКОСТЬ»***А.Д. Хуснутдинова, А.М. Штеренберг**СамГТУ, Россия, г. Самара**email: pushchinchigym@yandex.ru*

Аннотация. В статье приведены результаты исследования фрактальной размерности поверхности образцов керна, отобранных из Рудниковской скважины месторождения Самарской области и результаты измерения краевого угла смачивания на границе раздела сред «известняк–наножидкость».

Ключевые слова: фрактальная размерность, краевой угол смачивания, наножидкость, сульфенол, наночастицы SiO₂.

Для разработки перспективных методов увеличения добычи нефти с применением поверхностно-активных веществ и наночастиц необходимо учитывать структуру горных пород, а также смачиваемость поверхности пород различными ПАВами и их составами с содержанием наночастиц.

Процесс фильтрации нефти через коллекторы пористого и трещиноватого типа зависит от геометрического строения породы коллектора, расположения, размеров и формы пор, каналов и трещин. Для оценки геометрической структуры проводится анализ фрактальной размерности образцов, полученных из выбранных типичных кернов.

Исследованию фрактальной размерности горных пород посвящены работы А.А. Егорова [2], А.Н. Хлюпина и О.Ю. Динариева [5]. Исследованию сульфенола в качестве агента для повышения добычи нефти посвящены работы К.И. Бабицкой, В.В. Коновалова, Л.Н. Хромых, Д.В. Айметовой и А.С. Кириллова [1], А. С. Жумагали и Р.У. Баямировой [3]. В работах А.Я. Хавкина [4], А.В. Минакова, М.И. Пряжникова, Я.Н. Сулемана, В.Д. Мешковой [6] представлены данные о применении наночастиц SiO₂ для повышения добычи нефти.

Нами была изучена фрактальная размерность горных пород образцов керна с Рудниковской скважины одного из месторождений Самарской области. Исследование фрактальной размерности производилось фотографированием поверхности образцов керна горной породы с использованием микроскопа «Микромед» при увеличении 10х, 15х, 20х, 30х, 40х., взятых из глубин 1044 – 1069 м. Анализ фотографий поверхности образцов керна производилось в программах Image J [8] и Gwyddion [9]. Программа Image J [8] позволяет рассчитать фрактальную размерность для трех взаимно перпендикулярных плоскостей образца по методу «Box counting», при этом полученные значения фрактальной размерности будут принимать значения от 1 до 2. Перевод значения фрактальной размерности для плоскости породы в объемную фрактальную размерность горной породы (значения фрактальной размерности для объемных тел находится в диапазоне от 2 до 3) осуществлялся по формуле:

$$D_v = D_s + 1$$

где D_v - объемная фрактальная размерность, D_s - фрактальная размерность по трем плоскостям [7].

В программе Gwyddion [9] осуществлялось вычисление фрактальной размерности для изображений керна больших увеличений, сделанных методом

электронной сканирующей микроскопии. Полученные значения фрактальной размерности принимали значения в диапазоне от 2 до 3, что соответствует значениям объемной фрактальной размерности.

Образцы кернов, отобранных из Рудниковской скважины месторождения Самарской области, представляют собой известняк фораминиферово-водорослево-комковато-сгустковый, участками перекристаллизованный, пористый, неоднородной беспорядочной текстуры, с включениями ангидрита, доломита и пирита.

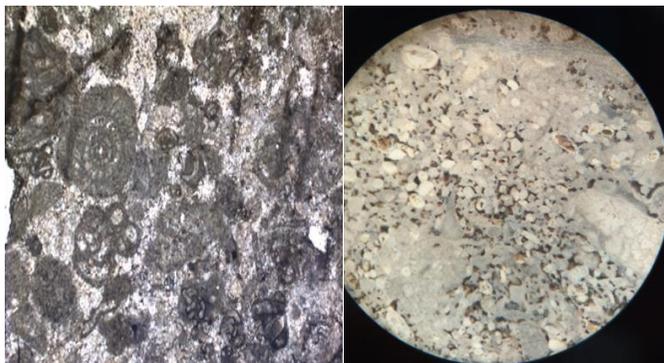


Рис.1. Шлиф, скв. 1Р, Башкирский ярус С2b. Пласт А4, глубина отбора 1044,0 м

Таблица 1.

Результаты измерения фрактальной размерности в трех взаимно перпендикулярных плоскостях образцов керна с Рудниковской скважины месторождения Самарской области.

Образец (номер соответству ет глубине отбора)	Увеличен ие	Плоскость 1		Плоскость 2		Плоскость 3	
		D	D ср. ариф.	D	D ср. ариф.	D	D ср. ариф.
Известняк 1044 м	10x	1,6733	1,6667	1,7307	1,6935	-	-
	15x	1,6562		1,6905		-	
	20x	1,6445		1,7160		-	
	30x	1,6914		1,6611		1,6368	
	40x	1,6681		1,6694		-	

Известняк 1054 м	10х	1,7331	1,7522	1,7488	1,7612	1,8048	1,7996
	15х	1,7729		1,7717		1,8038	
	20х	1,7661		1,7905		1,7999	
	30х	1,7258		1,7592		1,7984	
	40х	1,7631		1,7358		1,7910	
Известняк 1056 м	10х	1,7818	1,7539	1,7889	1,7615	1,8027	1,7767
	15х	1,7520		1,7880		1,7928	
	20х	1,7697		1,7702		1,7664	
	30х	1,7317		1,7627		1,7583	
	40х	1,7345		1,6979		1,7631	
Известняк 1062 м	10х	1,7860	1,7665	1,7870	1,7798	1,8248	1,8042
	15х	1,7791		1,7870		1,8177	
	20х	1,7671		1,8019		1,8129	
	30х	1,7597		1,7897		1,7875	
	40х	1,7404		1,7689		1,7779	

Результаты измерения фрактальной размерности показали, что значения фрактальной размерности изменяются при увеличении масштаба изображения поверхности горной породы. Это связано с включениями в керн различных минералов (доломита, ангидрита, пирита), а также фораминифер и водорослей. Значения фрактальной размерности трех взаимно перпендикулярных плоскостей образцов керна известняка из глубин 1044 м, 1054 м, 1056 м, 1062 м незначительно изменяются (табл.1). Это связано с тем, что поры и трещины в трех взаимно перпендикулярных плоскостях имеют различное расположение, а размеры микровключений минералов, фораминифер и водорослей в образцы в трех взаимно перпендикулярных плоскостях могут отличаться, что в итоге приводит к изменению фрактальной размерности.

Результаты измерения фрактальной размерности на трех участках одного шлифа из глубины 1044 м.

Шлиф зерна известняк 1044 м	Увеличение микроскопа	Фрактальная размерность (D)
Участок 1	30х	1,6677
Участок 2	30х	1,6925
Участок 3	30х	1,6368



Рис.2. Фотографии участков №1,2,3 шлифа зерна 1044

Анализ фрактальной размерности трех участков одного шлифа известняка зерна из глубины 1044 м (табл.2) показал, что фрактальная размерность на трех участках образца изменяется, при это участок №2 (рис.2) с минимальными включениями фораминифер и водорослей имеет наибольшее значение фрактальной размерности. Исследование фрактальной размерности на трех разных участках шлифа, сделанного из зерна из глубины 1044 м, проводилось под увеличением 30х с помощью микроскопа «Микромед».

Таблица 3

Результаты измерения фрактальной размерности одной плоскости для непроницаемых образцов горных пород (мрамор белый, диабаз, яшма) и проницаемых образцов горных пород (кern из глубины 1019 – 1070 м из Рудниковской скважины месторождения Самарской области).

Образец (номер соответствует глубине отбора)	10х	15х	20х	30х	40х	D ср. ариф.
Известняк 1019 м	1,8070	1,8060	1,8070	1,8070	1,8040	1,8063
Известняк 1021 м	1,7880	1,7880	1,7820	1,7300	1,7480	1,7672
Известняк 1031 м	1,8220	1,8210	1,8070	1,8040	1,7980	1,8103
Известняк 1047 м	1,8120	1,8020	1,8020	1,7670	1,7570	1,7880
Известняк 1050 м	1,7940	1,8210	1,8140	1,8130	1,8150	1,8114
Известняк 1054 м	1,8050	1,8040	1,8000	1,7980	1,7910	1,7996

Известняк 1056 м	1,8030	1,7930	1,7660	1,7580	1,7630	1,7767
Известняк 1058 м	1,7860	1,7050	1,6760	1,6420	1,5280	1,6673
Известняк 1059 м	1,8300	1,8240	1,8190	1,8080	1,7950	1,8150
Известняк 1062 м	1,8250	1,8180	1,8130	1,7880	1,7780	1,8042
Известняк 1063 м	1,8190	1,8200	1,8000	1,8110	1,8070	1,8111
Известняк 1064 м	1,6720	1,7930	1,7900	1,7730	1,7630	1,7580
Известняк 1068 м	1,8070	1,8130	1,8120	1,8150	1,7980	1,8089
Известняк 1070 м	1,8220	1,8210	1,8220	1,8170	1,8030	1,8171
Мрамор белый (неотшлифованный образец керна)	1,7180	1,7920	1,8070	1,7780	1,7780	1,7744
Мрамор белый (отшлифованный образец)	1,7790	1,7800	1,7630	1,7970	1,7860	1,7810
Диабаз	1,8280	1,8430	1,8350	1,8280	1,8430	1,8354
Яшма	1,7070	1,7180	1,7490	1,8110	1,8120	1,7595
Яшма	1,7250	1,6600	1,6680	1,6740	1,7080	1,6869

Сравнение значений фрактальной размерности непроницаемых пород (диабаз, мрамор белый, яшма) со значениями проницаемых пород (известняк, глубина отбора 1019 -1070 м) показало, что среднее значение фрактальной размерности образца диабаза, который является наиболее непроницаемой горной породой среди представленных в табл. 3 горных пород, оказалось больше средних значений фрактальной размерности образцов известняков, т.к. диабаз является непористой породой и не содержит пор и трещин. По полученным значениям фрактальной размерности можно сделать вывод о том, что фрактальная размерность изменяется по глубине отбора керна незначительно (рис.3).

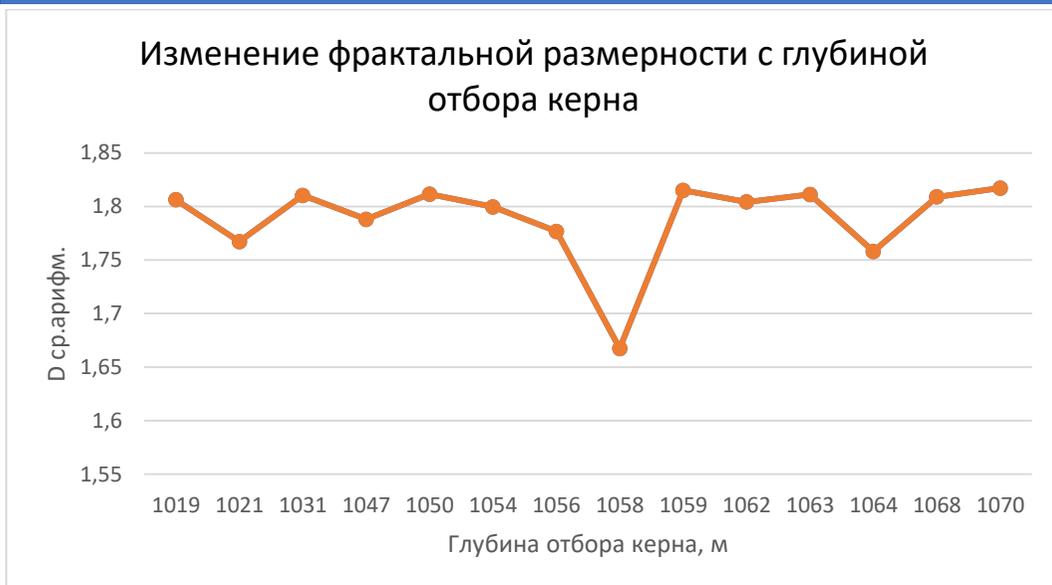


Рис.3 График зависимости фрактальной размерности от глубины отбора керна

Нами были разработаны и исследованы наножидкости на основе дистиллированной воды с добавлением сульфанола и наночастиц Al_2O_3 , SiO_2 и наночастиц углерода из газовой фазы. Для оценки эффективности наножидкостей была собрана установка для исследования краевых углов смачивания чистой нефти, нефти с добавлением сульфанола, нефти с добавлением наножидкости на образце керна известняка из глубины 1062 м, отобранного из Рудниковской скважины месторождения Самарской области.



Рис. 4. Установка для измерения краевого угла смачивания

Измерение краевого угла смачивания проводилось методом висючей капли [10] с обработкой в программе Компас-3D [11]. Для оценки краевого угла смачивания

производилось 10 снимков угла, по результатам которых высчитывалось среднее арифметическое. Среднее арифметическое краевого угла смачивания нефти оказалось равным 11,74°. В качестве исследуемой наножидкости в статье представлен 3%-ый раствор сульфонола с добавлением 1% SiO₂, в качестве исследуемой нефти представлена легкая нефть из месторождения N Самарской области.



Рис.5. Изображение значения краевого угла смачивания нефти методом висючей капли на шлифе известняка из глубины 1062 м.

После определения краевого угла смачивания нефти был исследованы краевые углы смачивания капли нефти при добавлении в 3 мл нефти 0,15 мл 0,02 % сульфонола, среднее арифметическое краевого угла смачивания оказалось равным 31,42°.

Для исследования наножидкости формировались составы из 3 мл нефти и 0,15 мл, 0,20 мл, 0,25 мл, 0,30 мл и 0,50 мл наножидкости (3%-ый раствор сульфанола с добавлением 1% SiO₂) (табл.4).

Таблица 4

Концентрация (m) наножидкости в нефти.

V нефти, мл	V наножидкости, мл	m, %
3,00	0,15	4,80
	0,20	6,30
	0,25	7,70
	0,30	9,00
	0,50	14,30

Была найдена зависимость краевого угла смачивания капли нефти с наножидкостью от концентрации наножидкости (рис.6).

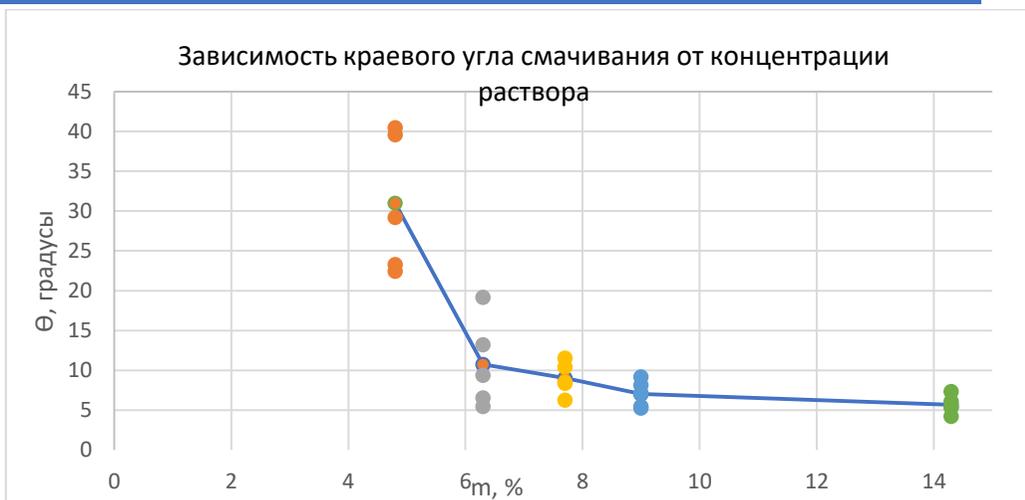


Рис.6. Зависимости краевого угла смачивания капли нефти с наножидкостью от концентрации наножидкости (3%-ый раствор сульфонола с добавлением 1% SiO₂)

Результаты измерения краевого угла смачивания капли нефти с наножидкостью показали, что с увеличением концентрации наножидкости в нефти краевой угол смачивания уменьшается с 30,99° до 5,96°.

Заключение

1. Для анализа значений фрактальной размерности образцов горной породы были выбраны образцы горной породы, характерной для Самарской области (керна известняка с Рудниковской скважины из глубин 1019 – 1070 м месторождения Самарской области), что позволяет минимизировать влияние геологического строения и структуры горной породы на фрактальные свойства. Изменение фрактальной размерности связано с различными микровключениями минералов и органических веществ в известняк. Значения фрактальной размерности непроницаемых образцов (диабазы) в среднем оказалось больше фрактальной размерности проницаемых образцов (известняк).

2. Добавление раствора сульфонола с 1% SiO₂ в нефть с концентрацией наножидкости в диапазоне $m = 5 - 15\%$ снижает краевой угол смачивания в широких пределах значений в диапазоне до 25°.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бабицкая К.И, Коновалов В.В., Хромых Л.Н., Айметова Д.В., Кириллов А.С. Сравнительная оценка эффективности применения мицеллярных растворов для повышения нефтеизвлечения на месторождениях высоковязких нефтей //Труды X Международной научно-практической конференции Ашировские чтения, СамГТУ, 2013, С.287-290\
2. Егоров А.А. Оценка параметров фрактальных пористых сред [Текст] Гавриленко Т. В., Быковских Д.А.// 2020. – Т. 30. – №1. – С. 87 – 96.
3. Жумагали А.С, Баямирова Р.У. Анализ эффективности применения ПАВ сульфонол МЛ-80Б для увеличения приемистости нагнетательных скважин // Молодой ученый – 2021. – Т.5. – №347 – С. 26 –30.

4. Хавкин А.Я. Энергетическая эффективность нефтегазовых нанотехнологий. Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям» // Материалы IV Международной Конференции в г. Москва 11-12 ноября 2014 г. - М.: Нефть и газ, 2014. - С.173-176
5. Хлюпин А.Н. Журнал технической физики Динариев О.Ю. [Текст] Фрактальный анализ трехмерной микроструктуры пористых материалов // – 2015. – Т. 85. – № 601. – С. 17 – 22.
6. Минаков А.В., Пряжников М.И., Сулемана Я.Н., Мешкова В.Д. Экспериментальное исследование влияния добавки наночастиц оксида кремния на характеристики смачиваемости нефтью горной породы // – 2020. – Т.46. – №24 – С.30 – 32.
7. M. Hastings, B. Leff. A measure of the fractal dimension of physical systems, 1981.
8. [Электронный ресурс] <https://imagej.net/ij/docs/guide/user-guide.pdf>. Дата обращения 29.04.2024г.
9. [Электронный ресурс] <http://gwyddion.net/documentation/user-guide-ru/>. Дата обращения 29.04.2024 г.
- 10.[Электронный ресурс] https://tirit.org/articles/surface_theory_sessile.php?ysclid=lvp9xvdl6e653400149 29.04.2024 г.
- 11.[Электронный ресурс] https://sd7.ascon.ru/Public/Documents/Kompas/KOMPAS_V12/kompas_guide1.pdf. Дата обращения 29.04.2024 г.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЮЩИХСЯ СПОСОБОВ ЛИКВИДАЦИИ
ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА В УСЛОВИЯХ АНПД НА
ОРЕНБУРГСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

А.В. Пешков, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: kparfenov@mail.ru

Данное исследование фокусируется на проблеме ликвидации потерь промывочной жидкости в процессе бурения эксплуатационных скважин, особенно на газоносных участках Оренбурга, подчеркивая важность глубокого анализа существующих методов изоляции для повышения эффективности строительства скважин. Рассмотрены ключевые технологии, применяемые для устранения поглощений промывочной жидкости, включая использование полимерных и цементных изоляционных материалов, что позволяет выявить наиболее результативные практики. Исследование выделяет основные проблемы и предлагает направления для совершенствования текущих методов изоляции, с целью минимизации финансовых и временных затрат, а также снижения воздействия на безопасность и окружающую среду.

Ключевые слова: изоляция скважин, промывочная жидкость, поглощения, технологии изоляции, полимерные композиции.

Проблема ликвидации поглощений промывочной жидкости в ходе строительства эксплуатационных скважин продолжает быть острой для множества месторождений, включая газоносные участки Оренбурга. Поглощения промывочной жидкости могут значительно увеличивать как финансовые издержки, так и временные рамки бурения, оказывая отрицательное влияние на безопасность проведения работ и состояние окружающей среды в районе проведения. Глубокий анализ и обзор действующих методов, нацеленных на эффективное предотвращение утечек бурового раствора, являются критически важными для повышения эффективности строительства скважин и минимизации, связанных с этим рисков. В рамках данного исследования акцент сделан на изучении способов изоляции поглощающих зон, применяемых на территории Оренбургского месторождения, чтобы идентифицировать наиболее результативные методики и наметить пути для совершенствования текущих практик.

Изучение технологических подходов, направленных на решение проблемы ликвидации поглощений, применяемых при строительстве добывающих скважин на газоносных территориях Оренбурга, позволило определить ключевые методы изоляции интервалов поглощений, детальное описание и технология реализации которых представлены на рисунке 1 [1-2].

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Категория поглощений	Тип коллектора	Соотношение градиентов давления	Промысловая характеристика	Технология изоляции				
				Кольматация	Закупорка наполнителем	Изоляционный экран	Способ приготовления буферного тампона	Схема изоляции
Частичное	Трещинный	$G_{гс} > G_{пл}$	Непродуктивный	Г/д	Асбест А-5, А-6, микросферы	-	-	Роторная КНБК
	Порово-трещинный		Продуктивный					КНБК с ГЗД
Среднее	Трещинный	$G_{гс} > G_{пл}$	Непродуктивный	-	Асбест А-5, мраморная крошка, микросферы	Буферный тампон+цементный мост КР буферный тампон+мраморная крошка	Двухреагентный	Бур. трубы+АБТ
	Порово-трещинный		Продуктивный					Однореагентный
Полное	Трещинный	$G_{гс} > G_{пл}$	Непродуктивный	-	Набухающий наполнитель	Буферный тампон+цементный мост	Двухреагентный	По затрубю
	Порово-трещинный		Продуктивный					Разбурываемый пакер
	Трещинный		$G_{гс} < G_{пл}$					Непродуктивный
Катастрофическое	Трещинно-кавернозный	$G_{гс} > G_{пл}$	Непродуктивный	-	Микросферы	ПАА	Двухреагентный	Бур. трубы+АБТ

Рисунок 1 – Технология изоляция зон поглощений при строительстве скважин Оренбургского месторождения

Таким образом, ранее проведенное исследование геологических и гидродинамических особенностей зон поглощения на данном месторождении указывает на то, что большая часть этих зон связана с хемогенными и подсолевыми слоями горных пород. Эти поглощения характеризуются высокой активностью и относятся к категории полных или катастрофических, что делает их устранение во время бурения крайне трудоемким или даже невозможным. Наличие таких зон полного и катастрофического поглощения требует временной остановки буровых работ для выполнения изолирующих мероприятий, подчеркивая необходимость изучения и разработки более эффективных методик для оптимизации процесса изоляции подобных явлений.

Особенные трудности, и соответственно, научный интерес вызывают вопросы, связанные с изоляцией поглощающих зон, расположенных в продуктивных слоях или в непосредственной близости к ним, в частности, при чередовании проницаемых и непроницаемых пород.

Анализ методов изоляции, применяемых при бурении на территории Оренбургского месторождения, выявил несколько подходов к устранению поглощений:

- в случае частичных поглощений, применяется кольматация зон поглощений буровыми растворами, в качестве твердой фазы которых выступают полые синтетические или стеклянные микросферы;
- в случае средних поглощений имеет место применение метода закачки кислотно-растворимого тампона, представляющего собой композицию из органического наполнителя и связующего агента, представленного полимерами акрилового ряда;
- в случае полных поглощений имеет место применение буферного тампона из быстросхватывающегося цемента;

- в случае катастрофических поглощений, технология изоляции подразумевает закачку в пласт полимерного тампона, выполненного на основе полимеров акрилового ряда, с применением стабилизирующих время полимеризации добавок.

В настоящее время, как показано на рисунке 1, на Оренбургском месторождении для изоляции зон полных и катастрофических поглощений применяются такие методы изоляции как буферное тампонирование зоны с формированием цементного моста, а также формирование изоляционного экрана полимерной композицией с разобщением зон поглощений посредством установки разбурываемых пакеров.

Особенно привлекает внимание в контексте данного исследования проблематика устранения катастрофических поглощений промывочной жидкости. Основной недостаток используемого подхода заключается в инъекции в пласт водного раствора с дисперсиями полиакриламида в концентрациях от 0,005 до 0,5%, карбоксиметилцеллюлозы в дозах от 0,1 до 3% и сшивающего агента в пропорциях от 0,01 до 0,2%. По действующим нормативам, состав для изоляции также может содержать наполнитель в диапазоне от 0,5 до 10%. Процесс включает подготовку изоляционного раствора, его нагнетание и продвижение в изолируемую секцию на расстояние, исключаящее воздействие депрессии на гель, до достижения безопасного уровня.

К ключевым недостаткам используемой методики относится продолжительный период до начала гелеобразования и ограниченная пластическая прочность гелеобразного состава, что является следствием влияния агрессивного солевого воздействия со стороны насыщенных солями горных пород и минерализованных пластовых жидкостей. Для достижения полного объемного сшивания полимера в изоляционном барьере необходимо проводить продолжительную паузу в работах, достигающую до 10 дней, что негативно сказывается на экономических показателях бурения. Кроме того, результаты промышленных испытаний показывают, что применяемый состав обладает сравнительно низкими реологическими характеристиками с начальной динамической вязкостью в пределах 80-110 мПа•с, что значительно усложняет его транспортировку и продвижение в проницаемые зоны изоляционного интервала, ухудшая тем самым эффективность выполнения РИР. Еще одной серьезной проблемой является относительно высокая сложность разрушения такого состава, требующая дополнительной кислотной обработки для восстановления естественной проницаемости пласта при освоении скважины. В случае использования глинопорозка в качестве кольматирующего наполнителя возникает проблема образования труднорастворимых суспензий, элиминация которых затруднена даже при проведении кислотного разложения.

Учитывая результаты предшествующих исследований [3-8], а также анализируя накопленный опыт в процессе интенсификации работ по реализации (РИР) на территории Оренбургского месторождения, выделяются основные проблемы, связанные с использованием текущих методов изоляции для участков с полными и катастрофическими потерями:

- Ограниченная эффективность использования быстрозастывающих тампонажных смесей из-за значительного энергопотребления при их транспортировке к месту потерь и сложностей в контроле за временем их

затвердевания, что влечет за собой понижение качества образующегося цементного барьера;

- Затратность процесса, обусловленная необходимостью последующего разбуривания цементных мостов после завершения РИР;
- Сложности, связанные с применением полимерных изоляционных экранов на основе полиакриламида, включая проблемы в настройке их свойств, низкую прочность сцепления и механическую устойчивость таких материалов, а также повышенные требования к длительности процесса полимеризации под воздействием ионов пластовой воды.

Особо важным становится последний недостаток в зонах с нормальным градиентом пластовых давлений, где использование утяжеленных буровых растворов в интервалах рапопроявлений может привести к поглощению, а высокая минерализация и плотность пластовых флюидов, а также воздействие пластовых давлений снижают изолирующие характеристики как полимерных, так и цементных составов. Следовательно, в поисках наилучшего метода изоляции участков поглощений следует отдавать предпочтение тампонирующим или полимерным смесям, обладающим высоким уровнем адгезии и механической прочности в условиях интенсивной минерализации пластовых флюидов и предоставляющим широкие возможности для корректировки времени полимеризации (затвердевания), что необходимо для их эффективной доставки в отдаленные зоны изоляции.

Анализ технологий изоляции поглощений бурового раствора, применяемых на Оренбургском месторождении, выявил ряд ключевых недостатков существующих методов, в том числе низкую эффективность быстросхватывающихся материалов из-за сложности их доставки и регулирования времени гидратации, а также трудности, связанные с полимерными изоляционными экранами, включая длительный период полимеризации и низкую адгезионную прочность. При этом, особое внимание следует уделить поиску и разработке новых композиций, которые могли бы обеспечить высокую адгезионную и пластическую прочность в условиях высокой минерализации пластовых флюидов, а также иметь регулируемое время полимеризации для обеспечения их эффективной прокачки и изоляции удаленных интервалов. На основе проведенного анализа можно сделать вывод о необходимости дальнейших исследований и разработки новых материалов и технологий изоляции, которые могут повысить эффективность бурения и снизить риски, связанные с поглощениями бурового раствора, тем самым способствуя более безопасному и экономически эффективному строительству скважин на Оренбургском и других месторождениях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Анализ основных показателей разработки Оренбургского газоконденсатного месторождения (28 ноября 2013 г.). – URL: <https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=655499> (дата обращения: 15.04.2024).
2. Состояние и перспективы разработки Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождени. – URL: <https://ppt-online.org/1213735> (дата обращения: 15.04.2024).

3. Газизов А.Ш. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. Справочное пособие. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 285 с.
4. Ефимов Н.Н. Технологии ОВП в нефтяных скважинах и пути повышения эффективности РИР. Статья. Инженерная практика. – 2011. – № 7. – С. 4-17.
5. Живаева В.В., Нечаева О.А. Новые подходы по борьбе с поглощениями бурового раствора // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 7(53). – С. 22.
6. Ребиндер П.А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Коллоидная химия. Избранные труды. Москва, Наука, 1978. - 368 с.
7. Салаватов Т.Ш., Сулейманов Б.А., Нурияев А.С. Селективная изоляция притока жёстких вод в добывающих скважинах // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 12. – С. 81–83.

УДК 622.24.063

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ВЫБОРА БУРОВОГО РАСТВОРА ПОД ЗАДАННЫЕ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

С.П. Спирин, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов, А.Н. Овакян

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

email: parfenova.samgtu@yandex.ru, kparfenov@mail.ru

Исследование направлено на разработку алгоритма выбора бурового раствора, учитывающего сложные горно-геологические условия. В статье анализируются основные факторы, влияющие на выбор бурового раствора, и предлагается предварительный алгоритм, включающий определение геолого-технических условий, формулирование требований, анализ опыта бурения, изучение рынка, аналитический подбор рецептуры и оценку экологической безопасности.

Ключевые слова: выбор бурового раствора, горно-геологические условия, качество бурового раствора, обеспечение устойчивости.

В рамках текущего развития горнопромышленного сектора ключевой задачей является оптимизация методов бурения для повышения эффективности геолого-разведочных работ. Основопологающим фактором в этом процессе становится адекватный подбор состава бурового раствора, адаптированного к специфике геологических условий на отдельно взятом участке. Решение данной задачи представляет собой сложный процесс, включающий в себя учёт множества аспектов: структуру местности, характеристики пород, глубину расположения ископаемых и другие критерии.

В рамках представленного обзора освещается вопрос разработки алгоритма для выбора бурового раствора, целенаправленно адаптированного к особым геологическим условиям. Задачей исследования является формирование методологии, обеспечивающей обдуманый отбор компонентов для бурового

раствора с целью снижения потенциальных рисков для буровых операций и окружающей среды.

Анализ научных публикаций [2, 4, 8, 12, 13, 16] позволил выделить ключевые аспекты, оказывающие влияние на процесс подбора бурового раствора:

1. Прочность горных пород и их способность к ослаблению под воздействием бурового раствора;
2. Склонность горных пород к растворению в водной среде и эффективность бурового раствора в растворении соленых образований;
3. Тенденция разрабатываемой породы к образованию стабильных дисперсных систем с водой: гидратационная активность и диспергирующая способность бурового раствора по отношению к добываемому материалу;
4. Особенности нестабильных глинистых пород: минералогическая структура, тип адсорбированных катионов, уровень влажности, плотность упаковки, солёность (активность) поровой жидкости, физические характеристики, а также структура и текстурные особенности;
5. Параметры пластового и абсорбционного давления (коэффициенты аномальности и индекс абсорбционного давления) и способность бурового раствора противостоять давлению пластов;
6. Температурные условия горных пород и термическая устойчивость бурового раствора;
7. Присутствие в геологическом разрезе коррозионных и вредных для здоровья жидкостей;
8. Вероятность загрязнения буровым раствором продуктивных слоёв;
9. Эффективность бурового раствора в повышении производительности бурения.

Выбор состава и характеристик бурового раствора осуществляется с целью гарантирования стабильности стенок скважины и создания адекватного противодействия против флюидонаполненных пластов. Эти критерии зависят от физико-химических атрибутов горных пород, формирующих геологический разрез скважины, а также от давления в пластах [10, 13, 21, 24-25]. В процессе подбора растворов целесообразно опираться на знания и опыт, полученный в ходе предыдущих буровых работ на исследуемом горизонте [3, 5, 15, 18].

Учитывая разнообразие геологических условий при бурении [1-2, 6-7, 9, 23], к буровым растворам предъявляются определённые требования:

1. Укрепление стен скважин в рассыпчатых, подверженных обрушению породах; балансировка величин высокого давления в пластах с помощью создания необходимого уровня гидростатического давления;
2. Запечатывание трещин и участков с пониженным давлением в пластах; защита от растворения и вспучивания обрабатываемых пород;
3. Гарантирование эффективного извлечения керна в условиях рыхлых, слабо связанных пород;
4. Поддержание стабильности шлама в состоянии суспензии внутри ствола скважины в моменты остановки циркуляции не может быть достигнуто с применением одного лишь универсального промывочного раствора. Следовательно,

в процедурах бурения активно используются разнообразные типы циркуляционных средств [8].

Значение водородного показателя рН является критическим параметром, зависящим от типа используемой промывочной жидкости, вида химических добавок для настройки характеристик бурового раствора, а также от взаимодействия фильтрата с горными породами и флюидами в продуктивных слоях и нестабильных породах стенок скважин. Важно учитывать, что выбор рН влияет на коррозионную активность в отношении бурового оборудования и инструментов, причём требования к щелочности промывочной жидкости различаются для бурильных труб из стальных и лёгких сплавов [17, 20].

Качество бурового раствора в основном зависит от геологических и технических условий бурения скважины или её конкретного интервала [14, 22].

Среди геологических факторов выделяют: минералогический и физико-механический состав пород (такие как твёрдость, влажность, проницаемость, пористость, абразивность, способность к набуханию, размокаемость, трещиноватость и т.д.); уровень и состав минерализации подземных вод; агрессивность флюидов пласта; давление в пласте; давление гидроразрыва; температурные условия и другое.

Технические аспекты включают: метод бурения; глубину и диаметр скважины; зенитные и азимутальные углы; зазор между бурильными трубами и стенками скважины; состояние оборудования и др.

Технологические элементы включают в себя: параметры бурового процесса; тип инструмента для разрушения породы; скорость бурения; метод открытия продуктивного слоя; объём проходки за цикл и пр.

Существует понимание, что универсальный раствор, идеально соответствующий всем геолого-техническим и технологическим требованиям бурения, невозможен. Раствор не может одновременно выполнять все функции, поэтому для каждого случая определяется набор основных функций — свойств, обеспечивающих их реализацию.

Необходимо оптимизировать качество бурового раствора через его химическую коррекцию и настройку физико-химических и технологических параметров, чтобы достигнуть эффективного и безопасного процесса бурения [11].

Исходя из анализа факторов, важных для подбора и качества бурового раствора, предложен начальный алгоритм для определения подходящего состава бурового раствора в соответствии с особенностями геологических и технических условий:

1. Идентификация геолого-технических параметров процесса бурения [1, 6-7];
2. Формулировка критериев для выбора буровых растворов;
3. Рассмотрение существующего опыта в области бурения [15];
4. Исследование текущего положения на рынке;
5. Выбор наилучшей формулы на основе аналитического подхода;
6. Оценка влияния на окружающую среду с точки зрения экологической безопасности [19].

ЛИТЕРАТУРА

1. Аванесова И.С. Геолого-технические факторы, влияющие на выбор оптимального состава бурового раствора // Вестник Государственного

- инженерного университета Армении. Серия: Metallургия, материаловедение, недропользование. – 2013. – № 2. – С. 77-82.
2. Ангелопуло О.К., Подгорнов В.М, Аваков В.Э. Буровые растворы для осложненных условий – М.: Недра, 1988. – 135 с.
 3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. ООО "Недра-Бизнесцентр", Москва, 2002 г., 632 с.
 4. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учебное пособие для вузов. М.: Недра, 1999. – 424 с.
 5. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник для нач. проф. образования. – М.: Издательский центр «Академия». – 2003. – 352 с.
 6. Вахромеев А.Г., Иванишин В.М., Сверкунов С. А., Акчуринов Р. Х. Сложные горно-геологические условия разведки и разработки деформируемых трещинных коллекторов нефти и газа горизонтальным, наклонным и вертикальным бурением // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 8. – С. 14-20. – DOI 10.30713/0130-3872-2018-8-14-20.
 7. Гасумов Р.А., Керимов И.А., Харченко В.М. Влияние геологических факторов на коллекторские свойства продуктивных пластов с трещиноватыми глинистыми коллекторами при их вскрытии бурением // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 7. – С. 28-31. – DOI 10.30713/0130-3872-2018-7-28-31.
 8. Грей Дж.Р., Дарли Г.С. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). – М.: Недра, 1985. – 509 с.
 9. Двойников М. В., Сидоркин Д. И., Юртаев С. Л. [и др.] Бурение глубоких и сверхглубоких скважин с целью поиска и разведки новых месторождений полезных ископаемых // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 945-955. – DOI 10.31897/PMI.2022.55.
 10. Дерябин А.В., Двойников М.В., Фазылов В.Р. Техничко-технологические решения для обеспечения устойчивости стенок скважины // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2015. С. 54–56.
 11. Качурин А.В. Комплексный подход для решения осложнений, возникающих при бурении скважин // Бурение и нефть. – 2012. – № 6-7. – С. 30-32.
 12. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. – М.: Недра, 1972. – 392 с.
 13. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. – М.: Недра, 2000. – 270 с.
 14. Некрасова И.Л. Совершенствование критериев оценки качества буровых растворов на углеводородной основе в зависимости от горно-геологических условий их применения / И. Л. Некрасова // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 18, № 2. – С. 129-139. – DOI 10.15593/2224-9923/2018.4.3.

15. Оганов А.С. Отечественный и зарубежный опыт бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин с большим отклонением ствола от вертикали // Нефтегазовые технологии. – 2000. – № 2. – С. 16–20.
16. Паршукова Л.А. Комплексный подход к проблеме устойчивости глинистых пород при бурении скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 222-230.
17. Паус К.Ф. Буровые растворы. Издание: Недра, Москва, 1973 г., 304 с.
18. Попов А.Н., Спивак А.И., Акбулатов Т.О. [и др.] Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. для вузов под общей ред. А.И. Спивака. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 509 с.
19. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Серия 08, вып. 19. – М.: Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности, 2013. – 288 с.
20. Рязанов А.Я. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: издательство «Летопись», 2005. – 664 с. – Текст : непосредственный.
21. Талиев Н.А., Калдыбаев Н.А., Абдрахманов Э., Маткалыков А. Методология выбора бурового раствора, обеспечивающего устойчивость ствола скважины // Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин: Сборник докладов Всероссийской научно-технической конференции с международным участием, посвященной 60-летию кафедры бурения скважин. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. - С. 323-330.
22. Третьяков И.А. Критерии качества растворов на углеводородной основе // Трибуна ученого. – 2020. – № 12. – С. 415-428.
23. Ушивцева Л.Ф. Геологические риски и экологическая безопасность бурения скважин в регионах с развитием солянокупольной тектоники // Геоэкологические проблемы современности и пути их решения: Материалы II Всероссийской научно-практической конференции, Орёл, 22 мая 2020 года. – Орёл: Орловский государственный университет имени И.С. Тургенева, 2020. – С. 103-113.
24. Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Норов А.Д., Гайдаров М.М. К вопросу об устойчивости глинистых пород. Территория Нефтегаз, 2014. С. 22–32.
25. Чудинова И.В., Николаев Н.И., Розенцвет А.В. Обоснование выбора ингибирующих реагентов для повышения устойчивости глинистых пород // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 2. – С. 35-41.

**АВТОМАТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС СБОРА, АНАЛИЗА И ОБРАБОТКИ
ДАННЫХ, РАБОТАЮЩИЙ НА СКВАЖИНАХ БЕЗ ОПЕРАТОРА**

А.Д. Казачков

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: anton-gerr@mail.ru

На объектах АО "Оренбургнефть" в 2023 году проводились Опытно-Промышленные Испытания (ОПИ) по "Технологии получения информации о процессе бурения скважин с помощью автоматических комплексов сбора данных, работающих на скважинах без оператора станции ГТИ с помощью ИАС "Геотек" (исполнитель ООО "Ойлпромсервис").

Ключевые слова: Аппаратно-Программный комплекс (АПК), центр удаленного мониторинга (ЦУМБ), мастер, бурильщик, «журнал супервайзера».

Технология основана на замещении функции оператора станции ГТИ путем получения информации о процессе бурения скважин с помощью автоматического Аппаратно-Программного Комплекса (далее АПК), обеспечивающих качество, полноту и своевременность получения информации о процессе бурения скважин, на которых ведется контроль специалистами центра удаленного мониторингу бурения (ЦУМБ) в офисе Заказчика и эпизодического обслуживания оборудования автоматических АПК, выездной группой специалистов технической поддержки.

Автоматический АПК включает в себя комплект датчиков и устройств, обеспечивающий получение данных о параметрах бурения в объеме, аналогичным объему станции ГТИ, удовлетворяющее всем современным требованиям информационного обеспечения процесса строительства скважин.

В состав стандартного комплекса входит:

- Система контроля параметров бурения
- Модуль геолого-геохимических исследований
- Система видеонаблюдения
- Информационно-аналитическая система
- Два оператора станции ГТИ (смена 12/12)
- Два геолога (смена 12/12) [1]

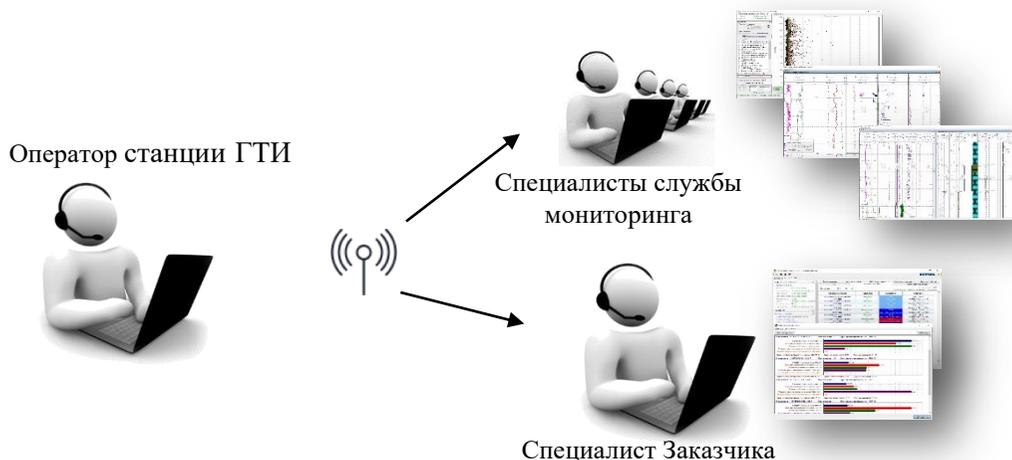


Рисунок – 1. Стандартный комплекс ГТИ

В состав автоматического комплекса ГТИ входит:

- Система контроля параметров бурения
- Модуль геолого-геохимических исследований
- Система видеонаблюдения
- Информационно-аналитическая система
- Сотрудник технической поддержки (один человек на пять объектов, с базированием на одном из объектов)
- Водитель (на пять объектов, с базированием на одном из объектов)
- Два удаленных оператора (на 3-5 объектов, в зависимости от типа и сложности работ) [1]

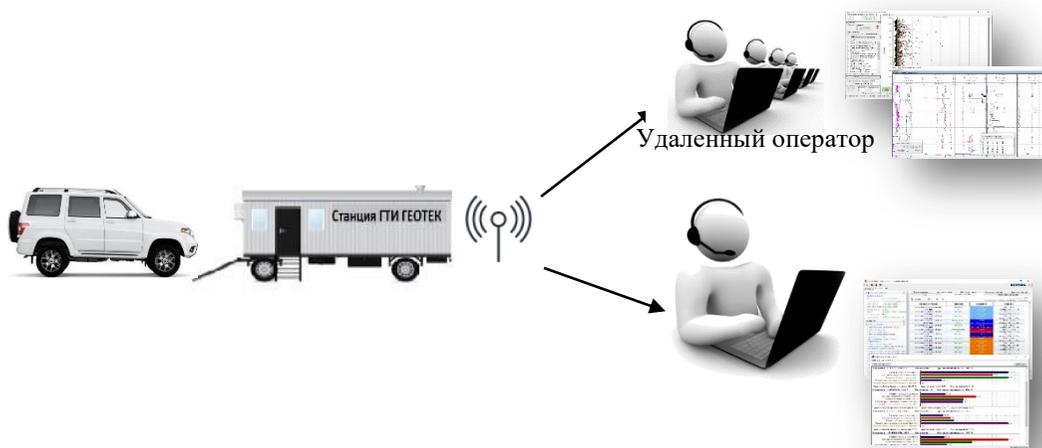


Рисунок – 2. Автоматический комплекс ГТИ

Ожидаемый эффект:

- Проверка и подтверждение технологической и экономической эффективности применения Технологии на объектах АО "Оренбургнефть".

- Проведение анализа эффективности Технологии методом сравнения достигнутых показателей со средними результатами информационного обеспечения подобных скважин АО "Оренбургнефть" в 2022 и 2023 годах.

- Определение степени участия в формировании информации о процессе бурения скважин представителями буровой компании (мастера и бурильщика), супервайзера, специалиста по буровым растворам, специалиста по наклонно-направленному бурению, специалиста центра удаленного мониторинга бурения при перераспределении функции оператора станции ГТИ, вызванном его исключением из технологии информационного обеспечения."

1.

2. Полученный эффект:

- Информационное обеспечение процесса строительства скважин с использованием новой Технологии по полноте, достоверности и представительности не уступает информационному обеспечению с использованием станций ГТИ с оператором.

- Минимизация человеческого фактора за счет сокращения специалистов, участвующих в технологии информационного обеспечения (один оператор мониторинга данных бурения вместо пяти операторов ГТИ), и повышение уровня квалификации специалиста «оперирующего» получением информации (квалификация оператора мониторинга данных выше средней квалификации операторов ГТИ) положительно сказываются на качестве формирования и использования информации и на эффективности взаимодействия с представителями Заказчика.

- Минимизация человеческого фактора снижает риски в области ОТ и ТБ.

- АПК позволяет в полной мере использовать все информационно-аналитические возможности ИАС ГЕОТЕК.

- Использование АПК решает текущую проблему дефицита квалифицированного персонала на рынке труда.

- Для успешной работы АПК ГЕОТЕК необходимо разработать регламент взаимодействия с буровым подрядчиком.

- Требуется разработать порядок ввода информации суточной отчетности в модуль «Журнал супервайзера» информационной системы «Контроль и управление строительством скважин».

- Доработка ПО автоматического комплекса ИАС «ГЕОТЕК» [2]

Новая технология является закономерным логическим развитием автоматизации процесса информационного обеспечения бурения скважин, которая осуществлялась, совместно с разработчиком аппаратно-программного обеспечения. К настоящему времени автоматизированы все процессы получения информации, составления выборок данных, формирования отчетной документации, проведения всех возможных инженерных расчетов, выявления и документирования нештатных ситуаций, оповещения о них заинтересованных пользователей системы.

Критерии применения:

Применимо на бурящихся скважинах без геологического сопровождения, после разработки порядка ввода суточной отчетности в модуль «Журнал супервайзера» информационной системы «Контроль и управление строительством скважин» персоналом из ЦУМБ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Арутюнян А.А. Автоматический комплекс АПК. 2023г.
2. Арутюнян А.А., Чальян М.С., Зизевский Р.Н. Результаты опытно-промышленных испытаний. «Автоматический комплекс сбора, анализа и обработки данных, работающих на скважине без оператора». г. Саратов, 2023.

УДК 622.24.063

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ В ИНТЕРВАЛЕ СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Д.А. Савинков, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов, И.Ю. Самойлычев

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

*email: savinkovdaniil2000@gmail.com, parfenova.samgtu@yandex.ru,
kparfenovv@mail.ru*

В данной работе исследованы проблемы, связанные с бурением в геологически сложных условиях, таких как рапопроявления и солевые отложения. Также подчеркивается важность постоянной оптимизации буровых растворов, особенно при изменениях концентрации солей в рапе, предоставляя ценные практические рекомендации для обеспечения устойчивости и эффективности бурения в условиях сульфатно-галлоидной агрессии. Полученные результаты сравнительного анализа предоставляют новые перспективы в разработке буровых растворов для бурения в солевых отложениях.

Ключевые слова: буровые растворы, солевые отложения, рапопроявления, минерализация, сульфатно-галлоидная агрессия, РУО.

В процессе бурения разведочных и эксплуатационных скважин на определенных месторождениях России возникают трудности, обусловленные наличием рапопроявляющих и поглощающих горизонтов. Интенсивные проявления соленой воды и перенасыщенных рассолами с разнообразным солевым составом (рапа) усложняют процесс бурения, особенно в регионах, где скважины планируются на основе продуктивных подсолевых отложений. Образующаяся при этом кристаллизация соли, приводящая к закупорке ствола скважины, а также повышенная насыщенность рапы сероводородом, аммиаком и углекислым газом делают процесс ликвидации указанных осложнений настолько сложным, что в большинстве случаев необходимо прибегать к ликвидации самой скважины. Рапопроявление при бурении скважин сопровождается не только уменьшением плотности бурового раствора, но также резким ухудшением структурно-реологических и фильтрационных характеристик раствора. Это ухудшение может

привести к возникновению осложнений, связанных с потерей устойчивости ствола скважины.

По причине рапопроявления в процессе бурения происходит уменьшение плотности бурового раствора. В свою очередь, это способствует уменьшению гидростатического давления на стенки ствола скважины, которое создается жидкостью. Эти изменения могут привести к тому, что ствол скважины будет сужаться, а также будут возникать прихваты и затяжки инструмента. [21, 25].

Наиболее перспективным и эффективным способом проходки рапопроявляющих горизонтов является использование специальных буровых растворов, например безглинистых [2], на нефтяной основе [18], соленасыщенных и полимер-эмульсионных утяжеленных, так как традиционные их рецептуры малопригодны, так как рапа вызывает их коагуляцию и повышает затраты на реагенты [1].

Требования к буровым растворам определяются залеганием коллекторов рапы. При изоляции рапосодержащих пластов внутренний диаметр скважины является ключевым параметром достижения необходимого бокового режима нагнетания, поэтому нельзя допускать размыва ствола скважины. Для этого необходимо использовать буровые растворы, затворённые на рапе, и расширяющиеся цементные растворы, затворённые на рассолах хлорида натрия. Кроме того, возможно использовать буферные тампоны с пластической прочностью в 2-3 раза большей динамического напряжения сдвига цементного раствора для снижения закачиваемых объемов [8].

Для применения в условиях сульфатно-галлоидной агрессии были проанализированы ингибирующие растворы [9, 13]. Выяснилось, что по отношению к сульфатной агрессии наиболее устойчивым является гидрогель алюминия, а к галлоидной – полимер-глинистый раствор с жидким стеклом и полигликолем.

При разработке рецептуры раствора нужно обращать внимание на равновесие степеней минерализации раствора и поступающего рассола. В первую очередь, необходимо, чтобы буровой раствор состоял из положительно заряженных частиц, как и рапа. Для этого предлагается исключить использование глины, полимеров (К-4, крахмала, ВПРГ, Унифлока), кальцинированной и каустической соды, а вместо них применять полиакриламид с мраморной пудрой, что успешно внедрено на месторождениях АО «Узбурнефтегаз» [12].

В большинстве методов буровой раствор для проходки в интервале солей меняют. Зачастую для этих целей готовят водный раствор хлорида натрия, который обрабатывают биополимерным реагентом, КМЦ и полиакриламидом. Однако учитывая сложные геологические особенности, для которых характерно наличие рапоносных горизонтов, такие как карбонатно-терригенные горные породы, пласты галита, разуплотненные трещиноватые горные породы, засоленные коллекторы, высокоминерализованные (0,35-0,4 кг/л) и высококислотные (рН = 2-3) пластовые воды и т.д., текущее состояние бурового раствора изменяется. С увеличением концентрации солей в рапе растворимость хлорида натрия в растворе снижаются и ухудшаются его параметры из-за воздействия солей на полимеры [10].

В растворе возрастает концентрация хлорида кальция из-за попадания в него пластовых вод из подсолевых отложений. Вследствие чего снижается растворимость введенного хлорида натрия, и частицы соли кристаллизуются. Рост притока рассола ведёт к повышению кислотности раствора, увеличивая воздействие на полимеры, что приводит к ухудшению реологических свойств бурового раствора. Если

поддерживать проектную концентрацию полимеров и искусственную минерализацию высокой ($200-260 \text{ кг/м}^3$) с помощью хлорида натрия, биополимерного реагента и КМЦ, то интенсивность растворения вымываемой породы в растворе снижается, уменьшая тем самым диффузионные и осмотические процессы, в результате воздействия которых происходит насыщение раствора нежелательными химическими элементами (хлоридом кальция) [10].

При борьбе с рапой, как правило, плотность бурового раствора начинают повышать, но это не даёт положительного результата из-за коагуляции. Существуют разработки составов утяжеленных растворов на основе шлам-лигнинов с рапой, которые обладают плотностью более 2000 кг/м^3 с высокими реологическими и фильтрационными характеристиками, а также устойчивостью к полиминеральной и сероводородной агрессиям [4].

При изливе рапы изолировать интервалом цементом не удаётся. Для этого используют специальные буровые растворы: полимер-эмульсионные утяжеленные, гидрогели, растворы на углеводородной основе (РУО), соленасыщенные на полимергуматной основе с кольматантами [24].

Растворы с кальциевыми глинами менее чувствительны к рапе, например, палыгорскит. Для снижения водоотдачи растворы эмульгируют. Кроме того, для успешной проводки растворы готовят на соответствующей рапе с добавлением КМЦ, крахмальных реагентов, декстрина, бентонита и сульфанола.

Опыт бурения нефтяных и газовых скважин в солевых отложениях свидетельствует о существенных недостатках анионно-неионных буровых растворов в связи с низкой солеустойчивостью. Из-за чего происходит перерасход стабилизаторов (понизителей фильтрации) от 3 до 10 раз и более при переходе с пресной системы на соленасыщенную. Также необходимо регулировать рН среды. Оптимальное значение $\text{pH} = 8...10$. Поддерживать рН в пределах $8...10$ при бурении в условиях температурной и полисолевой агрессии очень сложная задача [6-7, 11, 20].

Анализ теоретических исследований показывает, что практически все исследования в области разработки и совершенствования систем буровых растворов на водной основе в той или иной степени направлены на придание им свойств, присущих растворам на углеводородной основе (РУО). К таким свойствам относятся термостойкость, устойчивость к солевой агрессии, минимальное разупрочняющее действие на горные породы, смазывающие свойства, качество вскрытия продуктивных пластов, то есть свойства, являющиеся неотъемлемой характеристикой РУО и заложенные в их физико-химической природе [3, 5, 14, 16-17, 19, 22-23]. Отличительная особенность РУО от водных буровых растворов в том, что данные растворы обладают высокой поглотительной способностью и устойчивостью к воздействию сероводорода, что объясняется наличием в составе рецептур РУО гидроокиси кальция в значительном количестве. РУО совместим со всеми известными нейтрализаторами сероводорода (ЖС-7, СНУД, MnO_2 , ZnO и т. д.). Опыт практического применения РУО позволяет выявить ряд достоинств и определить область их наиболее рационального использования, способных решать различные технологические задачи, которые при использовании растворов на водной основе не могут быть решены [15].

В рамках сравнительного анализа буровых растворов для бурения в интервале солевых отложений раскрываются важные аспекты, связанные с технологическими вызовами этого процесса. Внимание уделяется необходимости балансировки состава бурового раствора, акцентируя важность учета равновесия степеней минерализации

для эффективной борьбы с рапопроявляющими и поглощающими горизонтами. Предложено исключить определенные компоненты, такие как глины и полимеры, в пользу более подходящих альтернатив, например, полиакриламида с мраморной пудрой. Далее подчеркнуты сложности, связанные с изменением состава буровых растворов в условиях сложной геологии и соленых отложений, влияющих на реологические характеристики и эффективность бурения. Проблемы, связанные с плотностью и стабильностью растворов, обозначены, выделяя важность разработки утяжеленных растворов для преодоления таких проблем. Также рассмотрены различные типы буровых растворов, подчеркивая их роль в условиях повышенной минерализации и агрессивных химических факторов. Анализ подчеркивает необходимость внимательного выбора и сравнения буровых растворов для обеспечения эффективного бурения скважин в условиях солевых отложений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аверкина, Е.В., Шакирова Э.В. Особенности приготовления буровых растворов на основе пластовой воды Знаменского месторождения // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. –2019. –№4. – С. 38-46.
2. Авторское свидетельство № 1233473 А1 СССР, МПК С09К 7/02. Безглинистый буровой раствор для промывки скважин в солевых отложениях : № 3607940/03 : заявл. 17.06.1983 : опубл. 10.04.2000 / Н. И. Крысин, Т. И. Крысина, М. Р. Мавлютов [и др.].
3. Ангелопуло О. К., Подгорнов В. М., Аваков В. З. Буровые растворы для осложненных условий. – М.: Недра, 1988. – 134 с.
4. Буглов, Е.Н. Бурение скважин в условиях сероводородной агрессии / Буглов Е.Н., Васенева Е.Г. // Вестник ИрГТУ. – 2013. – №12 (83). – С. 121-123.
5. Булатов А. И., Макаренко П. П., Проселков Ю. М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1999. – 424 с.
6. Гайдаров М.М.-Р., Киршин В.И., Кулигин А.В., Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., А.Д. Норов Катионные буровые растворы для бурения глинистых отложений // Газовая промышленность. – 2014. – № 9. – С. 114–119.
7. Гайдаров М.М.-Р., Хуббатов А.А., Гайдаров А.М, Норов А.Д., Никитин В.В., Поляков И.Г., Волков В.Е. Новые системы буровых растворов при строительстве скважин в Прикаспии // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2014. – № 4. – С. 35–44.
8. Горонович, С.Н. Генезис коллекторов рапы и условия их тампонажа при строительстве скважин в Оренбургской области / Горонович С.Н. и др. // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2007. – №6. – С.39-43.
9. Деминская, Н.Г. Анализ использования ингибирующих растворов и пути их совершенствования в условиях сульфатно-галлоидной агрессии / Деминская Н.Г. и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – №8. – С. 26-28.
10. Жернаков, В.Н. О повышении гармоничности взаимодействия бурового раствора с породами геологического разреза (на примере месторождений

- Восточной Сибири) / Жернаков В.Н., Бастриков С.Н. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – №11. – С. 47-49.
11. Златина В. Ю., Атвиновская Т. В. Анализ эффективности применения современных буровых растворов для повышения качества бурения надсолевого комплекса в структурной зоне Припятского прогиба // Современные проблемы машиноведения : сборник научных трудов : в 2 ч. Ч. 2 / Министерство образования Республики Беларусь, Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого, ПАО «ОАК» ОКБ Сухого, Таизский университет (Йеменская Республика) ; под общ. ред. А. А. Бойко. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2023. – С. 108-110.
 12. Махоматхожаев, Д.Р. Бурения скважин в соленосных отложениях АО «Узбурнефтегаз» в условиях рапопроявления // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: Издательский Дом – Юг. Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – 2018. – С. 175-180.
 13. Меньшикова А.А., Деминская Н.Г. Совершенствование технологии буровых растворов в терригенно-солевых отложениях // Научные исследования и инновации. – 2011. – Т. 5, № 2. – С. 55-57.
 14. Молканова Е. Н., Дадыка Л. А., Бородин А. М. [и др.] Термосолестойкий лигнополимерный стабилизатор растворов // Бурение и нефть. – 2008. – № 1. – С. 38-39.
 15. Парфирьев В. А., Ваганов Ю. В., Закиров Н. Н. Инвертно-эмульсионные растворы для вскрытия хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 3(141). – С. 44-53. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-3-44-53.
 16. Патент № 2655311 С1 Российская Федерация, МПК С09К 8/24. Синтетический буровой раствор : № 2017108775 : заявл. 16.03.2017 : опубл. 25.05.2018 / Р. А. Жирнов, А. В. Сутырин, А. А. Хуббатов [и др.] ; заявитель Публичное акционерное общество "Газпром".
 17. Патент № 2681009 С1 Российская Федерация, МПК С09К 8/12. Гидрогельмагнийевый буровой раствор : № 2018115250 : заявл. 24.04.2018 : опубл. 01.03.2019 / Д. В. Храбров, А. М. Гайдаров, А. А. Хуббатов ; заявитель Общество с ограниченной ответственностью "Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ".
 18. Патент № 2733590 С1 Российская Федерация, МПК С09К 8/36. Инвертно-эмульсионный буровой раствор : № 2019140635 : заявл. 10.12.2019 : опубл. 05.10.2020 / Р. П. Гресько, О. В. Шумилкина, С. В. Сенюшкин [и др.] ; заявитель Публичное акционерное общество "Газпром".
 19. Патент № 2740459 С1 Российская Федерация, МПК С09К 8/24. Термосолестойкий буровой раствор : № 2019136145 : заявл. 11.11.2019 : опубл. 14.01.2021 / А. М. Гайдаров, М. М. Р. Гайдаров, А. А. Хуббатов [и др.] ;

- заявитель Общество с ограниченной ответственностью "Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ".
20. Потапов А.Г., Гноевых А.Н., Киршин В.И. Проблемы строительства скважин на подсолевые отложения // Наука и техника в газовой промышленности. – 2010. – № 1. – С. 35–45.
 21. Сериков, Д. Ю. Особенности бурения скважин в солевых отложениях и АВПД // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 5(341). – С. 15-18. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-5(341)-15-18.
 22. Тагиров К. М., Нифантов В. И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 160 с.
 23. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: в 5 т.: учебник для студентов вузов / Под общ. ред. В. П. Овчинникова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Тюмень: ТИУ, 2017. – Т. 3 – 342 с.
 24. Фокин, Ю.В., Аверкина Е.В Анализ методов ликвидации рапопроявлений на месторождениях Восточно-Сибирской платформы // Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследований: мат. Всероссийской науч.-техн. конференции с междунар. участием «Геонауки – 2018: актуальные проблемы изучения недр», посвященной памяти профессора В.Д. Маца. – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2018. – Вып. 18. – С. 140-145.
 25. Хуббатов А. А., Гайдаров А. М., Храбров Д. В. [и др.] Применение поликатионных буровых растворов при бурении соленосных отложений в Прикаспийской впадине // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 1. – С. 33-39.

УДК 622.24:622.245.422

ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА

А.Ю. Малышев, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов, А.Н. Оваканян

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: kparfenov@mail.ru

В статье освещается актуальная проблема поглощения бурового раствора при разработке нефтяных и газовых месторождений, акцентируется внимание на ее значении для экономической эффективности, безопасности процесса бурения и охраны окружающей среды. Рассматриваются инновационные технико-технологические решения и методы, разработанные ведущими нефтегазовыми компаниями и научными институтами для предотвращения и ликвидации данной проблемы. Статья представляет собой комплексный обзор последних достижений в

области упрочнения ствола скважины, базирующийся на практическом опыте и научных исследованиях ключевых игроков отрасли.

Ключевые слова: поглощения, методы упрочнения ствола, изоляция, инновационные материалы, методы предотвращения поглощений.

В процессе разработки нефтяных и газовых месторождений, одной из ключевых и наиболее сложных задач является бурение скважин. Одним из серьезных технологических вызовов при этом является проблема поглощения бурового раствора — явление, при котором часть или весь раствор, циркулирующий в скважине, теряется в породах, окружающих ствол скважины. Поглощение бурового раствора может привести не только к значительным финансовым потерям, связанным с необходимостью восполнения утраченного объема раствора и добавления специализированных химических реагентов, но и к затягиванию сроков строительства скважины, увеличению рисков для безопасности персонала и возможному нанесению ущерба окружающей среде.

Эта проблема особенно актуализируется в условиях сложной геологии, где вероятность поглощений максимально высока из-за наличия трещиноватых, высокопроницаемых или истощенных пластов. В таких условиях обеспечение устойчивости скважины, а также предотвращение потерь бурового раствора требует от индустрии постоянного внедрения новых технологических решений и усовершенствования существующих методов.

В свете этих вызовов, ведущие нефтегазовые компании и научно-исследовательские институты активно работают над разработкой и апробацией новых материалов, технологий и методик, которые позволяли бы эффективно предупреждать и ликвидировать поглощения бурового раствора. Целью таких разработок является не только снижение экономических и операционных рисков, но и повышение общей безопасности процесса бурения, защита окружающей среды и, в конечном итоге, обеспечение более высокой эффективности освоения месторождений.

В данной статье представлен обзор основных проблем, связанных с поглощением бурового раствора. Были описаны продукты и услуги, разработанные компаниями для решения этих проблем, проанализированы методы упрочнения ствола скважины и проведен обзор последних достижений в этой области. Обзор основан на практическом опыте и научных исследованиях ведущих игроков нефтегазовой отрасли.

Ведущие нефтяные компании сталкиваются с различными проблемами, связанными с поглощением бурового раствора. Это включает потерю стабильности ствола скважины, возникновение дифференциальных прихватов, увеличение материальных и временных затрат на строительство, а также риски для экологии и безопасности персонала.

Различные компании в нефтегазовой отрасли разработали уникальные продукты и услуги для борьбы с поглощениями бурового раствора, используя передовые технологии и инновационные материалы. Например:

1. Halliburton предлагает комплексные решения, включая мультимодальные материалы, которые сочетают различные типы кольматантов (волокно, губчатый материал, набухающий полимер, упругие частицы, слоистые материалы). Эти

материалы позволяют уменьшить потери раствора, упрощают логистику и сокращают время на подготовку к вводу [1].

2. National Oilwell Varco (NOV) разработала циркуляционные переводники многофазного действия MOCS, которые позволяют эффективно контролировать потери циркуляции, сокращая непроизводительное время и затраты, связанные с борьбой с поглощением [1].

3. Weatherford акцентирует внимание на технологиях бурения на хвостовике и обсадной колонне, которые позволяют снизить риски, связанные с поглощением, за счет упрощения процесса строительства скважины и сокращения времени бурения [2].

4. ООО "Таргин Бурение" предлагает изолирующие смеси на водной и углеводородной основе, которые способствуют ликвидации поглощений и обеспечивают надежное крепление скважины [1].

5. ПАО «Татнефть» внедрила использование облегченных тампонажных растворов с добавками, такими как гранулы из стекловолокна, что позволяет снизить риски возникновения осложнений при минимизации затрат на ликвидацию зон поглощений [3].

Методы упрочнения ствола скважины направлены на обеспечение его целостности и предотвращение потери циркуляции бурового раствора. Они включают стратегии изменения напряжений вокруг ствола, минимизацию поглощения флюидов и использование специализированных твердых частиц в буровом растворе [4].

Упрочнение ствола скважины — это комплекс мер, направленных на повышение его устойчивости к давлению и предотвращение потерь бурового раствора [5]. Основные методы включают:

- Изоляцию вершин трещин и механическое увеличение давления для предотвращения их расширения, что способствует увеличению кольцевого напряжения и повышает устойчивость призабойной зоны.
- Контроль напряжения, вызывающего закрытие трещин, через заполнение и изоляцию трещин, увеличивая тем самым напряжения в призабойной зоне и предотвращая потерю циркуляции.
- Физическая изоляция ствола скважины от давления в скважине, что предотвращает поглощение бурового раствора.

Эти методы реализуются через добавление специально разработанных твердых частиц в буровой раствор, которые эффективно предотвращают потери раствора и способствуют стабилизации ствола скважины [4].

Глубинное рассмотрение разнообразных подходов к укреплению ствола скважин выявляет фундаментальные отличия между ними. Ввиду того, что непосредственное наблюдение за процессами внутри трещин при их обработке невозможно, эксперты отрасли так и не пришли к общему мнению о доминирующем механизме укрепления.

Отсутствие консенсуса в данном вопросе стимулировало инициацию ряда отраслевых проектов, направленных на изучение базовых принципов заполнения

трещин, разработку технических решений и установление стандартов исследований для укрепления стволов скважин.

Инициативу в запуске первого такого масштабного проекта предприняла компания Shell E&P Company, а на сегодняшний день его координацией занимается компания M-I SWACO, входящая в состав Schlumberger [6-7]. Первый отраслевой проект под эгидой M-I SWACO был реализован в период с 2004 по 2006 годы с участием таких гигантов, как Shell, BP, ConocoPhillips, Chevron и Statoil [8]. Главная цель проекта заключалась в выявлении оптимального лабораторного метода для моделирования трещин, который бы обеспечивал получение повторяемых результатов. Результаты эксперимента, представляющего модель образования трещин, были подвергнуты тестированию с использованием специализированного оборудования для отбора материалов, способствующих укреплению ствола скважины и борьбе с потерями раствора. В ходе исследования были идентифицированы такие подходящие материалы, как мрамор, графит, нефтяной кокс, арахисовая скорлупа, а также эксклюзивные смеси целлюлозных частиц.

Второй проект с участием дополнительного круга компаний был запущен в период с 2007 по 2010 год и целился в выявлении, на основе лабораторных испытаний, ключевых различий между методами укрепления ствола скважины. Основной акцент был сделан на сопоставлении способов заполнения трещин у их устья и вдоль всей их длины, подборе размера частиц в соответствии с шириной трещины и оценке их рабочих характеристик в зависимости от типа и количества добавляемого материала [8].

Третий крупный проект, озаглавленный как Соглашение о совместных исследованиях III, стартовал в декабре 2010 года. Его миссия заключалась в разработке методик предотвращения потерь циркуляции для крайне сложных условий на забое, а также для скважин, расположенных в районах с высокой ценностью исследований [8].

Большое количество операторов вносят вклад в финансирование исследовательских проектов, направленных на поиск эффективных методов противодействия потерям циркуляции, стремясь к укреплению стенок скважин. В современных условиях, когда нефтегазовая индустрия стремится удовлетворить возрастающие глобальные энергетические потребности за счет освоения всё более дорогостоящих и нетрадиционных источников углеводородов, активное внедрение технологий укрепления стволов скважин для увеличения эффективности бурения выходит на передний план.

ЛИТЕРАТУРА

1. Технология за Круглым Столом: Поглощения бурового раствора (3 сентября 2016 г.). – URL: <https://www.rogtecmagazine.com/технология-за-круглым-столом-поглоще/?lang=ru> (дата обращения: 15.04.2024).
2. Фаткулин С.А., Гумич Д.П., Забуга С.В., Каримов Д.Л., Чутчев Э.В. "Второе дыхание" технологии бурения на обсадной колонне // Бурение и нефть. – 2019. – № 4. – С. 30-34.
3. ТатНИПИнефть испытывает в Татнефти технологию применения стекловолокна при строительстве сложных скважин (17 мая 2018 г.). – URL: <https://neftegaz.ru/news/Oborudovanie/201480-tatnipineft-ispytyvaet-v-tatnefti->

tehnologiyu-primeneniya-steklovolokna-pri-stroitelstve-slozhnykh/ (дата обращения: 15.04.2024).

4. Козлов Д.Е., Минаев К.М. Повышение устойчивости ствола скважины для предупреждения и ликвидации поглощения бурового раствора // Современные проблемы гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии Евразии : Материалы Всероссийской конференции с международным участием с элементами научной школы, Томск, 23–27 ноября 2015 года / Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2015. – С. 604-610.
5. Фаттахов М.М., Белоусов А.О., Янусов О.А., Шаляпин Д.В., Кузнецов В.А., Каракаев Р.Ш., Петров А.О. Комплекс решений по повышению качества подготовки ствола скважины перед цементированием // Бурение и нефть. – 2023. – № 4. – С. 26-33.
6. M-I SWACO Technical Service Group: “Chapter 1: Fundamentals of Lost Circulation,” Houston: M-I SWACO, Prevention and Control of Lost Circulation(March 17, 2011): 1:1–7.
7. M-I SWACO Technical Service Group: “Chapter 7: Wellbore Strengthening Solutions,” Houston: M-I SWACO, Prevention and Control of Lost Circulation (March 17, 2011): 7:1–7.
8. Джон Кук, Фред Гроукок, Цюань Го, Майк Ходдер, Эрик Ван Орт Повышение устойчивости ствола скважины для предупреждения и ликвидации поглощения бурового раствора. – Нефтегазовое обозрение, зима 2011—2012, том 23, No 4.

УДК 622.276

ЦИФРОВОЕ БУРЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ

К.В. Парфенов, А.Н. Овакянн

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: kparfenov@mail.ru

Статья освещает революционное влияние цифровых технологий на нефтегазовую отрасль, подчеркивая их роль в повышении эффективности, безопасности и экологичности процессов бурения. Акцентируется внимание на преимуществах цифрового бурения перед традиционными методами, а также рассматриваются вызовы и перспективы интеграции новейших технологий, таких как искусственный интеллект и автоматизация, в процессе разведки и добычи полезных ископаемых. Описывается роль отечественных разработок в снижении затрат и улучшении производственных показателей, открывая новые горизонты для инноваций и устойчивого развития в критически важной сфере.

Ключевые слова: искусственный интеллект, цифровое бурение, анализ больших данных, инновационные технологии, промышленная автоматизация, производственная безопасность.

В последние годы сфера разведки и добычи полезных ископаемых столкнулась с рядом вызовов, включая повышение сложности добываемых ресурсов, увеличение экологических требований и необходимость сокращения затрат. В этом контексте цифровое бурение представляет собой прорывную технологию, обещающую кардинально изменить отрасль, предлагая новые возможности для повышения эффективности, безопасности и экологичности процессов. Эта статья посвящена обзору основных аспектов цифрового бурения, включая его ключевые технологии, принципы работы и перспективы применения в различных условиях. Особое внимание уделяется анализу потенциальных преимуществ этой инновационной практики перед традиционными методами бурения, а также рассмотрению вызовов и проблем, с которыми может столкнуться отрасль на пути внедрения цифровых технологий. Введение в тему цифрового бурения представляет собой первый шаг к глубокому пониманию его влияния на будущее разведки и добычи полезных ископаемых, открывая новые горизонты для инноваций и устойчивого развития в этой важной сфере.

Бурение скважин представляет собой затратный процесс, играющий ключевую роль в определении стоимости нефтедобычи. С течением времени этот процесс усложняется и дорожает: для эффективной эксплуатации запасов, сложных в извлечении, требуется создание многофункциональных, передовых скважин. Улучшение эффективности бурения обеспечивается благодаря применению технологий Индустрии 4.0 – анализ больших данных, интернет вещей, искусственного интеллекта. Эти инновации находят отражение в ряде соответствующих цифровых инициатив. Ответственные отечественные производители давно сосредоточены на повышении эффективности бурения, внедряя управленческие и технические проекты, о которых «Сибирская нефть» уже упоминала: проект «Технический предел», Центр управления бурением, разработку передовых буровых установок для российского рынка и прочее. Внимание к этому аспекту объясняется недостаточной развитостью отечественного рынка нефтесервиса. Отсутствие активной конкуренции ведет к тому, что игроки рынка задерживают вложения значительных средств в развитие и избегают сопутствующих рисков. Следовательно, внедрение инновационных технологий зачастую становится инициативой самих нефтедобывающих организаций [1].

В одном из ведущих российских предприятий процесс проектирования и строительства скважин уже в значительной степени перешел в цифровое пространство. Размещение скважин, их путь и конструкция, а также отдельные этапы работы (спуск обсадных колонн, цементирование ствола и др.) теперь моделируются при помощи специализированных компьютерных программ. Эти инструменты предоставляют возможность прогнозировать будущую продуктивность пласта и выбирать наилучшие методы для ее реализации.

В ходе бурения из скважины получается обширный поток информации: данные от датчиков геологических и технологических исследований (ГТИ), сведения о каротаже в процессе бурения, показания телеметрии наклонно направленного бурения, реологические свойства бурового раствора и т.д. Этот массив данных по

каждой скважине направляется в Центр управления бурением (ЦУБ) «Геонавигатор», где его основная функция – максимизировать эффективность использования собранных сведений для поддержки и надзора за строительством скважин.

Дополнительная установка датчиков на буровые установки представляет собой критически важную задачу, которую компания активно осуществляет в кооперации с буровыми подрядчиками. Частой причиной задержек является поломка оборудования. Датчики предоставляют возможность мониторинга износа, предупреждения поломок и уменьшения простоев благодаря своевременному обслуживанию.

Несмотря на неизбежное повышение тарифов буровых компаний, использующих новейшее технологическое оборудование, данная российская компания поддерживает такой прогресс в секторе бурения. Изменения, способствующие увеличению скорости бурения и минимизации простоев, могут в итоге сделать конечную стоимость скважины более выгодной, а нефть и доходы от ее продажи можно будет получить быстрее.

В будущем ожидается полная автоматизация буровых процессов и внедрение систем, основанных на искусственном интеллекте, что позволит осуществлять дистанционное управление буровыми установками и создаст предпосылки для функционирования так называемых автономных буровых [1].

В нефтегазовой отрасли компании - системному интегратору требовалось создать современный пульт бурильщика, включающий в себя панели наблюдения и пульта управления процессами бурения. Данное решение призвано повысить эффективность работы бурильщиков и создать для них более комфортные условия.

В прежнем исполнении использовалась система, основанная на четырех экранах, демонстрирующих разнообразные аспекты бурового процесса. В центре управления системой, находящимся на расстоянии около 100 метров от пульта бурильщика, располагались промышленные компьютеры. При подключении компьютеров к пульту бурильщика, возникала проблема в виде помех. Причиной этого служила кабельная система VGA, которая соединяла компьютеры с дисплеями пульта. Это делало систему ненадежной и подверженной рискам безопасности данных, что не соответствовало требованиям заказчика. Кроме того, характеристики используемых дисплеев и вычислительных устройств были недостаточны для внедрения желаемой компанией цифровой системы мониторинга и управления бурением.

В свете этих вызовов было решено прибегнуть к компактному, экономически выгодному варианту, который обеспечил бы создание интегрированной высокопроизводительной цифровой системы [2].

Требования к системе

- Панельные компьютеры взамен использовавшихся существующих ПК и дисплеев.
- Использование устройств с высокопроизводительным процессором и более чувствительным сенсорным экраном.
- Использование шлюзов PROFIBUS в Ethernet для подключения PLC и компьютеров, что обеспечит беспрепятственную передачу данных.
- Соответствие оборудование стандартам Class 1 Division 2 ATEX и IECEx, поддержка расширенного диапазона рабочих температур.

Рисунок 1 – Требования к системе

На протяжении длительного времени компания «МОХА» активно взаимодействует с представителями нефтегазовой отрасли по всему миру, предлагая им свои передовые технологические решения. В арсенале компании - обширный ассортимент защищенных промышленных аппаратов, разработанных для функционирования в экстремальных условиях. Это позволяет клиентам подобрать оборудование, идеально соответствующее спецификам их проектов.

В стремлении повысить производительность системы и уменьшить общие затраты на ее владение, заказчик произвел модернизацию бурового пульта, заменив устаревшие компьютеры на два панельных компьютера МОХА с тачскрином последнего поколения. Также были обновлены мониторы до промышленного класса. Вместо использования VGA-кабелей для соединения компьютеров и мониторов, внедрение панельных ПК непосредственно на пульте облегчило управление оператором.

Прежнее решение сталкивалось с трудностями, связанными с металлическими рамами на дисплеях, которые уменьшали чувствительность тачскрина. Новые панельные компьютеры оснащены процессорами последнего поколения и более чувствительными тачскринами, значительно улучшая эффективность и удобство работы операторов.

Другой целью при обновлении системы было достижение совместимости протоколов. Совершенствованные устройства (рис. 2) успешно решают задачу конвертации сигналов для PLC-устройств, работающих по протоколу PROFINET, упрощая интеграцию PLC с компьютерами. Адаптация промышленных коммутаторов в системе также способствует надежной передаче данных к контрольному пульта [2].



Рисунок 2 – Пульт оператора–бурильщика нового поколения [3]

В итоге, внедрение данной системы позволило компании значительно улучшить производительность работы бурового пульта, который был значимо оптимизирован, причем обновление было осуществлено без необходимости значительных финансовых вложений.

Преимущества передовых технологий:

1. Целенаправленные решения для нефтегазового сектора.
2. Уменьшение общих расходов на эксплуатацию бурового оборудования.
3. Обширная линейка продукции, в том числе устройства, получившие сертификацию по стандартам C1D2 / ATEX Zone 2.

Применение цифровых технологий в бурении становится особенно результативным при создании комплексных скважин с длинными горизонтальными участками, повышая эффективность процесса в несколько раз. Важно подчеркнуть, что стоимость внедрения таких технологий снижается благодаря применению отечественных инноваций и техники.

Новые технологии в области бурения еще не были до конца изучены и внедрены в производство, поэтому для того чтобы получить максимальную эффективность, необходимо пройти вторую фазу испытаний. У экспертов есть планы по подтверждению результатов, которые они получили ранее. В будущем, буровые бригады будут использовать технологии на мобильных буровых установках и на буровых эшелонного типа.

В компании разработана стратегия распространения успешно апробированных решений по своим активам на основе заметного положительного эффекта от проекта «Цифровая буровая». В данный момент ведется работа над стратегией цифровизации буровых установок различных типов с уникальным набором функций и роботизированными элементами, что даст возможность сократить время на строительство скважин, снизить вероятность ошибок, добиться выполнения более амбициозных задач и улучшить показатели производственной безопасности. Отдельным направлением станет интеграция автоматизированной системы для

анализа и сбора данных от «умной» буровой с существующей системой ЦУБ «ГеоНавигатор», отвечающей за возведение передовых скважин компании.

Будущее нефтегазовой отрасли неизбежно связано с цифровизацией, которая уже начинает преобразовать традиционные методы работы. Этот процесс не только укрепит позиции компаний на рынке за счет повышения эффективности и снижения затрат, но и значительно улучшит экологическую безопасность и устойчивость производственных процессов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Эпштейн В.Е., Спектор С.Я., Порожский К.П. Новые технологии и основные пути совершенствования действующих буровых установок. – УГГУ 2011. – 30 с.
2. Сотникова Е.А., Иванова О.А., Родькина А.В. Перспективные буровые установки для освоения шельфа морей России. – СГУ 2020. 2017 – 137 с.
3. Современный пульт бурильщика - высокопроизводительная цифровая система управления и мониторинга – URL: https://axiomtek.pro/projects/postroenie_sovremennogo_pulta_burilshchika/ (дата обращения: 15.04.2024).

УДК 622.244.4

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ANOVA АНАЛИЗА ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ПРОЦЕССОВ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

С.Н. Парфенова, Д.В. Праведно, А.В. Каймаков, К.В. Парфенов

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

email: parfenova.samgtu@yandex.ru, kparfenovv@mail.ru

В статье обсуждается роль и обоснование применения методов анализа статистических дисперсий (ANOVA) в задачах моделирования строительства скважин. Авторы исследуют методы статистического анализа данных, применяемые для оценки и оптимизации процессов, связанных со строительством скважин, с использованием ANOVA-алгоритмов. В статье рассматриваются особенности данного метода перед другими статистическими подходами и предлагаются практические рекомендации по его эффективному применению в инженерной практике. Авторами также проводится анализ примеров из отраслевой практики для подтверждения применимости ANOVA в контексте моделирования строительства скважин.

Ключевые слова: математическое моделирование, статистический анализ, дисперсионный анализ, промывка скважины, цементирование скважины.

Процесс строительства скважин сопровождается значительным объемом статистических данных, включая информацию о геологических характеристиках месторождения, технических параметрах буровых работ, экономических

показателях и других параметрах. Анализируется роль статистических данных в оптимизации процесса строительства скважин и обсуждаются методы их сбора и обработки с использованием современных статистических подходов. Подчеркивается необходимость правильной интерпретации этих данных для принятия обоснованных инженерных решений и оптимизации производственных процессов в нефтегазовой отрасли. Адекватная и реальная информация представляет интерес для специалистов в области строительства скважин чтобы выделить значимые факторы процессов бурения и разработать методы их управления.

Авторами монографий и учебных пособий [1,2,3] обсуждается необходимость применения статистического анализа в процессах бурения. Статистические методы играют ключевую роль в анализе данных, связанных с геологическими характеристиками месторождений, техническими параметрами буровых работ и эффективностью производственных процессов. Основываясь на данных, собранных на протяжении многих лет, индустрия бурения стремится к оптимизации процессов и повышению производительности. В этом контексте статистический анализ позволяет выявить тренды и факторы, влияющие на успешность буровых работ. На основе этих аналитических выводов компании могут принимать обоснованные решения, направленные на улучшение качества и эффективности работы скважинных объектов. В работе [1] автором описываются основы статистических методов анализа в разведочном бурении. Рассматривается основная терминология приводятся примеры методов статистического моделирования и обработки информации о проходке на долото, параметров горных пород, технологических параметров бурения скважин. Автором работы [2] достаточно подробно рассмотрены способы и методы статистической обработки информации с уклоном к обучению специалистов нефтегазового дела. Пособие [2] является качественным изложением статистических методов для будущих специалистов нефтегазовой отрасли. В работе [3] изложены основные статистические методы, применяемые в лабораторных и промысловых исследованиях при обработке и анализе числовых результатов наблюдений, дан необходимый минимум сведений из общей теории наблюдений и теории вероятностей. Рассмотрены вопросы, возникающие при оценке параметров распределений исследуемых показателей, сравнении и анализе серий наблюдений. Приведены методы дисперсионного, корреляционного и регрессионного анализа, а также планирования экспериментов и распознавания образов. Предложены конкретные примеры, разъясняющие теоретический материал и позволяющие оценить и использовать рассматриваемый метод анализа.

Одним из эффективных методов статистического анализа является метод дисперсионного анализа [4]. Метод дисперсионного анализа (ANOVA) в контексте строительства скважин имеет важное значение для анализа вариации в данных, связанных с этапами бурения и другими процессами строительства скважин. ANOVA позволяет определить, есть ли статистически значимые различия между средними значениями нескольких групп данных. При строительстве скважин это может включать в себя сравнение производительности различных буровых участков, оценку влияния различных технологических параметров на скорость бурения, анализ эффективности различных типов оборудования и так далее. Если обобщить

алгоритм проведения дисперсионного анализа, то можно его представить описанием следующих этапов:

1. Подготовка данных. Сбор репрезентативных промысловых данных, связанных с исследованием.
2. Формулирование гипотез. Обоснование нулевой и альтернативной гипотезы. Нулевая гипотеза предполагает отсутствие различий между группами, а альтернативная - наличие различий.
3. Разделение данных на группы. Разделение обрабатываемых данных на группы в соответствии с категориями сравнения и репрезентативностью.
4. Вычисление средних значений. Для каждой группы вычисляется среднее значение.
5. Вычисление выборочных характеристик: общей средней, сумм квадратов отклонений каждого значения от общего среднего, а также сумм квадратов отклонений средних значений групп от общего среднего.
6. Вычисление степеней свободы. Определение количества степеней свободы для каждой исследуемой переменной и для ошибки.
7. Вычисление значения критерия Фишера-F. Расчет значений F-критерия, делая отношение межгруппового среднеквадратического отклонения к внутригрупповому среднеквадратическому отклонению.
8. Проверка статистической значимости. Сравнение полученное значение F с критическим значением для выбранного уровня значимости. Если полученное значение F больше критического, то отвергается нулевая гипотеза.
9. Интерпретация результатов.

Эффективным примером применения ANOVA-анализа является «Программа по определению влияния литологии разреза на качество сцепления цементного камня» [5]. Программа предназначена для проведения статистического анализа влияния литологии разреза на качество крепления цементного камня. Программа может использоваться научно-исследовательскими лабораториями, производственными предприятиями и образовательными учреждениями с целью оценки и разработки методов повышения качества цементирования скважин. Функциональные возможности программы позволяют обрабатывать таблицу входных данных в том числе акустической цементометрии. Вычисляется средневзвешенная оценка качества цементирования и методами дисперсионного анализа даётся статистическая оценка влияния литологии на качество крепления по критерию Фишера.

Перспективными задачами к применению дисперсионного анализа могут быть исследования качества вскрытия продуктивных пластов в зависимости от параметров бурового раствора [6] и задачи качества промывки скважин [7,8]. Таким образом, применение дисперсионного анализа ANOVA позволяет инженерам и специалистам по бурению выявить факторы, которые могут влиять на процесс строительства скважин, а также определить, какие из этих факторов имеют статистически значимое влияние. Это помогает оптимизировать процессы бурения, улучшить качество и ускорить выполнение работ. Кроме того, ANOVA может использоваться для выявления необходимости внесения изменений в методы работы

или в выбор используемого оборудования с целью повышения эффективности и снижения издержек. Таким образом, метод дисперсионного анализа является мощным инструментом для оптимизации процессов и повышения производительности в области строительства скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Цивинский, Д.Н. Применение статистического метода анализа в нефтегазовом деле: Учеб. пособ./Д.Н.Цивинский. - 2-е изд., испр. и доп. - Самара: Самар, гос. техн. ун-т, 2014. - 377 с.
2. Ганджумян, Р.А. Математическая статистика в разведочном бурении: Справочное пособие/ Р.А. Ганджумян. – М.: Недра, 1990. - 218с.
3. Аветисов, А.Г. Методы прикладной математики в инженерном деле при строительстве нефтяных и газовых скважин/ А.Г. Аветисов, А.И. Булатов, С.А. Шаманов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 239 с.
4. Цивинский Д.Н., Применение метода дисперсионного анализа в нефтегазовом деле: Метод. указ. к лаб. Практикуму, / Д.Н. Цивинский; Самар. гос. техн. ун-т; Самара, 2005, 39 с.
5. Никитин, В.И. Программа по определению влияния литологии разреза на качество сцепления цементного камня/ В.И. Никитин, В.В. Живаева, Д.Р. - Камаев Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2023665768, 20.07.2023. Заявка № 2023664241 от 30.06.2023.
6. Никитин В.И. Математическое моделирование проникновения фильтра буровой промывочной жидкости в призабойную зону пласта с учетом вязкопластичных свойств нефти // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 3. – С. 130-137.
7. Никитин, В.И. Моделирование выноса частиц шлама на участке горизонтальной скважины в программном комплексе Ansys Fluent с учетом вращения бурильной колонны и параметров реологической модели Гершеля-Балкли / Никитин В.И., Бурахин Н.Д. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2023. № 2 (362). С. 32-36.
8. Никитин, В.И. Анализ решения задачи о нахождении распределения скоростей при ламинарном движении нелинейно-вязкой промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины // Записки Горного института. 2022. Том 258. С. 964-975. doi:10.31897/PMI.2022.93

УДК 622.24.062 : 622.24.063.2

**ВЫПОЛНЕНИЕ РАСЧЕТОВ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА
СКВАЖИН В ПК «РН-БУРОВЫЕ РАСЧЕТЫ»**

*П.Ю. Спиридонов^{1,2}, В.В. Живаева¹ к.т.н., В.А. Капитонов^{1,2} к.т.н.,
М.В. Петров^{1,2}, М.Е. Коваль^{1,2}*

¹*ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия*

²*ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия*

E-mail : SpiridonovPYu@samnipi.rosneft.ru, bngssamgtu@mail.ru, neo-phis@mail.ru

Аннотация. В настоящее время, когда вопрос импортозамещения в Российской Федерации стоит очень остро, ПАО «НК «Роснефть» последовательно выводит на рынок программное обеспечение (ПО) собственной разработки для проведения расчётов в области геологии, бурения, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Одним из важных направлений деятельности ПАО «НК «Роснефть» является повышение эффективности бурения, в связи с чем разработка собственного ПО является существенным рывком в данном направлении.

На сегодняшний день основными программами, применяемыми для расчетов при строительстве скважин являются зарубежные программные комплексы. Поэтому перед ООО «РН-БашНИПИнефть» была поставлена задача создать отечественное ПО для построения профилей скважин, расчета технологических процессов бурения и цементирования скважин не уступающее по качеству и точности расчетов зарубежным аналогам. В настоящее время разработанный программный комплекс «РН-Буровые расчеты» (далее ПК «РН-БР») проходит стадию тестирования. Сотрудники и аспиранты ФГБОУ ВО «СамГТУ» и эксперты ООО «СамараНИПИнефть» принимают в этом активное участие. Следует отметить хорошо организованную обратную связь и оперативную работу со стороны разработчиков по сопровождению программного обеспечения (ПО).

Немаловажным является, что переход на отечественные программы обеспечивает ощутимое снижение стоимости, по сравнению с использованием лицензий альтернативного зарубежного ПО. Так же отечественные программы имеют преимущества в организационном плане и перспективы для дальнейшего совершенствования ПО в технологическом аспекте.

Ключевые слова: программный комплекс, программное обеспечение, инженерные расчёты, профиль скважины, гидравлические расчёты, цементирование скважин, проектирование скважин, строительство скважин

Original article

**PERFORMING CALCULATIONS FOR THE DESIGN OF WELL
CONSTRUCTION IN THE PC "PH-DRILLING CALCULATIONS"**

P. Yu. Spiridonov^{1,2}, V. V. Zhivaeva¹ candidate of technical sciences, V. A. Kapitonov^{1,2}
candidate of technical sciences, M. V. Petrov^{1,2}.

¹*Samara State Technical University, Samara, Russia*

²*SamaraNIPIneft LLC, Samara, Russia*

E-mail : SpiridonovPYu@samnipi.rosneft.ru, bngssamgtu@mail.ru, neo-phis@mail.ru

Annotation. Currently, when the issue of import substitution is very acute, the public joint stock company Rosneft has a need to create domestic software for calculations in the field of geology, drilling, development and operation of oil and gas fields. One of the important activities of Rosneft Public Joint Stock Company is to increase drilling efficiency, and therefore the development of proprietary software is a significant breakthrough in this direction.

To date, the main programs used for calculations during the construction of wells are foreign software complexes. Therefore, LLC RN-BashNIPIneft was tasked with creating domestic software for building well profiles, calculating technological processes for drilling and cementing wells that are not inferior in quality and accuracy of calculations to foreign analogues. Currently, the developed software package "RN-Drilling calculations" (hereinafter PC "RN-BR") is undergoing testing. Employees and postgraduates of the Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "SamSTU" and experts of SamaraNIPIneft LLC take an active part in this. It is worth noting the well-organized feedback and prompt work on the part of developers to maintain the software (software).

It is important that the transition to domestic programs provides a significant reduction in cost, compared with the use of licenses of alternative foreign software. Also, domestic programs have advantages in organizational terms and prospects for further improvement of software in the technological aspect.

Keywords: software package, software, engineering calculations, well profile, hydraulic calculations, well cementing, well design, well construction.

Подготовка проектной и рабочей документации на строительство скважин сопровождается большим количеством расчётов, связанных: с построением профиля скважины, имитацией промывки при бурении и получения всех необходимых данных, выполнение расчетов образуемых различных сил, напряжений и моментов при бурении, эмитацией процесса цементирования скважины и т.д.

Данные расчеты помогают инженеру корректно выбрать конструкцию скважины, подобрать оптимальные параметры бурового раствора и режимы бурения, выбрать бурильный инструмент и компоновку низа бурильной колонны с наиболее подходящими характеристиками, выбрать наилучший вариант цементирования скважины.

Разработанный программный комплекс «РН-Буровые расчеты» (далее ПК «РН-БР») включает возможности построения траекторий скважин от простых

профилей наклонно-направленных скважин в двухмерном пространстве S и J типов, до сложных горизонтальных скважин с разворотом по азимуту, многозабойных и многоствольных скважин и боковых стволов. Также, как и ведущие зарубежные ПО ПК «РН-БР» позволяет вести проектирование кустового бурения, бурения с искусственных морских сооружений и платформ. Программа включает инструментарий для проведения полноценного анализа рисков пересечений с соседними скважинами, используя современную базу геофизических приборов и телеметрии, согласно ISCWSA (международный промышленный комитет по точности измерений приборов в скважинах). [1]

В ПК «РН-БР» проведение технической оценки бурения выполняется в том же модуле, где осуществляется расчет траектории, что очень удобно. Техническая оценка возможности бурения скважины проводится как расчет максимально возможных осевых и скручивающих нагрузок во время бурения, которые сравниваются с техническими пределами выбираемого оборудования. Также возможна оценка рисков усталостного износа, действия боковых сил, напряжений при различных операциях и определении тенденции КНБК (прогноз направления КНБК по азимуту и зенитному углу) при бурении. Планируется добавить расчеты по определению места прихвата и работе яса (расчет наиболее эффективного положения яса в БК).

При выполнении проектов на строительство скважин также выполняются гидравлические расчеты, входящие в раздел по буровым растворам, а так же которые могут быть использованы в иных экспертных целях. Результаты расчётов в ПК «РН-БР» выводятся в виде графиков, диаграмм: давление циркуляции по глубине в БК и затрубном пространстве, скорость потока, эквивалентная циркуляционная плотность, высота шламовой подушки по глубине, концентрация шлама по глубине, потери давления на долоте, мощность долота/площадь, ударная сила долота, скорость истечения жидкости из насадок долота, критический расход насоса (расход для полного выноса выбуренной породы), режим течения, теплоперенос (температурная модель), потери давления в бурильной трубе и элементах КНБК, потери давления в затрубном пространстве[1]. Данный перечень на этом не заканчивается и будет расширяться.

Непосредственно в ФГБОУ ВО «СамГТУ» [2] и ООО «СамараНИПИнефть» протестированы расчеты на некоторых различных по исходным данным скважинах. Отмечена хорошая сходимость по ряду параметров в сравнение с зарубежным ПО WellPlan, которое пользуется популярностью, отличается богатым функционалом и неоднократно подтвержденными корректностью результаты расчетов при разных «дизайнах» скважин в сравнении с фактическим процессом бурения скважин. Так же есть расхождения в небольшом количестве выходных параметров, связанные с иной методикой расчета. Соответственно данные методики требуют доработки или научного исследования.

Рассмотрим примеры базового гидравлического расчета. График распределения давления циркуляции по стволу скважины приведён на рис. 1. Данный график показывает общее давление, требуемое для прокачки бурового раствора по системе циркуляции, и распределение давления по стволу в бурильной колонне, элементах КНБК и затрубном пространстве с учетом влияния задаваемых исходных данных. На основе данного расчёта выбираются буровые насосы, обладающие требуемыми техническими характеристиками; корректируются

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

размеры, параметры бурильного инструмента и элементов КНБК. Строится круговая диаграммы потери давления в бурильной трубе, элементах КНБК и диаграмма потери давления в затрубном пространстве (рис. 2). Они помогают детально увидеть ситуацию и дифференцировать вклад каждого компонента бурильной колонны.

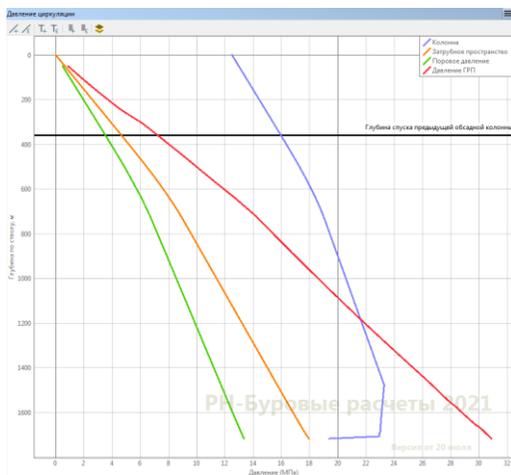


Рисунок 1 – Давление циркуляции по глубине

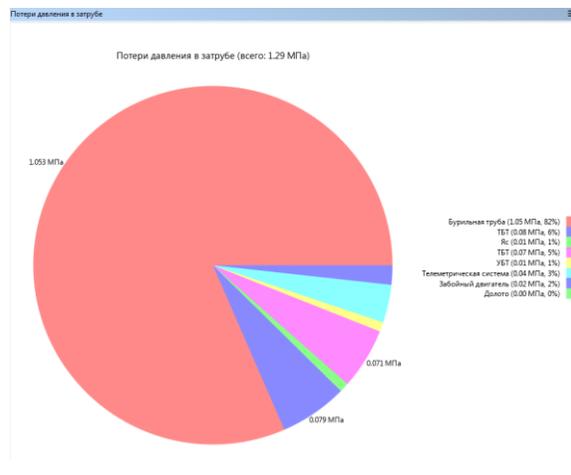


Рисунок 2 – Потери давления в затрубном пространстве

Результаты расчета распределения эквивалентной циркуляционной плотности приведены на рис. 3. График отражает распределение плотности раствора при циркуляции с учетом потерь давления на трение и выноса взвешенной выбуренной породы. Данный график помогает оценить и предотвратить риски возникновения газонефтеводопроявления (ГНВП) или поглощения бурового раствора, которые могут привести к гибели персонала и высоким экономическим затратам.

График с расходом бурового насоса для полного выноса выбуренной породы показывает, при каком минимальном расходе будет выполняться полный вынос выбуренной породы на поверхность по глубине скважины. Исходя из данного расчета, в том числе, выбирается диапазон режимного расхода буровой промывочной жидкости. В случае невозможности создать требуемый расход, по различным причинам, выполняются расчеты концентрации шлама по глубине и высоте шламовой подушки по глубине (рис. 4), чтобы оценить возможность бурения в таких условиях и разработать необходимые мероприятия по улучшению выноса выбуренной горной породы. Перечисленные расчеты помогают избежать риски, связанные с образованием шламовых скоплений по стволу скважины. [3]

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

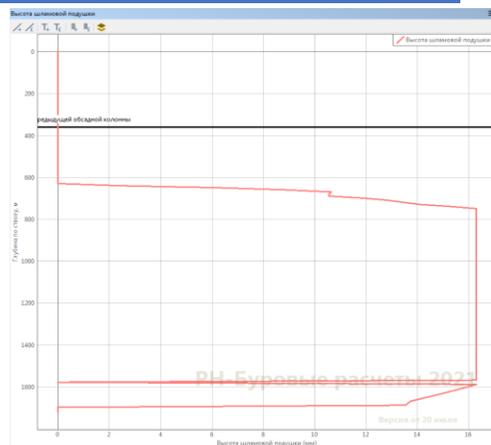
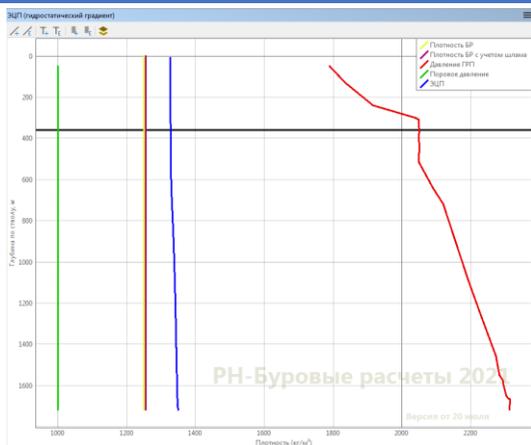


Рисунок 3 – Эквивалентная циркуляционная плотность Рисунок 4 – Высота шламовой подушки по глубине

Расчет распределения температуры по стволу скважины позволяет узнать температуру пластов, а также температуру циркулирующей буровой промывочной жидкости, бурильной трубы и температуру горной породы около прискважинной зоны. Применения данных расчетов актуально как при промывке, так и при цементировании скважин. Данный функционал в настоящее время продолжает дорабатываться и улучшаться.

В ПК «РН-Буровые расчеты» реализованы различные инженерные калькуляторы (рис. 5), которые облегчают работу инженерного состава и минимизируют ошибки в расчетах. В ПК реализован калькулятор расчета кольматантов, благодаря которому можно подобрать наиболее эффективное содержание кольматантов разной фракции в буровом растворе в зависимости от проницаемости и среднего размера пор горной породы. Так же можно рассчитать исходные или выходные параметры при необходимости утяжеления, разбавления, смешения раствора. Встроенные калькуляторы позволяют рассчитать создаваемый расход бурового насоса и прокачиваемый объем жидкости за 1 ход на основе введенных технических характеристик. Так же возможно рассчитать объем скважины и скорость движения промывочной жидкости в затрубном пространстве и т.д.

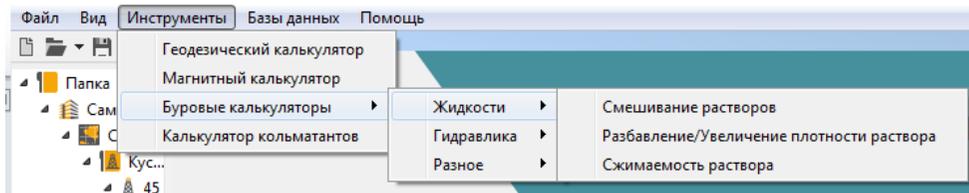


Рисунок 5 – Пример встроенных калькуляторов

При закачке цементного раствора также выполняется расчёт эквивалентной циркуляционной плотности в заданной точке скважины в различные моменты времени; расчёт давления на поверхности в процессе цементирования. При данном расчете принимаются во внимание реологические показатели закачиваемых цементных растворов, геометрия ствола скважины, скорость закачки. При проектировании данный инструмент даёт возможность принять решение об

интервалах цементирования; применении одного, двух или даже трех цементных растворов с различными плотностями; применять ли двухступенчатое цементирование либо рассмотреть вариант с пеноцементированием.

Расчёт давления на поверхности позволяет увидеть минимальные и максимальные давления, которые возникнут в процессе цементирования, и определить ограничения по применяемому скважинному оборудованию и оборудованию, используемому на поверхности (мощность и количество насосов, длину и диаметр линий высокого давления, конструктивные характеристики подвески хвостовика, поплавкового оборудования, муфт ступенчатого цементирования, пробок и т. д.).

ПК «РН-БР» также позволяет увидеть анимацию процесса цементирования для проверки: правильно ли располагаются жидкости в конце цементирования; увидеть наличие или отсутствие свободного падения флюидов, знание временного периода которого, позволяет пересмотреть скоростные режимы закачки жидкостей.

Стоит отметить, что данное программное обеспечение ПК «РН-Буровые расчеты» при должном его дальнейшем сопровождении и детальной доработки, призван заменить существующие программы, что позволит избавиться от рисков отсутствия поддержки зарубежных программ и снизить затраты на их использование. В таком случае мы получим существенную экономическую эффективность и ПО, которое можно модернизировать под возникающие производственные задачи.

Выводы и рекомендации

Разработанный программный комплекс «РН-Буровые расчеты» предназначен для удовлетворения имеющихся потребностей по проведению технических расчётов при проектировании и строительстве скважин.

ПК «РН-Буровые расчеты» включает проектирование профилей скважин, кустовых площадок, позволяет оценить риски пересечений, рассчитать осевые и скручивающие нагрузки.

В ПК «РН-Буровые расчеты» реализованы базовые гидравлические расчеты промывки скважин.

Расчёты при закачке тампонажных растворов позволяют обосновать применяемые составы по интервалам цементирования и их параметры, необходимость применения двухступенчатого цементирования или пеноцемента.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ПАО «НК «Роснефть» Руководство пользователя программный комплекс «РН-Буровые расчеты 2021» Москва 2022 г., 119 с.
2. Научное программное обеспечение в помощь учебному процессу. Студенты СамГТУ получили возможность освоить передовое программное обеспечение НК «Роснефть» / Г. А. Макеев, С. В. Демин, О. А. Нечаева [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2023. – № 3(268). – С. 6-17.
3. Бабаян Э.В., Черненко А.В. Инженерные расчеты при бурении. – М.: Инфра-Инженерия, 2016. – 440 с.

**ВЛИЯНИЕ ВРАЩЕНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ НА КАЧЕСТВО
ОЧИСТКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ**

А.А. Сараев, Д.В. Цаплин, О.А. Нечаева

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

email: fazorhd@gmail.com, nechaevaoo@gmail.com

Исследование посвящено анализу влияния частоты вращения бурильной колонны на процесс выноса шлама и очистку скважин при бурении. Основное внимание уделяется изучению взаимодействия механических и гидродинамических факторов с реологическими характеристиками бурового раствора и tandemных пачек (низковязкая + высоковязкая) для оптимизации условий очистки и повышения ее эффективности. Результаты исследования вносят значительный вклад в совершенствование технологических подходов и методов оптимизации бурения, способствуя снижению показателя зашламованности стволов скважин и повышению эффективности очистки.

Ключевые слова: очистка ствола, шлам, частота, транспортировка.

Цель данного исследования заключается в анализе влияния вращения бурильной колонны и частоты вращения на эффективность выноса шлама и очистку ствола скважины в процессе бурения нефтяных и газовых скважин. Особое внимание уделяется изучению взаимодействия механических и гидродинамических факторов с реологическими характеристиками бурового раствора и tandemных пачек для оптимизации условий бурения и повышения общей эффективности процесса.

Актуальность исследования определяется стремлением к повышению эффективности очистки скважин и сокращению рисков возникновения аварий, вызванных зашламованностью, особенно в контексте проводки горизонтальных и наклонно-направленных скважин. Традиционные методы часто оказываются недостаточно эффективными в условиях сложных горизонтальных и наклонно-направленных скважин, что требует разработки новых подходов и технологий, в том числе с применением моделирования процессов в скважине и оптимизации параметров бурения.

Вращение бурильной колонны считается существенным фактором для транспортировки шлама и очистки скважины. Вращение представляет собой комбинацию простого вращения бурильной трубы вокруг собственной оси и более сложного поперечного движения [1], вызванного смятием бурильной колонны (Баклингом). Рассмотрим влияние вращения бурильной колонны на качество очистки горизонтальной скважины. Ключевым фактором при очистке ствола скважины является скопление шлама на нижней стенке скважины. Силы, действующие на частицу шлама, в горизонтальной скважине показаны на Рисунке 1 [2].



Рисунок 1 – Силы, действующие на частицу шлама

Как показано на рисунке 1, оседанию шлама на нижней стенке скважины, способствует сила тяжести. Силами, способствующими выносу шлама на поверхность, являются: сила Архимеда, сила трения со стороны потока восходящего бурового раствора. Вследствие того, что основная выносная способность потока бурового раствора сосредоточена у верхней стенки скважины, для эффективной очистки ствола частицы шлама необходимо отрывать от нижней стенки. Боковое вращение бурильной колонны способствует транспортировке частиц шлама в основной поток из-за перемешивания нижнего слоя, как показано на Рисунке 2.

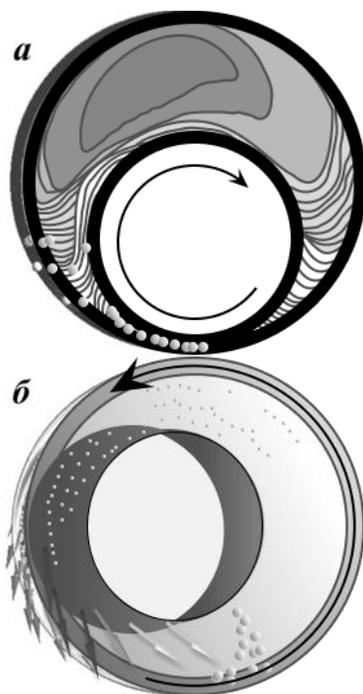


Рисунок 2 – Моделирование вращения бурильной колонны в скважине: а- вращение только вокруг оси колонны; б- вращение вокруг оси скважины

Вращение бурильной колонны вокруг своей оси воздействует на поток, смещая его ядро, как правило, в направлении, противоположном вращению, в связи с чем накопление шлама несимметричное (одностороннее). Иная картина наблюдается при вращении смявшейся колонны вокруг оси скважины. Поток становится неравномерным, занимает весь объем заколонного пространства, причем застойные зоны могут не образоваться, так как вектор скорости потока, несмотря на постоянное изменение направления, находится под углом к оси скважины, а само вращение стимулирует турбулентный поток, что особенно актуально в проблемных для очистки интервалах с зенитным углом 45-65 градусов.

Количественная оценка режима движения жидкости производится с помощью числа Рейнольдса. Число, или критерий Рейнольдса, для круглоцилиндрических труб определяется по формуле: [8]

$$Re = Vd/\nu$$

Где Re – критерий Рейнольдса;

V – средняя по сечению скорость;

d – диаметр трубы;

ν – коэффициент кинематической вязкости.

Число Рейнольдса характеризует соотношение сил инерции и вязкости в потоке. Число Рейнольдса, соответствующее переходу от турбулентного режима к ламинарному, называется нижним критическим числом Рейнольдса и обозначается $Re_{кр.н.}$. В круглых трубах $Re_{кр.н.} = 2000-3000$. [8]

Частота вращения бурильной колонны так же влияет на вымыв шлама из скважины. Данная зависимость была изучена на установке, собранной на кафедре бурения в Санкт-Петербургском горном университете императрицы Екатерины II, которая моделировала нахождение бурильной колонны в скважине. Она состояла из двух цилиндров разных диаметров, цилиндр большего диаметра был неподвижен, цилиндр меньшего диаметра находился внутри большего и вращался вокруг своей оси, имитируя буровую колонну. Было проведено несколько экспериментов, частота вращения цилиндра меньшего диаметра менялась в каждом опыте, а концентрация шлама, эксцентриситет и реология раствора оставалась постоянной. В результате было выявлено, что по мере увеличения частоты вращения колонны, концентрация шлама, скопившегося у нижней стенки, уменьшалась [4].

В процессе бурения скважин базовых свойств бурового раствора для достижения качественной очистки ствола может быть недостаточно. С целью избежания зашламованности применяются tandemные очищающие пачки, которые включают в себя две порции растворов различного состава: низковязкой и высоковязкой. Порции растворов прокачиваются друг за другом с минимальным временным интервалом. Основная задача низковязкой пачки заключается в повышении числа Рейнольдса и турбулизации потока во всех интервалах скважины. Это необходимо для отрыва частиц шлама от нижней стенки и их перемещения в основной поток. Высоковязкая порция раствора tandemной пачки характеризуется увеличенными значениями ДНС и СНС. За счет таких характеристик достигается высокая выносящая способность, обусловленная пробковым режимом течения раствора. Эффективность данной технологии представлена в статье, описывающей

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

практический опыт при бурении скважин Сургутского свода. Прокачка тандемных пачек каждые 100-150 метров проходки при углах более 60 градусов позволила повысить технико-экономические показатели бурения путем снижения непроизводительного времени, затрачиваемого на ликвидацию осложнений, связанных с устойчивостью ствола скважины (дополнительные циклы промывки скважин), а также исключения дифференциальных прихватов [7].

С целью изучения взаимодействия механических и гидродинамических факторов с реологическими характеристиками бурового раствора и тандемных пачек было проведено моделирование процесса очистки скважины в программном обеспечении ООО «Бурсофтпроект». Первым этапом моделирования являлось получение первоначальных показателей очистки и числа Рейнольдса во всех интервалах скважины. Буровой раствор имел следующие характеристики: плотность – 1.12 г/см³, пластическая вязкость- 24 мПа*с, ДНС- 14 Па. Частота вращения бурильной колонны - 60 об/мин. Графики очистки и значения числа Рейнольдса представлены на Рисунке 3 и Рисунке 4.

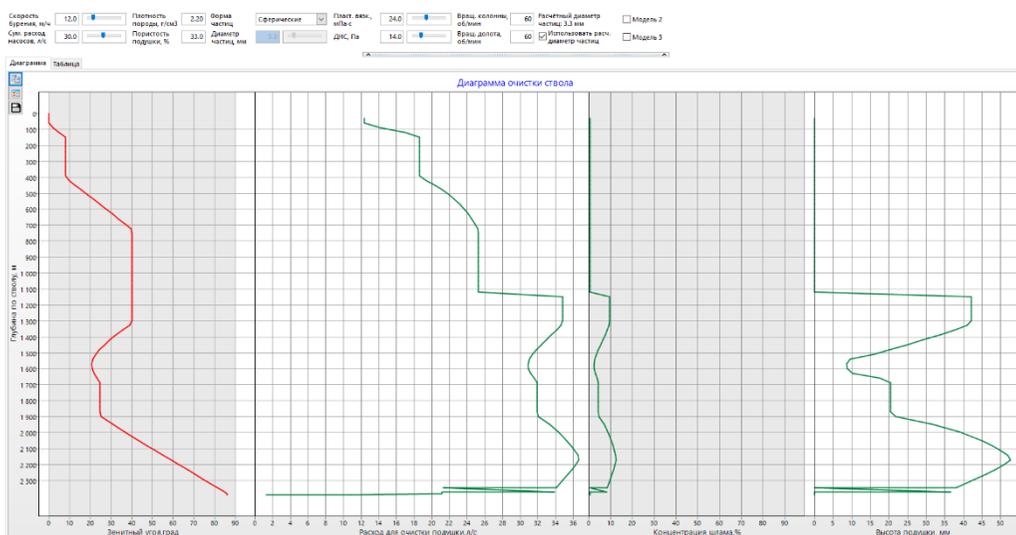


Рисунок 3 – Графики очистки при частоте вращения 60 об/мин, ПВ-24, ДНС-14

От, м	До, м	Длина, м	Наименование	Потери на трение, кг/см ²	Потери в замках, кг/см ²	Потери на СПО, кг/см ²	Скорость бур. раствора, м/с	Скорость выноса шлама, м/с	Внутр. диаметр, мм	Наружн. диаметр, мм	Внутр. диаметр замков, мм	Наружн. диаметр замков, мм	Количество замков, шт.	Лямбда	Число Рейнольдса	Критич. значение Рейнольдса	Число Хедстрена	Критерий Бенгама	Режим течения раствора	
0	1948.8	1948.8	БТ ТВК 127х9	30.2	7.5		3.238	108.6	127	69.8	168.3	195			3851	4000			Лам.	
1948.8	1996.9	48.1	УБТ ТВТ-127	1.9			4.822	89	127	89.0	168.0	5		7225	4000				Турб.	
1996.9	2003.6	6.7	Яс гидрав. Jar-165	2.2			11.675	57.2	127	57.2	168.2			21287	4000					
2003.6	2051.7	48.1	УБТ ТВТ-127	1.9			4.822	89	127	89.0	168.0	5		7225	4000				Турб.	
2051.7	2345.1	293.4	БТ ТВК 127х9	4.5	1.1		3.238	108.6	127	69.8	168.3	29		3851	4000				Лам.	
2345.1	2346.4	1.3	Камбикортор КЛС 212.7	0.2			7.795	70	178	70.0	192.9			13788	4000				Турб.	
2346.4	2371	24.6	БТ ТВК 127х9	0.4	0.1		3.238	108.6	127	69.8	168.3	2		3851	4000				Лам.	
2371	2371.5	0.5	Переходник НЗ-147хМЗ-133	0.1			7.368	72	178	72.0	178.0			12801	4000				Турб.	
2371.5	2381.2	9.7	НУБТ-178	20				83	178	83.0	178.0								Турб.	
2381.2	2389.8	8.6	Даталогель ДШОПР-178, 7/8, С	20				178	142.4	195.0									Турб.	
2389.8	2390	0.2	БМТ 220.7 БТ 513	42.7			70.6		220.7	176.6	220.7								Турб.	
2389.8	2390	0.2	Ств. Кав=1.02	0			38.197	38.197	220.7	176.6	220.7				3209	2100			Турб.	
2390	2390.8	0.8	Ств. Кав=1.02	0.2	0.0	0.3	2.122	2.122	178	222.9	142.4	195.0	1		1438	2100			Лам.	
2390.8	2392	1.2	Ств. Кав=1.32	0			1.171	1.171	178	253.6	142.4	195.0			595	2100			Лам.	
2392	2371.5	2381.2	9.7	Ств. Кав=1.32	0.1		1.171	1.171	178	253.6	83.0	178.0	1		595	2100			Лам.	
2371.5	2371.5	0.5	Ств. Кав=1.32	0			1.171	1.171	178	253.6	72.0	178.0			595	2100			Лам.	
2371.5	2346.4	2371	24.6	Ств. Кав=1.32	0.2	0.0	0.793	0.793	127	253.6	69.8	168.3	2		304	2100			Лам.	
2346.4	2345.1	2346.4	1.3	Ств. Кав=1.32	0		1.171	1.171	178	253.6	70.0	192.9			595	2100			Лам.	
2345.1	2051.7	293.4	Ств. Кав=1.32	2.2	0.0	0.5	0.793	0.793	127	253.6	69.8	168.3	29		304	2100			Лам.	
2051.7	2003.6	2051.7	48.1	Ств. Кав=1.32	0.4	0.0	0.1	0.793	0.793	127	253.6	89.0	168.0	5		304	2100			Лам.
2003.6	1996.9	2003.6	6.7	Ств. Кав=1.32	0		0.0	0.793	0.793	127	253.6	57.2	168.2	1		304	2100			Лам.
1996.9	1948.8	1996.9	48.1	Ств. Кав=1.32	0.4	0.0	0.1	0.793	0.793	127	253.6	89.0	168.0	5		304	2100			Лам.
1948.8	1118	1948.8	830.8	Ств. Кав=1.32	6.1	0.0	1.3	0.793	0.793	127	253.6	69.8	168.3	83		304	2100			Лам.
1118	0	1118	244.5x7.92 мм	10.8	0.2	3.2	1.056	1.056	127	228.7	69.8	168.3	112		514	2100			Лам.	

Рисунок 4 – Числа Рейнольдса при частоте вращения 60 об/мин, ПВ-24, ДНС-14

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Из получившихся значений фиксируем значения максимальной концентрации шлама в 13 процентов и максимальной высоты шламовой подушки в 53мм. Режим течения ламинарный на всех интервалах, кроме забоя. Повысим частоту вращения бурильной колонны до 120 оборотов, не меняя реологию раствора. Графики очистки и значения числа Рейнольдса представлены на Рисунке 5 и Рисунке 6.

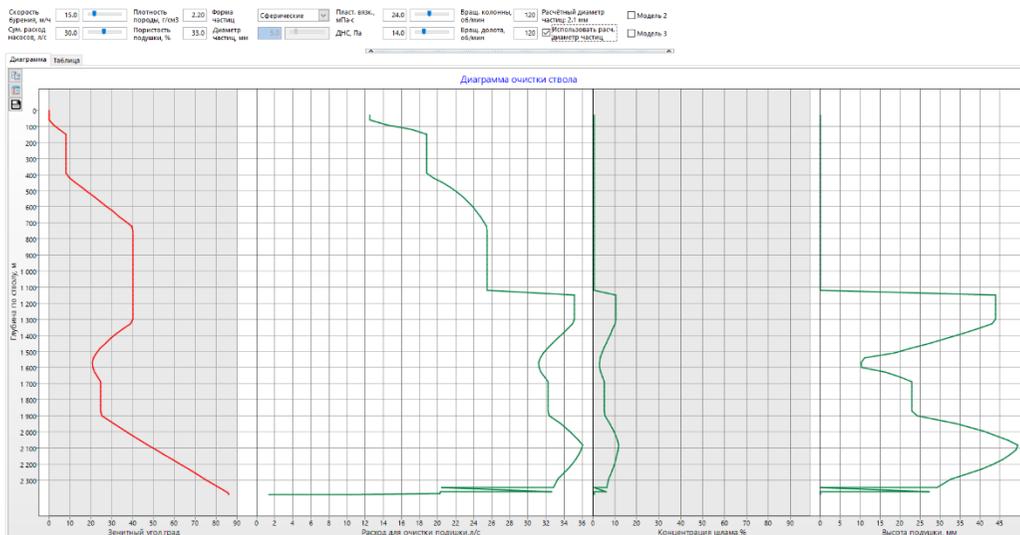


Рисунок 5 – Графики очистки при частоте вращения 120 об/мин, ПВ-24, ДНС-14

От, м	До, м	Длина, м	Наименование	Потери на трение, кгс/см²	Потери в замках, кгс/см²	Потери в СПО, кгс/см²	Скорость бур. раствора, м/с	Скорость выноса шлама, м/с	Внутр. диаметр, мм	Наружн. диаметр, мм	Внутр. диаметр замков, мм	Наружн. диаметр замков, мм	Количество замков, шт.	Лямбда	Число Рейнольдса	Критич. значение Рейнольдса	Число Хедстрема	Критерий Бингама	Режим течения раствора	
0	1948.8	1948.8	БТ ТВКМ 127х9	28.5	7.4		3.238		108.6	127	69.8	168.3	195		4455	4000			Турб.	
1948.8	1996.9	48.1	УБТ ТВТ-127	1.9		4.822		89	127	89.0	168.0	5		8225	4000				Турб.	
1996.9	2003.6	6.7	Яс гидрав. Яг-165	2.1		11.675		57.2	127	57.2	168.2			23720	4000				Турб.	
2003.6	2051.7	48.1	УБТ ТВТ-127	1.9		4.822		89	127	89.0	168.0	5		8225	4000				Турб.	
2051.7	2345.1	293.4	БТ ТВКМ 127х9	4.4	1.1	3.238		108.6	127	69.8	168.3	29		4455	4000				Турб.	
2345.1	2346.4	1.3	Калибратор КЛС 212.7	0.2		7.795		70	178	70.0	192.9			15421	4000				Турб.	
2346.4	2371	24.6	БТ ТВКМ 127х9	0.4	0.1	3.238		108.6	127	69.8	168.3	2		4455	4000				Турб.	
2371	2371.5	0.5	Переводник М3-147хМ3-133	0.1		7.368		72	178	72.0	178.0			14421	4000				Турб.	
2371.5	2381.2	9.7	НУБТ-178	20				83	178	83.0	178.0									Турб.
2381.2	2389.8	8.6	Двигатель ДШОТР-178. 7/8. С	20				178	178	142.4	195.0									Турб.
2389.8	2390	0.2	БИТ 220.7 ВТ 513	42.7			70.6		220.7	176.6	220.7									Турб.
2390	2390	0.2	Ств. Кав-1.02	0			38.197	38.197	220.7	222.9	176.6	220.7			3502	2100				Турб.
2390	2389.8	7.8	Ств. Кав-1.02	0.2	0.0	0.3	2.122	2.122	178	222.9	142.4	195.0	1		1833	2100				Лам.
2389.8	2381.2	2382	Ств. Кав-1.32	0			1.171	1.171	178	253.6	142.4	195.0			686	2100				Лам.
2381.2	2371.5	2381.2	Ств. Кав-1.32	0.1		0.1	1.171	1.171	178	253.6	83.0	178.0	1		686	2100				Лам.
2371.5	2371.5	0.5	Ств. Кав-1.32	0			1.171	1.171	178	253.6	72.0	178.0			686	2100				Лам.
2371.5	2346.4	2371	Ств. Кав-1.32	0.2	0.0	0.0	0.793	0.793	127	253.6	69.8	168.3	2		353	2100				Лам.
2346.4	2345.1	2346.4	Ств. Кав-1.32	0	0.0	0.0	1.171	1.171	178	253.6	70.0	192.9			686	2100				Лам.
2345.1	2051.7	293.4	Ств. Кав-1.32	1.9	0.0	0.4	0.793	0.793	127	253.6	69.8	168.3	29		353	2100				Лам.
2051.7	2003.6	48.1	Ств. Кав-1.32	0.3	0.0	0.1	0.793	0.793	127	253.6	89.0	168.0	5		353	2100				Лам.
2003.6	1996.9	6.7	Ств. Кав-1.32	0	0.0	0.0	0.793	0.793	127	253.6	57.2	168.2	1		353	2100				Лам.
1996.9	1948.8	48.1	Ств. Кав-1.32	0.3	0.0	0.1	0.793	0.793	127	253.6	89.0	168.0	5		353	2100				Лам.
1948.8	1996.9	830.8	Ств. Кав-1.32	5.3	0.0	1.2	0.793	0.793	127	253.6	69.8	168.3	83		353	2100				Лам.
1996.9	0	1118	244.5x7.92 мм	9.3	0.2	2.9	1.056	1.056	127	228.7	69.8	168.3	112		594	2100				Лам.

Рисунок 6 – Числа Рейнольдса при частоте вращения 120 об/мин, ПВ-24, ДНС-14

На основании получившихся значений можно сделать вывод о положительном влиянии повышения частоты вращения колонны на очистку ствола. Максимальная концентрация шлама в скважине снизилась с 13% до 11%, высота шламовой подушки с 53мм до 47мм. Так же, возросло число Рейнольдса во всех интервалах, но недостаточно для создания турбулентного режима течения. С целью повышения числа Рейнольдса и изменения режима течения смоделируем применение тандемной очищающей пачки. Реологические характеристики низковязкой порции: пластическая вязкость - 10 мПа*с, ДНС - 9 Па. Частота вращения - 120 об/мин.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Графики очистки и значения числа Рейнольдса представлены на Рисунке 7 и Рисунке 8.

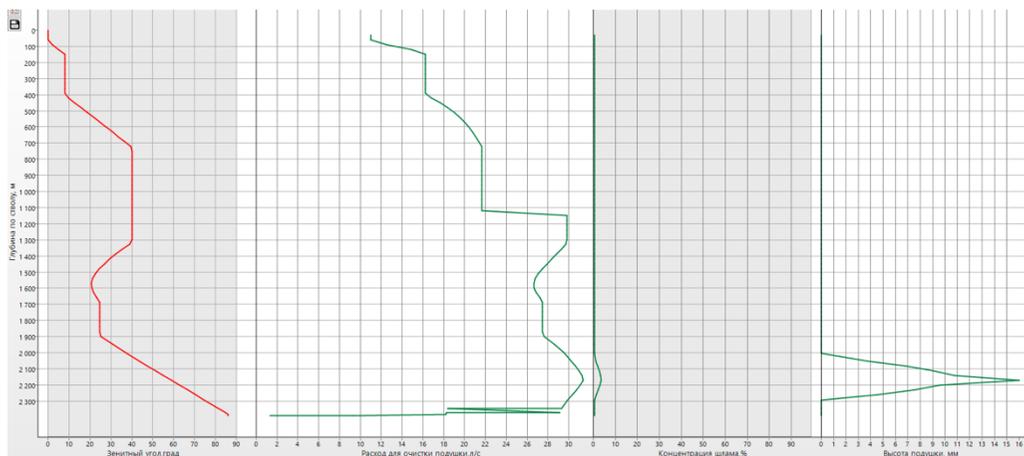


Рисунок 7 – Графики очистки при частоте вращения 120 об/мин, ПВ-10, ДНС-9

От, м	До, м	Длина, м	Наименование	Потери на трение, кг/см²	Потери в замках, кг/см²	Потери на СПО, кг/см²	Скорость бур. раствора, м/с	Скорость выноса шлама, м/с	Внутр. диаметр, мм	Наружн. диаметр, мм	Внутр. диаметр замков, мм	Наружн. диаметр замков, мм	Количество замков, шт.	Лямбда	Число Рейнольдса	Критич. значение Рейнольдса	Число Хедстрема	Критерий Вилганга	Режим течения раствора		
0	1948.8	1948.8	БТ ТВИЖ 127х9	24.3	6.1		3.238		108.6	127	69.8	168.3	195		6579	4000			Турб.		
1948.8	1996.9	48.1	УБТ ТБТ-127	1.5			4.822		89	127	89.0	168.0	5		12856	4000			Турб.		
1996.9	2003.6	6.7	Ис гидрав. Лар-165	1.8			11.675		57.2	127	57.2	168.2			43468	4000			Турб.		
2003.6	2051.7	48.1	УБТ ТБТ-127	1.5			4.822		89	127	89.0	168.0	5		12856	4000			Турб.		
2051.7	2345.1	293.4	БТ ТВИЖ 127х9	3.7	0.9		3.238		108.6	127	69.8	168.3	29		6579	4000			Турб.		
2345.1	2346.4	1.3	Калибратор КИС 212.7	0.1			7.795		70	178	70.0	192.9			26252	4000			Турб.		
2346.4	2371	24.6	БТ ТВИЖ 127х9	0.3	0.1		3.238		108.6	127	69.8	168.3	2		6579	4000			Турб.		
2371	2371.5	0.5	Переходник ИС 147АМЗ-133	0			7.368		72	178	72.0	178.0			24292	4000			Турб.		
2371.5	2381.2	9.7	НУБТ-178	20					83	178	83.0	178.0								Турб.	
2381.2	2389.8	8.6	Двигатель ДШОТР-178, 7/8, С	20					178	178	142.4	195.0								Турб.	
2389.8	2390	0.2	БИТ 220,7 ВТ 513	42.7			70.6		220.7	220.7	176.6	220.7								Турб.	
2389.8	2390	0.2	Ств. Каен-1.02	0			38.197	38.197	220.7	222.9	176.6	220.7			7885	2100				Турб.	
2389.8	2389.8	7.8	Ств. Каен-1.02	0.2	0.0	0.1	2.122	2.122	178	222.9	142.4	195.0	1		2595	2100				Турб.	
2389.8	2390	0.2	Ств. Каен-1.32	0			1.171	1.171	178	253.6	142.4	195.0			966	2100				Лам.	
2390	2391.5	2381.2	9.7	Ств. Каен-1.32	0.1		0.0	1.171	1.171	178	253.6	83.0	178.0	1		966	2100				Лам.
2391.5	2371.5	0.5	Ств. Каен-1.32	0			1.171	1.171	178	253.6	72.0	178.0			966	2100				Лам.	
2371.5	2346.4	2371	24.6	Ств. Каен-1.32	0.1	0.0	0.0	0.793	0.793	127	253.6	69.8	168.3	2		487	2100				Лам.
2346.4	2345.1	2346.4	1.3	Ств. Каен-1.32	0		0.0	1.171	1.171	178	253.6	70.0	192.9			966	2100				Лам.
2345.1	2051.7	2345.1	293.4	Ств. Каен-1.32	1.3	0.0	0.2	0.793	0.793	127	253.6	69.8	168.3	29		487	2100				Лам.
2051.7	2003.6	2051.7	48.1	Ств. Каен-1.32	0.2	0.0	0.0	0.793	0.793	127	253.6	89.0	168.0	5		487	2100				Лам.
2003.6	1996.9	2003.6	6.7	Ств. Каен-1.32	0	0.0	0.0	0.793	0.793	127	253.6	57.2	168.2	1		487	2100				Лам.
1996.9	1948.8	1996.9	48.1	Ств. Каен-1.32	0.2	0.0	0.0	0.793	0.793	127	253.6	89.0	168.0	5		487	2100				Лам.
1948.8	1118	1948.8	830.8	Ств. Каен-1.32	3.8	0.0	0.5	0.793	0.793	127	253.6	69.8	168.3	83		487	2100				Лам.
1118	0	1118	1118	244.5x7.82 мм	6.6	0.2	1.3	1.056	1.056	127	228.7	69.8	168.3	112		836	2100				Лам.

Рисунок 6 – Числа Рейнольдса при частоте вращения 120 об/мин, ПВ-10, ДНС-9.

Переход на низковязкую порцию тандемной пачки обеспечил повышение числа Рейнольдса во всех интервалах, значительно снизил концентрацию шлама в скважине с 11% до 4%, обеспечил лучшее разрушение шламовой подушки с 47мм до 16мм. Кроме того, режим течения жидкости в интервале 2382-2389.8 метров сменился на турбулентный. Рассмотрим изменение показателей очистки при повышении частоты вращения буровой колонны до 180 об/мин. Графики очистки и значения числа Рейнольдса представлены на Рисунке 9 и Рисунке 10.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

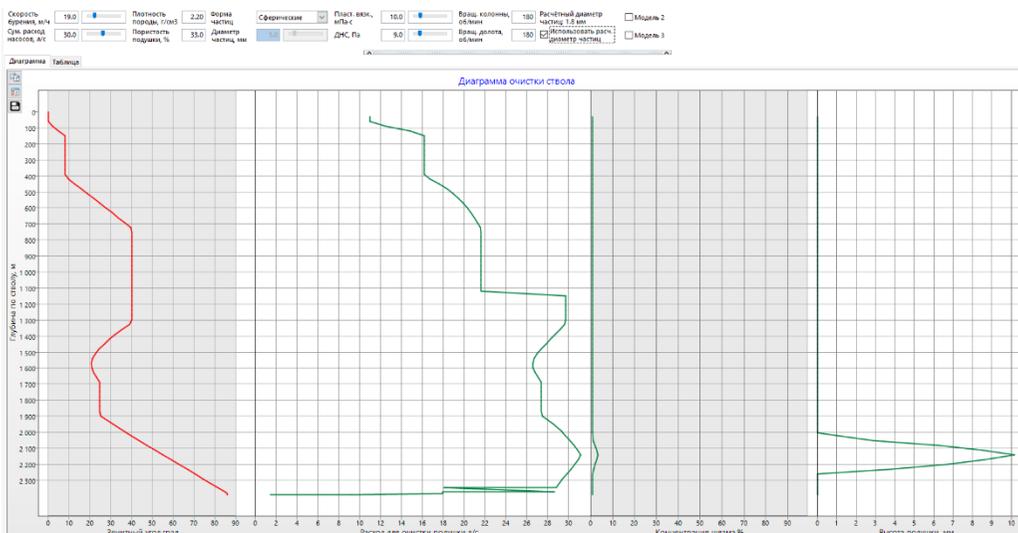


Рисунок 9 – Графики очистки при частоте вращения 180 об/мин, ПВ-10, ДНС-9

От, м	До, м	Длина, м	Наименование	Потери на трение, кг/с	Потери в замках, кг/с	Потери на СПО, кг/с	Скорость бур. раствора, м/с	Скорость выноса шлама, м/с	Внутр. диаметр, мм	Наружн. диаметр, мм	Внутр. диаметр замков, мм	Наружн. диаметр замков, мм	Количество замков, шт.	Лямбда	Число Рейнольдса	Критич. значение Рейнольдса	Число Хедстрема	Критерий Бингама	Режим течения раствора
0	1948.8	1948.8	БТ ТВИК 127х9	23.6	5.9		3.238		108.6	127	69.8	168.3	195		7387	4000			Турб.
1948.8	1996.9	48.1	УБТ ТВИК-127	1.5			4.822		89	127	89.0	168.0	5		14416	4000			Турб.
1996.9	2003.6	6.7	ЯС гидрав. Яз-165	1.7			11.675		57.2	127	57.2	168.2			48552	4000			Турб.
2003.6	2051.7	48.1	УБТ ТВИК-127	1.5			4.822		89	127	89.0	168.0	5		14416	4000			Турб.
2051.7	2345.1	293.4	БТ ТВИК 127х9	3.6	0.9		3.238		108.6	127	69.8	168.3	29		7387	4000			Турб.
2345.1	2346.4	1.3	Калибратор КЛС 212.7	0.1			7.795		70	178	70.0	192.9			29377	4000			Турб.
2346.4	2371	24.6	БТ ТВИК 127х9	0.3	0.1		3.238		108.6	127	69.8	168.3	2		7387	4000			Турб.
2371	2371.5	0.5	Переводник НЗ-147хМЗ-133	0			7.368		72	178	72.0	178.0			27191	4000			Турб.
2371.5	2381.2	9.7	НУБТ-178	20					83	178	83.0	178.0							Турб.
2381.2	2389.8	8.6	Двигатель ДШОТР-178.7/К.С	20					178	178	142.4	195.0							Турб.
2389.8	2390	0.2	БИТ 220.7 ВТ 513	42.7			70.6		220.7	178.6	178.6	220.7							Турб.
2390	2390.8	0.2	Ст. Кав-1.02	0			38.197	38.197	220.7	222.9	178.6	220.7			8539	2100			Турб.
2390.8	2398.8	7.8	Ст. Кав-1.02	0	0.0	0.1	2.122	2.122	178	222.9	142.4	195.0	1		2909	2100			Турб.
2398.8	2382	0.8	Ст. Кав-1.32	0.2			1.171	1.171	178	253.6	142.4	195.0			1108	2100			Лам.
2371.5	2381.2	9.7	Ст. Кав-1.32	0.1		0.0	1.171	1.171	178	253.6	83.0	178.0	1		1108	2100			Лам.
2371	2371.5	0.5	Ст. Кав-1.32	0			1.171	1.171	178	253.6	72.0	178.0			1108	2100			Лам.
2346.4	2371	24.6	Ст. Кав-1.32	0.1	0.0	0.0	0.793	0.793	127	253.6	69.8	168.3	2		548	2100			Лам.
2345.1	2346.4	1.3	Ст. Кав-1.32	0			1.171	1.171	178	253.6	70.0	192.9			1108	2100			Лам.
2051.7	2345.1	293.4	Ст. Кав-1.32	1.2	0.0	0.2	0.793	0.793	127	253.6	69.8	168.3	29		548	2100			Лам.
2003.6	2051.7	48.1	Ст. Кав-1.32	0.2	0.0	0.0	0.793	0.793	127	253.6	69.0	168.0	5		548	2100			Лам.
1996.9	2003.6	6.7	Ст. Кав-1.32	0	0.0	0.0	0.793	0.793	127	253.6	57.2	168.2	1		548	2100			Лам.
1948.8	1996.9	48.1	Ст. Кав-1.32	0.2	0.0	0.0	0.793	0.793	127	253.6	69.0	168.0	5		548	2100			Лам.
1118	1948.8	830.8	Ст. Кав-1.32	3.4	0.0	0.5	0.793	0.793	127	253.6	69.8	168.3	83		548	2100			Лам.
0	1118	1118	244.5x7.92 мм	5.9	0.2	1.2	1.056	1.056	127	228.7	69.8	168.3	112		939	2100			Лам.

Рисунок 10 – Числа Рейнольдса при частоте вращения 120 об/мин, ПВ-10, ДНС-9

Повышение частоты вращения снизило общую концентрацию шлама в скважине, способствовало уменьшению максимальной высоты шламовой подушки с 16мм до 10мм и повышению турбулизации потока для лучшего отрыва шлама от стенки скважины.

Вторым этапом применения тандемной пачки является прокачка высоковязкой пачки с повышенными выносящими характеристиками. Реологические параметры порции: пластическая вязкость- 36 мПа*с, ДНС- 16 Па. Значения числа Рейнольдса представлены на Рисунке 11.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

От, м	До, м	Длина, м	Наименование	Потери на трение, кг/с/м ²	Потери в замках, кг/с/м ²	Потери на СПО, кг/с/м ²	Скорость бур. раствора, м/с	Скорость выноса шлама, м/с	Внутр. диаметр, мм	Наружн. диаметр, мм	Внутр. диаметр замков, мм	Наружн. диаметр замков, мм	Количество замков, шт.	Лямбда	Число Рейнольдса	Критич. значение Рейнольдса	Число Хэдстрема	Критерий Бингамта	Режим течения раствора	
0	1948.8	1948.8	ВТ ТБИК 127х9	33.4	8.4				108.6	127	69.8	168.3	195		3164	4000			Лам.	
1948.8	1996.9	48.1	УВТ ТВТ-127	2.1		4.822		89	127	89.0	168.0	5		5687	4000				Турб.	
1996.9	2003.6	6.7	Яс сидраа. Jar-165	2.4		11.675		57.2	127	57.2	168.2			15374	4000				Турб.	
2003.6	2051.7	48.1	УВТ ТВТ-127	2.1		4.822		89	127	89.0	168.0	5		5687	4000				Турб.	
2051.7	2345.1	293.4	ВТ ТБИК 127х9	5	1.3	3.238		108.6	127	69.8	168.3	29		3164	4000				Лам.	
2345.1	2346.4	1.3	Калибратор КИС 212.7	0.2		7.995		70	178	70.0	192.9			10380	4000				Турб.	
2346.4	2371	24.6	ВТ ТБИК 127х9	0.4	0.1	3.238		108.6	127	69.8	168.3	2		3164	4000				Лам.	
2371	2371.5	0.5	Переводник НЗ-147хМЗ-133	0.1		7.368		72	178	72.0	178.0			9654	4000				Турб.	
2371.5	2381.2	9.7	НУВТ-178	20				83	178	83.0	178.0								Турб.	
2381.2	2389.8	8.6	Двигатель ДШОТР-178, 7/8, С	20				178	178	142.4	195.0								Турб.	
2389.8	2390	0.2	БИТ 220.7 ВТ 513	42.7		70.6				220.7	176.6	220.7							Турб.	
2390	2390	0.2	Ств. Кан-1.02	0		38.197	38.197	220.7	220.7	176.6	220.7			2142	2100				Турб.	
2390	2399.8	7.8	Ств. Кан-1.02	0.3	0.0	0.4	2.122	2.122	178	222.9	142.4	195.0	1		1120	2100				Лам.
2399.8	2382	0.8	Ств. Кан-1.32	0			1.171	1.171	178	253.6	142.4	195.0			494	2100				Лам.
2382	2371.5	9.7	Ств. Кан-1.32	0.2		0.1	1.171	1.171	178	253.6	83.0	178.0	1		494	2100				Лам.
2371.5	2371.5	0.5	Ств. Кан-1.32	0			1.171	1.171	178	253.6	72.0	178.0			494	2100				Лам.
2371.5	2371	24.6	Ств. Кан-1.32	0.2	0.0	0.1	0.793	0.793	127	253.6	69.8	168.3	2		260	2100				Лам.
2371	2346.4	1.3	Ств. Кан-1.32	0		0.0	1.171	1.171	178	253.6	70.0	192.9			494	2100				Лам.
2346.4	2051.7	293.4	Ств. Кан-1.32	2.5	0.0	0.7	0.793	0.793	127	253.6	69.8	168.3	29		260	2100				Лам.
2051.7	2051.7	48.1	Ств. Кан-1.32	0.4	0.0	0.1	0.793	0.793	127	253.6	89.0	168.0	5		260	2100				Лам.
2051.7	1996.9	6.7	Ств. Кан-1.32	0.1	0.0	0.0	0.793	0.793	127	253.6	57.2	168.2	1		260	2100				Лам.
1996.9	1948.8	48.1	Ств. Кан-1.32	0.4	0.0	0.1	0.793	0.793	127	253.6	89.0	168.0	5		260	2100				Лам.
1948.8	1118	1948.8	830.8	Ств. Кан-1.32	7.2	0.0	1.9	0.793	0.793	127	253.6	69.8	168.3	83		260	2100			Лам.
1118	0	1118	244.5x7.92 мм	12.8	0.2	4.7	1.056	1.056	127	228.7	69.8	168.3	112		433	2100				Лам.

Рисунок 11 – Числа Рейнольдса при частоте вращения 180 об/мин, ПВ-36, ДНС-16

Применение высоковязкой порции тандемной пачки снизило число Рейнольдса на всех интервалах очистки и создало пробковый режим течения. За счет ранее созданной турбулизации потока, шлам находится во взвешенном состоянии, ламинарный поток высоковязкой порции захватывает его и выносит на поверхность, исключая оседание.

Исходя из результатов описанных исследований можно сделать вывод о том, что вращение бурильной колонны имеет положительное воздействие на очистку скважины. Повышение частоты вращения колонны способствует перемещению частиц шлама в основной поток бурового раствора. В случаях, когда основных свойств бурового раствора недостаточно для обеспечения качественной очистки, эффективным решением является применение тандемных очищающих пачек с повышением частоты вращения колонны. Низковязкая порция создает турбулентный поток, отрывает шлам от стенки, а высоковязкая порция обеспечивает полный вынос шлама на поверхность.

ЛИТЕРАТУРА

- Alexander Busch, Stein Tore Johansen. Cuttings transport: On the effect of drill pipe rotation and lateral motion on the cuttings bed // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – pp. 1-7.
- Omid Heydari, Eghbal Sahraei, Pål Skalle Investigating the impact of drillpipe's rotation and eccentricity on cuttings transport phenomenon in various horizontal annuluses using computational fluid dynamics (CFD) // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – pp. 801-811
- Оганов А.С, Райхерт Р.С, Цукренко М.С Проблемы качества очистки наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама // Журнал «Neftegaz.ru». – №6. – 2015.
- Кадочников, В.Г., Двойников М.В., Блинов П.А. Влияние пространственной формы бурильной колонны на вынос шлама в наклонно-направленных скважинах // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2020. – № 2. – С. 12-19.
- Добик Ю.А. Влияние вращения бурильной колонны на транспорт шлама в горизонтальной скважине // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – №3. – С. 25-29.

6. Samuel Bright Olawale, Promise O. Longe, Samuel Felix Ofesi Evaluating the effect of drill string rotation and change in drilling fluid viscosity on hole cleaning // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2021. – pp. 1-9.
7. Паршукова Людмила Александровна, Промысловый опыт промывки скважин на месторождениях Сургутского свода// Булатовские чтения. – 2021. – С. 364-366
8. Н. В. Никитин, Проблема перехода и локализованные турбулентные структуры в трубах//Известия РАН. Механика жидкости и газа, 2021, № 1, стр. 32-46

УДК 622.279.7

МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В СКВАЖИНЕ

Е.Р. Лукаш¹, С.В. Шалимов², Я.В. Данчина³, И.О. Орлова⁴,

Г.Г. Гиладев⁵

*^{1, 2, 3, 4} Кубанский государственный технологический университет,
Краснодар, Россия*

⁵ОАО "Самаранефтегаз"

¹egor_lukash@mail.ru

Аннотация. Образование парафиновых отложений на внутренних поверхностях труб при добыче и транспортировке нефти — это одна из основных проблем в нефтяной отрасли. Существующие методы борьбы с этим явлением ограничены и временны, не позволяя полностью избежать проблемы. Поэтому необходимо разработать новые технологии и методы для эффективной борьбы с парафиноотложениями.

Ключевые слова: парафиноотложения, скважина, ингибиторы, механический метод, тепловой метод, химический метод, физический метод, применение специальных защитных покрытий.

Введение. В настоящее время большое внимание уделяется одной из самых актуальных проблем в нефтедобыче - образование парафиновых масс на внутренних поверхностях стенок насосно-компрессорных труб, рабочих органов УЭЦН при добыче нефти

Актуальность и научная значимость исследования. Проблема предотвращения отложения и удаление парафиновых отложений была и остается чрезвычайно актуальной проблемой в практике эксплуатации нефтяных скважин, поскольку приводит к частым остановкам скважин с целью очистки глубинного оборудования от отложений [1], к существенным затратам на депарафинизацию и текущий ремонт скважин, а также к снижению добычи и значительному недобору и потерям нефти. Из опыта эксплуатации скважин в условиях нефтяных месторождений нашей страны известно, что около 30–35 % всех остановок скважин для выполнения текущих ремонтов происходит вследствие отложения парафина на

поверхности насосно-компрессорных труб, что неизбежно приводит к уменьшению диаметра проходного сечения труб и снижение дебитов скважин в результате отказов штанговых скважинных насосных установок и другого оборудования [2].

Постановка задачи. Целью данного исследования является анализ методов борьбы с парафиновыми отложениями

Теоретическая часть и практическая значимость. Молекулярная формула парафинов от $C_{17}H_{36}$ до $C_{35}H_{72}$. Молекулярная масса 300-450. Температура плавления парафина в стандартных условиях 45-65°C. В то время температура насыщения нефти парафином по большинству месторождений составляет 16-25°C. Плотность парафина составляет 881-905 кг/ м³ . Интенсивность кристаллизации, величина и форма кристаллов парафина зависит от условий выделения. Парафин хорошо растворяется и диспергируется в углеводородных растворителях. Из нефти парафин выделяется в виде тонких кристаллов. В скважинных условиях парафин кристаллизуется, в первую очередь, на шероховатой поверхности стенки насосно-компрессорных труб, имеющей более низкую температуру, чем масса жидкости. Интенсивность отложений ПО зависит от многих факторов, таких как газовый фактор, скорость потока, обводненность продукции скважин, вязкость жидкости и т.д.

Анализ методов борьбы с парафиноотложением. Существующие методы эксплуатации пескопроявляющих скважин можно условно разделить на пять больших групп [3]:

1) Механические - применение всевозможных скребков. Движение скребков вниз осуществляется под действием силы тяжести скребков и специальных грузов, а для их перемещения вверх используются трос и лебедка. Так достаточно широкое применение получили скребки, которые поднимаются наверх при помощи потока жидкости. Скребки, спускаемые в трубы на проволоке, имеют переменное или постоянное сечение. Наружный диаметр скребков постоянного сечения составляет от 1,5 до 2 миллиметров [4]. Особенностью конструкции таких скребков является то, что она позволяет беспрепятственно проходить через них потоку жидкости. Используются они при условии, что толщина отложений составляет не больше 0,7 миллиметра. Недостаток использования скребков такой конструкции заключается в необходимости частого их спуска и подъема, с целью исключения образования отложений толщиной более 0,7 миллиметров, так как удалить слой большей толщины данными скребками невозможно. Отличием скребков с переменным сечением является то, что при спуске их сечение уменьшается во время движения ножей. Данные скребки срезают парафин исключительно только при движении вверх. Скребки с переменным сечением возможно использовать при большем запарафинировании труб. Спуск и подъем таких скребков производится при помощи лебедки, а устье скважины оборудуется лубрикатором с сальником, позволяющий проволоке спокойно проходить через него, если устье загерметизировано. Глубину спуска скребка для каждой скважины определяют индивидуально, в зависимости от глубины, на которой начинаются отложения парафина, как показывает практика она почти никогда не превышает одного километра. Определяют ее при помощи количества оборота лебедки на барабане. Для очистки насосно-компрессорных труб в скважинах, которые эксплуатируются штанговыми глубинными насосами, используют скребки, укрепленные на насосных штангах. Как правило, на одной штанге крепят 5 – 11 скребков, длиной до 80

миллиметров. В случае использования пластичных скребков, на поверхности колонна штанг подвешивается на штанговращателе. Надежность такого способа относительно низкая, так как при его реализации происходит запарафинирование самих штанг, что способствует заклиниванию со сломами пластичных скребков.

2) Тепловые - весьма эффективные методы, но довольно дорогие. Для создания требуемой температуры необходим источник тепла, который возможно поместить в зону парафинистых отложений или способный вырабатывать теплосодержащий агент на устье скважины. Сейчас на нефтяных месторождениях Российской Федерации используются следующие технологии:

- Применение специальных реагентов, при взаимодействии которых протекают экзотермические реакции.
- Применение в качестве источника тепла горячей воды или нефти.
- Применение в качестве источника тепла горячего острого пара.
- Применение электродепарафинизаторов, которые осуществляют подогрев нефти в скважине.
- Применение электрических печей скважинного и наземного исполнения.

3) Химические - наиболее широко используемые методы, которые заключаются в применении растворителей для растворения образовавшихся парафиновых отложений, а также ингибиторов парафиноотложения для предотвращения выпадения парафинов на стенках НКТ [5,6]. Химические методы борьбы с парафинами в нефтяной отрасли разрабатываются по двум основным направлениям:

— Предотвращение образования парафинистых отложений при помощи химических продуктов, которые ингибируют процесс образования отложений парафина.

— Удаление парафинистых отложений при помощи водных растворов композиций поверхностно-активных веществ и органических растворителей.

Данная классификация химических методов борьбы с парафинами составлена на основе практических приемов предотвращения и удаления отложений парафина, поэтому является формальной [7]. На основе особенностей процесса парафинизации объектов нефтегазового комплекса все химические методы борьбы с парафинистыми отложениями можно разделить на основе учета решающих химико-физических свойств фаз, которые взаимодействуют между собой: степень растворимости парафина в нефти, особенности структуры, степень прочности парафинистых отложений, энергия взаимодействия между кристаллами парафина, объем взвешенных частиц в нефти и т.п. Любой химический способ борьбы с отложениями парафина может быть перспективным, если он основан на использовании свойств взаимодействующих между собой фаз, на которые легко воздействовать тем или иным образом. Проблему с парафинистыми отложениями можно решить при помощи способов, направленных на предотвращения их образования. Достигается это счет применения специальных защитных покрытий, которые имеют низкий уровень сцепляемости с парафинами нефти, а также путем добавления в нефть химических присадок [8]. Действие химических присадок основано на придания свойств защитных покрытий поверхностями нефтепроводов и используемого оборудования. Как показывает практика, чаще всего на месторождениях данные два метода применяются в совокупности. Для применения химических ингибиторов, для

начала подготавливают скважину. Подготовка скважины заключается в очистке насосно-компрессорных труб, арматуры, выкидных линий при помощи удалителей [9]. Только после этого используются ингибиторы, с целью предотвращения и замедления процесса образования парафинистых отложений. Подбор химических реагентов для удаления отложений осуществляется экспериментальным способом.

4) Физические - воздействие на продукцию скважин физическими полями, например, ультразвуковыми или магнитными.

Ультразвуковой прогрев продукции внутри скважины требует использования генераторов с очень высоким выходным напряжением (несколько киловольт), что повышает вероятность аварийных ситуаций на месторождении [10]. Кроме того, при спуске излучателей внутрь скважины нередко случается обрыв проводов с потерей дорогостоящего оборудования.

Магнитная обработка продукции скважины проводится при её прохождении либо внутри магнитного устройства, либо через зазор между его поверхностью и стенкой трубы. Замечено, что после такого воздействия затрудняется слипание образующихся частиц парафина, в результате они не выпадают на стенки трубы, а выносятся потоком жидкости.

5) Применение специальных защитных покрытий. Для предотвращения образования парафинистых отложений в лифтовых колоннах используют защитные покрытия из гидрофильных материалов, обладающих диэлектрической проницаемостью в восемь единиц, а также низкой адгезией по отношению к парафину.

Выводы. Борьба с парафиноотложениями рассматривает применение гладких, защитных покрытий, химические, физические, тепловые и механические методы. Проблема борьбы с парафинами из оборудования скважины не решена полностью и остается одной из основных проблем в зарубежной и отечественной нефтедобывающей отрасли.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анализ современных методов борьбы с отрицательным влиянием механических примесей на работу скважинного глубинного оборудования / Гилаев Г.Г., Галустян С.А., Саввон Я.В., Чуваев Д.П. — Сборник: Векторы развития ТЭК России. Материалы I Международной (III Всероссийской) научнопрактической конференции. Краснодар, 2023. С. 184-189
2. Иванова Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения/ Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011. № 1. С. 268-284.
3. Бабайцева Е.В. Систематизация известных способов борьбы с парафиноотложениями / Е.В. Бабайцева, А.З. Саушин // Геология, география и глобальная энергия, 2014. № 3 (54). С. 33-36.
4. Основы нефтегазопромыслового дела / Гилаев Г.Г., Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н.: Краснодар, 2023.
5. Турукалов М.Б. Образование АСПО в нефтедобыче: альтернативный взгляд на механизм / М.Б. Турукалов, В.М.Строганов, Ю.П. Ясьян // Нефтепереработка и нефтехимия, 2007. № 7. С. 31-34.
6. Рогачев М. К., Стрижнев К. В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. 295 с.

7. Технологический регламент ЗАО «ВАНКОРНЕФТЬ» по применению способов борьбы с АСПО на добывающих скважинах версия 1.00 г. Уфа 2010 стр 25
8. Шадрина П. Н. Совершенствование технологий борьбы с парафиновыми отложениями на нефтепромысловом оборудовании месторождений высоковязких нефтей: дис. канд. тех. наук: 25.00.17 / Шадрина Полина Николаевна. – Уфа, 2017. С. 16 – 17
9. Физико-химические методы управления эффективностью систем разработки нефтегазовых месторождений на завершающей стадии / Гилаев Г.Г., Аламлех М.Дж.А., Аль-Идриси М.С., Амер М. — Сборник: Наука. Новое поколение. Успех.: Материалы IV международной научно-практической конференции. 2023. С. 131-135.
10. Проблемы традиционных технологий бурения нефтяных и газовых скважин. Способы решения. / Гилаев Г.Г., Данчина Я.В., Малышкова М.Л. — Сборник: Современные тенденции развития науки и мирового сообщества в эпоху цифровизации. — Сборник материалов XVIII Международной научно-практической конференции.: Москва, 2023. С. 85-88.

ВЫПОЛНЕНИЕ РАСЧЕТОВ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОФИЛЯ СКВАЖИН В ПК «РН-БУРОВЫЕ РАСЧЕТЫ»

М.Е. Пронькин^{1,2}, М.Е. Коваль^{1,2} к.т.н., А.С. Сусоев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия*

² *ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия*

E-mail : PronkinME@samnipi.rosneft.ru, KovalevME@samnipi.rosneft.ru,

SusoevAS@samnipi.rosneft.ru bngssamgtu@mail.ru

Аннотация: При проектировании строительства скважин выполняются инженерные расчеты с применением современных программных продуктов. Вопрос замещения зарубежных программ один из наиболее актуальных. В ПАО «НК «Роснефть» ведётся разработка собственного программного комплекса (ПК) для моделирования и инженерных расчётов при проектировании строительства скважин.

До последнего времени при проектировании применялись зарубежные программные комплексы. Для перехода на российские разработки необходимо создание собственных программ, которые не должны уступать в точности расчётов по сравнению с зарубежными аналогами. Над решением данной задачи работает ООО «РН-БашНИПИнефть», которая создала корпоративный ПК «РН-Буровые расчеты» (далее ПК «РН-БР»).

ПК «РН-БР» – это отечественный программный продукт, позволяющий осуществлять инженерные расчёты при проектировании скважин: построение траектории скважины, гидравлики промывки, прочности буровой колонны, цементирования обсадных колонн.

На сегодняшний день ПК «РН-БР» имеет расширенный функционал. Программа проходит стадию тестирования, которое выполняется сотрудниками ООО «СамараНИПИнефть». На основе постоянного контакта с разработчи

выполняется совершенствования данного информационного продукта и адаптация под задачи проектирования при строительстве скважин.

Ключевые слова: программное обеспечение, программный комплекс, программное обеспечение, инженерные расчёты, профиль скважины, траектория скважины, геологические цели, цементирование скважин, проектирование скважин, строительство скважин.

Original article

THE ALGORITHM FOR CONSTRUCTING WELL PROFILES IN THE PC "PH-DRILLING CALCULATIONS"

M.E. Pronkin^{1,2}, M.E. Koval,^{1,2} candidate of technical sciences, Susoev A.S.^{1,2}

¹*Samara State Technical University, Samara, Russia*

²*SamaraNIPIneft LLC, Samara, Russia*

E-mail : PronkinME@samnipi.rosneft.ru, bngssamgtu@mail.ru, neo-phis@mail.ru

Annotation . Well design is a whole complex of various engineering calculations, which in the time of information technology without the use of a software product is quite a difficult task. Today, when the issue of import substitution of foreign products arose, PJSC NK Rosneft needed to create its own software to improve the efficiency of well construction design.

Currently, well design was carried out using foreign software systems, so the task was to create our own domestic PC, which would not be inferior to the accuracy and quality of calculations with foreign analogues. RN-BashNIPIneft LLC coped with this task by creating its own software package "PH-Drilling calculations" (hereinafter PC BR).

PC "PH-Drilling Calculations" is a domestic software product that allows you to perform a number of calculations when designing wells in such areas as: well profile design, hydraulics, cementing.

To date, the PC "RN-Drilling calculations" has advanced functionality that works in test mode. Testing of the PC "RN-Drilling calculations" is also performed by employees of SamaraNIPIneft LLC. It is worth noting that the developers promptly provide organized feedback and software maintenance.

Keywords: software, software package, software, engineering calculations, well profile, well trajectory, geological objectives, well cementing, well design, well construction, import substitution

ПК «РН-БР» имеет расширенный функционал в области проектирования профилей скважин от простых наклонно-направленных до сложных горизонтальных с разворотами по азимуту с возможностью их трехмерной визуализацией. Как и зарубежные аналоги ПК «РН-БР» позволяет производить проектирование кустовых площадок с анализом рисков пересечений, проведение технической оценки бурения на расчёт нагрузок с расширенным каталогом бурового оборудования.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Построение профилей в ПК «РН-БР» как и в зарубежных программных комплексах начинается с создания проекта. В любом проекте ПК «РН-БР» создаются уровни в которые необходимо внести исходные данные. Схема уровней приведены на рис.1

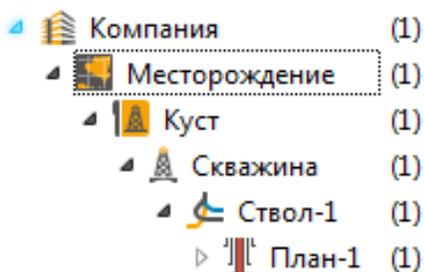


Рис.1 Схема уровней в ПК «РН-БР»

Проектирование начинается с введения системы координат, получения исходных данных о геологических целях, параметров траектории. На уровне «Компания» вносятся общие данные об организации. В «Месторождение» вносится система геодезических координат, картографическая зона в которой расположено месторождение, магнитная модель, а также геологические цели бурения. «Куст» - в этом уровне задать значения альтитуды стола ротора, тип координат, координаты центра куста, тип севера и геологические цели.

При проектировании кустовой площадки также задаются слоты для устья каждой скважины с разворот направления движения станка и расстояние между скважинами. В уровне «Скважина» присваивается слот куста или координаты устья. В «Ствол» вносится тип ствола и после создается «План» для проектирования нового ствола. ПК «РН-БР» также есть возможность подгружать инклинометрические замеры фактического ствола скважины.

После того как создали все вышеперечисленные уровни с занесением всех исходных данных, можно приступить к самому проектированию. На уровне «План» находятся инструменты для построения траектории проектируемой скважины с визуализацией через «Редактор плана». При необходимости возможно внесение дополнительных целей или корректировка через вкладку «Цели бурения».

ПК «РН-БР» позволяет производить анализ рисков пересечения стволов скважин через модуль «Предупреждение столкновений» и с набором дополнительных расчётных инструментов. Окно с инструментами плана ствола скважины представлены на рис. 2.

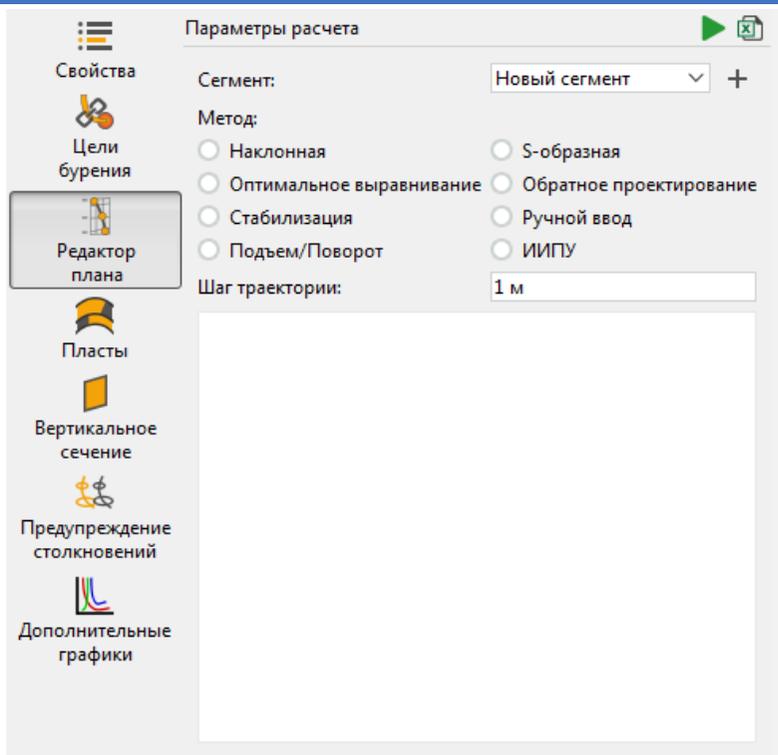


Рис. 2 Редактор плана с методами расчета

Сегменты																Траектория				Тип севера: Картографический	
MD [м]	ДИ [м]	Зенит [°]	Азимут [°]	TVD [м]	TVDSS [м]	С/Ю [м]	В/З [м]	Верт. сечение [м]	ИИПУ [°/10 м]	Положение отклонителя [°]	ИИЗУ [°/10 м]	ИИАУ [°/10 м]	Метод	Цель	Сегмент	Отход [м]	Карт. Север [м]	Карт. Восток [м]			
1	0.00	0.00	0.00	0.00	-93.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	-			0.00	595031...	9483349...			

+ Интерполяция

Рис. 3 Панель расчета траектории

Рассмотрим примеры базовых расчетов траекторий S-образной наклонно-направленной скважины и J-образной горизонтальной скважины. Результаты расчётов приведены ниже на рис. 3,4.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

MD [м]	ДИ [м]	Зенит [°]	Азимут [°]	TVD [м]	TVDSS [м]	С/Ю [м]	В/З [м]	Верт. сечение [м]	ИИПУ [°/10 м]	Положение отклонителя [°]	ИИЗУ [°/10 м]	ИИАУ [°/10 м]	Метод	Цель	Сегмент	Отход [м]	Карт. Север [м]	Карт. Восток [м]	
1	0.00	0.00	0.00	0.00	-93.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-			0.00	595031...	9483349...	
2	600.00	600.00	0.00	0.00	600.00	507.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Ручно...		Сегмент-8	0.00	595031...	9483349...	
3	887.71	287.00	28.77	1.20	875.77	782.77	70.72	1.48	70.73	1.00	1.20	1.00	0.04	Оптим...		Сегмент-9	70.73	595038...	9483351...
4	1473.31	585.00	28.77	1.20	1389.00	1296.08	352.52	7.40	352.59	0.00	0.00	0.00	0.00	Оптим...		Сегмент-9	352.59	595067...	9483357...
5	1979.81	506.00	13.58	1.20	1860.00	1767.00	534.89	11.23	535.00	0.30	180.00	-0.30	0.00	Оптим...	T1	Сегмент-9	535.00	595085...	9483361...

Рис. 4 Расчет траектории S-профиля

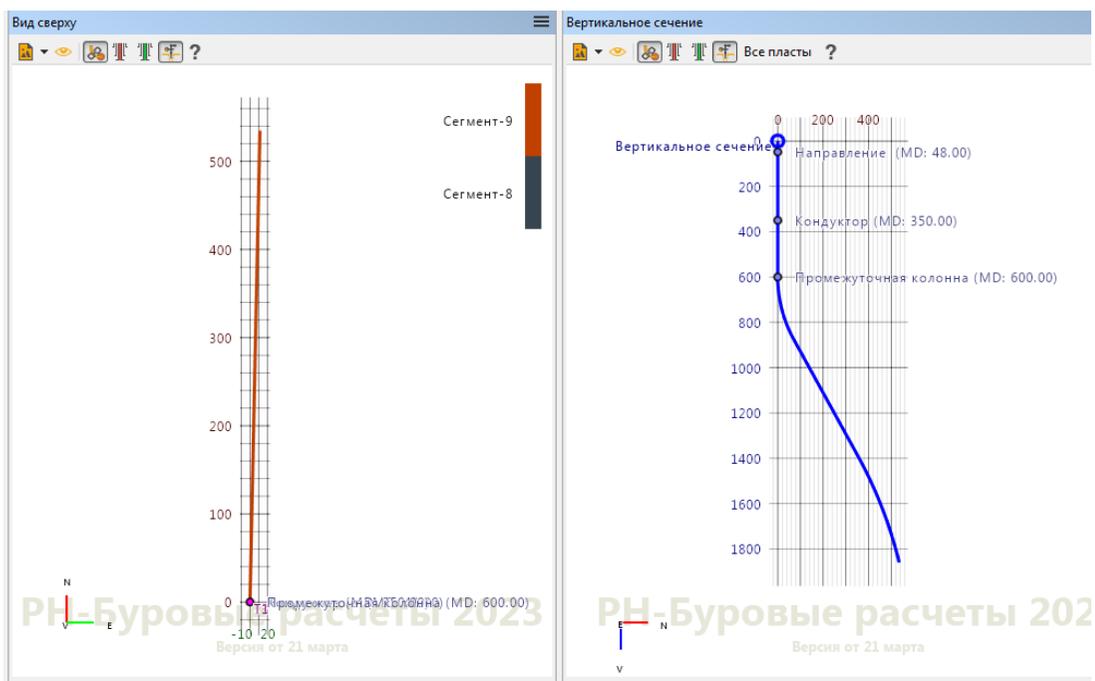


Рис. 5 Вид сверху и вертикальное сечение S-профиля

MD [м]	ДИ [м]	Зенит [°]	Азимут [°]	TVD [м]	TVDSS [м]	С/Ю [м]	В/З [м]	Верт. сечение [м]	ИИПУ [°/10 м]	Положение отклонителя [°]	ИИЗУ [°/10 м]	ИИАУ [°/10 м]	Метод	Цель	Сегмент	Отход [м]	Карт. Север [м]	Карт. Восток [м]	
1	0.00	0.00	0.00	0.00	-82.00	6.25	6.47	-0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-			0.00	721226...	535984.31	
2	300.00	300.00	0.00	0.00	300.00	218.00	0.00	0.00	-8.00	0.00	0.00	0.00	Ручно...		Сегмент-1	9.00	721225...	535977.84	
3	614.17	314.17	30.00	191.49	600.01	518.01	-78.78	-16.01	87.75	0.95	191.49	0.95	6.10	Ручно...		Сегмент-2	87.95	721217...	535961.83
4	624.17	10.00	30.00	191.49	608.67	526.67	-83.68	-17.01	92.71	0.00	0.00	0.00	0.00	Ручно...		Сегмент-3	92.94	721217...	535960.83
5	755.03	130.86	43.09	191.66	713.58	631.58	-159.84	-32.63	169.86	1.00	0.52	1.00	0.01	Оптим...		Сегмент-4	170.63	721209...	535945.21
6	1060.55	305.52	43.09	191.66	936.71	854.71	-364.23	-74.81	376.98	0.00	0.00	0.00	0.00	Оптим...		Сегмент-4	379.30	721189...	535903.03
7	1493.16	431.61	00.00	100.00	1104.00	1033.00	-733.73	-104.00	761.38	1.10	11.24	1.00	0.10	Оптим...	T1	Сегмент-4	763.33	721183...	535703.07

Рис. 6 Расчет траектории горизонтальной скважины

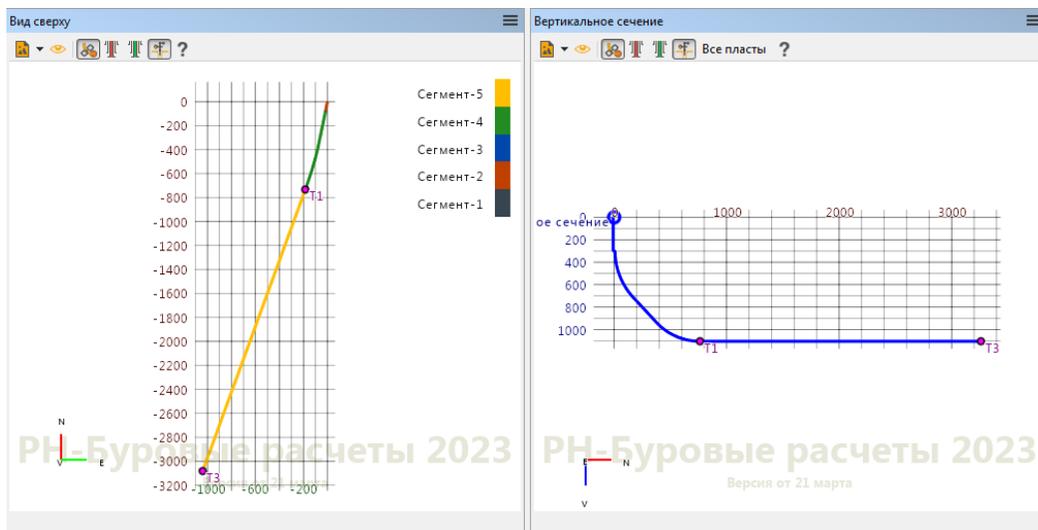


Рис. 7 Вид сверху и вертикальное сечение горизонтальной скважины

В ПК «РН-БР» имеется целый набор методов необходимых для построения профилей. Как правило тип профиля скважин зависит от конструкции. Данный программный комплекс предоставляет возможность построения траекторий скважин от простых профилей в двухмерном пространстве S и J типов, до сложных горизонтальных скважин с разворотом по азимуту, многозабойных и многоствольных скважин и боковых стволов. Применение методов расчёта позволяют вносить расширенный набор данных для построения под определенные условия бурения. Также стоит отметить моментальную визуализацию траекторий после расчёта в 3D-график, вид сверху и вертикальное сечение. При ошибке в расчетах программа выдает текстовое оповещение.

В ФГБОУ ВО «СамГТУ» и ООО «СамараНИПИнефть» расчеты были протестированы на некоторых различных по исходным данным скважинах. Стоит отметить хорошую сходимость результатов расчетов по ряду параметров в сравнение с зарубежным ПО Landmark Compass. Стоит отметить, что итоговые значения параметров имеют небольшие расхождения. Соответственно данные методики требуют доработки или научного исследования.

В результате тестирования ПК «РН-БР» так же была разработана блок-схема алгоритма расчета профиля скважины для инженеров в области ННБ, который включает себя такие операции как получение исходных данных и их внесение, расчет траектории в зависимости от типа профиля скважины по алгоритму в котором необходимо произвести анализ построения. При получении отрицательного результата необходимо провести операции смещения целей по кругу допуска или по согласованию с заказчиком сместить местоположения устья. Далее необходимо по циклу провести расчет траектории по вышеописанном алгоритму. Блок-схема алгоритма представлена на рисунке 8.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН



Рис. 8 Блок-схема алгоритма расчета профиля скважины в ПК «РН-Буровые расчеты»

Выводы

Рассмотренный программный комплекс «РН-Буровые расчеты» позволяет следующее.

1. Выполнять инженерные расчеты и моделирование профилей наклонно-направленных и горизонтальных скважин.
2. Визуализировать результаты моделирования наклонно-направленных и горизонтальных скважин в графическом формате 2D и 3D.
3. Выгружать результаты выполненных расчетов в виде графиков, диаграмм и таблиц в форматах, применяемых в проектной документации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ПАО «НК «Роснефть» Руководство пользователя программный комплекс «РН-Буровые расчеты 2021» Москва 2022 г., 116 с.
2. Проектирование наклонно-направленного и горизонтального бурения скважин в Самарской области / М. А. Рвалов, М. В. Петров, В. А. Капитонов, Г. Г. Гилаев // Бурение и нефть. – 2022. – № 11. – С. 3–8.
3. Методические указания Компании «Наклонно-направленное бурение» №П2-10 М-0038, Версия 1.00. Москва, 2018, 86 стр.
4. Проектирование строительства горизонтальных скважин с отрицательным отходом / М.В. Петров, К.А. Шиповский // Ашировские чтения. – Самара: СамГТУ, 2023 – С. 47–55.

УДК 622.24

ПОСТРОЕНИЕ ОДНОМЕРНОЙ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ В ПРОГРАММЕ RH-СИГМА

В.С. Ванюшкин, А.А. Парменова, К.В. Авдеева, К.А. Шиповский

Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

Аннотация. Статья посвящается вопросам построения одномерной геомеханической модели в программе RH-СИГМА. Рассмотрены методы расчетов одномерной геомеханической модели. Сформулированы этапы построения.

Ключевые слова: одномерная геомеханическая модель, методы расчета, модель устойчивости ствола скважины, окно безопасного бурения.

Одномерная геомеханическая модель (1D) в RH-СИГМА — это модель, которая дает возможность провести расчёт механических свойств пород, поровое давление и градиент давления гидравлического разрыва пласта, горизонтальное и вертикальное напряжение по геофизическим данным.

Актуальность темы: в процессе проводки скважины необходимо обеспечить безаварийное бурение. Расчеты одномерной модели дают прогноз поведения горных пород в различных условиях, что позволяет обезопасить и оптимизировать процесс бурения.

Цель работы: проанализировать одномерную геомеханическую модель.

Задачу построения модели можно условно разделить на две части: в первую очередь – это построение модели механических свойств и напряжений, а во-вторых – решение задач устойчивости ствола скважины [1].

В качестве объекта исследования был взят интервал бурения 1644-1655 м на скважине Покровского месторождения Оренбургской области.

Работа по построению 1D модели была проведена в программном продукте RH-СИГМА.

Расчет 1D модели начинается с загрузки следующих данных: инклинометрии, акустического каротажа (DTr, DTs, GGKp), траектории скважины и ее литологии. Полученные данные со скважины представлены на рисунке 1.

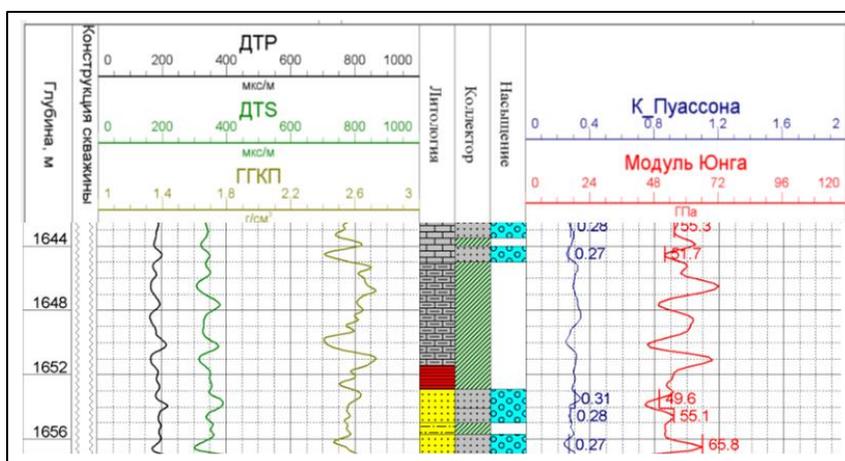


Рис. 1. Каротажные данные (DTr, DTs, GGKp), коэффициент Пуассона и модуль Юнга

Следует отметить, что в этой программе возможно создать собственную кривую, которую можно будет использовать в виде исходных данных для последующего моделирования.

Ход расчета: 1. Синтетическая плотность пород; 2. Геостатическое давление; 3. Поровое давление; 4. Динамические модуль Юнга и коэффициент Пуассона; 5. Статические модуль Юнга и коэффициент Пуассона; 6. Прочностные свойства; 7. Горизонтальные напряжения; 8. Стационарная устойчивость ствола скважины [1, 2].

Кривая плотности горных пород — основа для восстановления многих параметров пласта. Основным источником информации о плотности породы является плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКп), значения которого берутся для расчета синтетической плотности, остальные значения подставляются автоматически самой программой [1]. На выходе получается результирующая кривая – синтетическая плотность на рассматриваемом интервале.

Геостатическое давление — давление вышележащих пород. В любой точке земной коры геостатическая нагрузка эквивалентна весу вышележащей толщи отложений (пород и флюидов) [1]. Используя кривую синтетической плотности во входных данных, рассчитывается геостатическое давление и на выходе результирующие кривые имеют вид геостатического давления и геостатической эквивалентной плотности.

Поровое давление – давление жидкости в порах горной породы, рассчитываемое методом по зонам и фациям. В итоге в виде результирующей кривой получается профиль порового давления [1]. Зоны и фации рассчитываются методом постоянного градиента, в качестве входных параметров которого берутся значения градиент давления, опорная глубина и опорное значение порового давления. На выходе образуется значение порового давления.

Пористое тело характеризуется тремя модулями упругости: модулем Юнга, коэффициентом Пуассона и коэффициентом пороупругости. Расчет динамических модуля Юнга и коэффициента Пуассона производится методом расчета из интервальных скоростей звука. Входные параметры: плотность пород – гамма-гамма плотностной каротаж, интервальное время продольной и поперечной волны используются акустические каротажи (DT_p , DT_s). На выходе получают значения модуля Юнга и коэффициент Пуассона динамические.

Статические модуль Юнга и коэффициент Пуассона в нашем случае использовались с каротажных данных со скважины.

Прочностные характеристики рассчитываются для того, чтобы определить критические нагрузки, превышение которых может привести к разрушению материала. Выделяют три основные нагрузки: на одноосное сжатие, предел прочности на растяжение, угол внутреннего трения.

С помощью добавленной корреляции производится расчет предела прочности на одноосное сжатие. Создать свою корреляцию возможно следующим путем. В редакторе корреляций с помощью графы скрипта вводятся значения для будущего своего метода расчета. Данные корреляции, например, назовем модуль Юнга UCS (ПТЛ) и давление EST_slm . Они будут использоваться в расчете прочностных свойств методом по зонам и фациям, в которые подставляются значения введенных корреляций. На выходе получится результирующая кривая прочностных свойств.

Затем, в этом же разделе, возможно произвести расчет предела прочности на растяжение методом линейной функции $TS(UCS)$ и угла внутреннего трения

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

методом корреляции Лала (глинистые сланцы). В качестве входных параметров предела прочности на растяжение используется уже ранее рассчитанное значение предела прочности на одноосное сжатие, а угла внутреннего трения – каротаж DTr. На выходе получаются соответствующие результирующие кривые.

Далее производится расчёт минимального и максимального горизонтальных напряжений – боковые напряжения, которые испытывает порода под действием тектонических сил и горного давления. Основным способом определения является прямая функция от горного и порового давления, а также значения тектонических деформаций [1]. Минимальное и максимальное горизонтальные напряжения рассчитываются методом пороупругой модели с заданной деформацией. Входными параметрами являются рассчитанные данные: поровое давление, геостатическое давление, статические модуль Юнга и коэффициент Пуассона, коэффициент пороупругости, остальное подставляется автоматически программой. На выходе получаются кривые минимального и максимального горизонтального напряжения.

На основании проделанных расчётов строится стационарная устойчивость ствола скважины. Он представляет собой график (рис. 2), на котором нанесены значения ГРП, поглощений, выбросов и плотности обрушений. На графике определяется коридор безопасного бурения с выбором эквивалентной циркуляционной плотности (рис. 2) [2, 3].

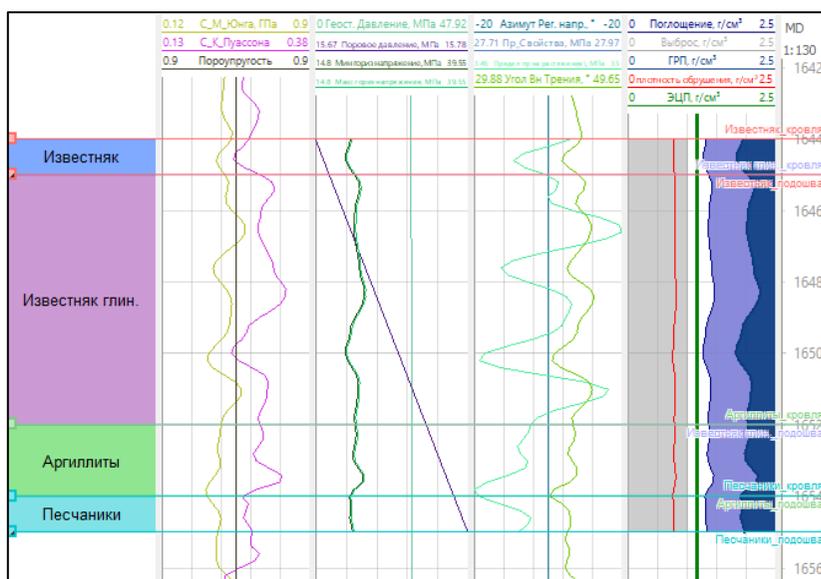


Рис. 2. Устойчивость ствола скважины и окно безопасного бурения

При изучении стабильности ствола скважины важное значение имеют азимут и наклон. В программе РН-СИГМА можно построить стереограмму критической плотности бурового раствора, которая отображает параметры для оценки минимально допустимой плотности промывочной жидкости. Для построения необходимо указать текущую глубину (MD), TVD, TVDSS, азимут и наклон, чтобы отразить параметры траектории в выбранной точке. Текущая глубина (MD) является редактируемой и задает глубину, на которой требуется рассчитать компонент напряжения; значения в остальных полях пересчитываются автоматически [1].

На правой части рисунка 3 расположена область траектории скважины. Область расчета окрашена в синий цвет, текущая выбранная глубина отмечена зеленой точкой. Эту точку можно перемещать вдоль синей области и наблюдать значения на стереограммах.

Сверху расположена стереограмма плотности гидроразрыва, снизу - стереограмма плотности обрушения (рис. 3). Стереограмма критической плотности показывает зависимость критической плотности от азимута и наклона скважины на выбранной глубине, что помогает определить безопасное направление бурения в рискованных точках для дальнейшего планирования траектории скважины [1]. На стереограмме отображены две линии уровня: прямая линия постоянного наклона и окружность - линия постоянного азимута, с значениями наклона и азимута рядом с ними.

Графики зависимости критической плотности от азимута и наклона позволяют провести более глубокий анализ безопасного направления бурения с учетом всех четырех значений критических плотностей [1].

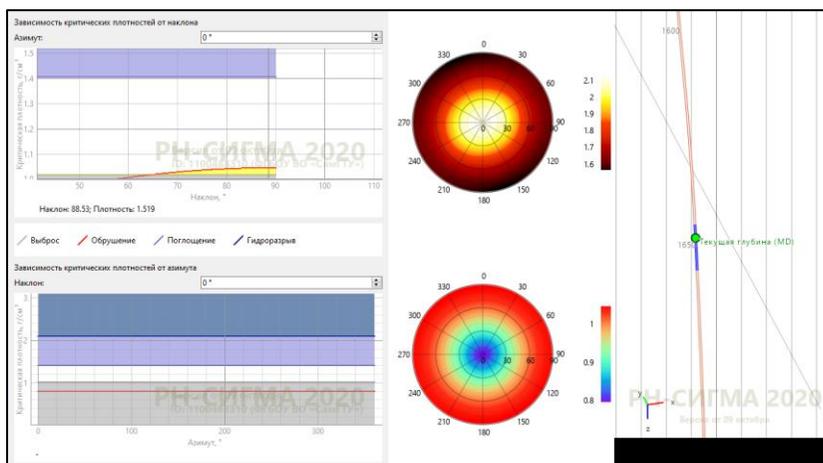


Рис. 3. Стереограммы зависимости критической плотности от азимута и наклона

Таким образом, можно отметить, что расчёт модели устойчивости ствола скважины и её анализ в РН-СИГМА доступен для использования при бурении других скважин при похожих условиях. Это является эффективным методом оптимизации процесса бурения скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Геомеханический симулятор «РН-СИГМА»: руководство пользователя / ПАО «НК «Роснефть».: М. 2023. – с 435.
2. Построение одномерной геомеханической модели: лаб.практикум/К.А. Шиповский, К.В. Авдеева. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2024. -63.
3. Расчет напряженного состояния на участке Северо-Комсомольского месторождения с использованием нового корпоративного 3D-симулятора РН-СИГМА: научная статья / Д.Р. Ардисламова [и др.] // Экспозиция нефть газ. – 2023. – №3. – С. 38-43.

УДК 622.24.062 : 622.24.063.2

АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ В ПК
«РН-БУРОВЫЕ РАСЧЕТЫ»

И.Н. Евсеев^{1,2}, М.Е. Коваль^{1,2} к.т.н., А.С. Сусоев^{1,2}, А.Е. Эмирасанов^{1,2}

¹*ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия*

²*ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия*

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

SusoevAS@samnipi.rosneft.ru, EmirasanovAE@samnipi.rosneft.ru

Аннотация. В сфере нефтегазовой промышленности строительство скважин – сложный и многоступенчатый процесс, требующий точного планирования и расчетов. Сложно представить современное строительство скважин без специализированного программно-инженерного инструмента расчетов.

Одним из таких программно-инженерных инструментов является программный комплекс «РН-Буровые расчеты», разработанный ООО «БашНИПИнефть». Данное решение представляет собой программный комплекс для выполнения инженерных расчетов при моделировании технологических процессов, происходящих при строительстве скважин. Перед ООО «БашНИПИнефть» стояла цель не только обеспечить замещение импортных программных обеспечений, но и увеличить функционал и улучшить эффективность новых инструментов.

Ключевые слова: программный комплекс, цементирование, программное обеспечение, проектирование скважин, строительство скважин, алгоритм расчета.

Original article

CEMENTING CALCULATION ALGORITHM IN THE PC "PH-DRILLING
CALCULATIONS"

*I.N. Evseev^{1,2}, M.E. Koval^{1,2} candidate of technical sciences, A. S. Susoev^{1,2},
A. E. Emirasanov^{1,2}*

¹*Samara State Technical University, Samara, Russia*

²*SamaraNIPIneft LLC, Samara, Russia*

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

SusoevAS@samnipi.rosneft.ru, EmirasanovAE@samnipi.rosneft.ru

Annotation. In the oil and gas industry, well construction is a complex and multi-stage process that requires precise planning and calculations. It is difficult to imagine modern well construction without a specialized software and engineering calculation tool.

One of these software engineering tools is the RN-Drilling Calculations software package, developed by BashNIPIneft LLC. This solution is a software package for performing engineering calculations when modeling technological processes occurring

during well construction. BashNIPIneft LLC had a goal not only to ensure the replacement of imported software, but also to increase the functionality and improve the efficiency of new tools.

It is important that the transition to domestic programs provides a significant reduction in cost, compared with the use of licenses of alternative foreign software. Also, domestic programs have advantages in organizational terms and prospects for further improvement of software in the technological aspect.

Key words: software package, cementing, software, well design, well construction, calculation algorithm.

Для выполнения расчета цементирования в ПК «РН-Буровые расчеты» реализован следующий функционал построения графиков: эквивалентная циркуляционная плотность, давление на устье в зависимости давления от объёма, времени и ходов, коэффициент вероятности перетоков, анимация закачки жидкостей, температура ОЗЦ, давление в зоне пласта и ГРП.

В ООО «СамараНИПИнефть» был протестирован базовый функционал расчета цементирования. Чтобы приступить к расчету, необходим набор исходных данных, приведенных в табл. 1.

Таблица 1 – Исходные данные для расчета цементирования

Исходные данные для расчета цементирования	
Геология	- Данные коэффициентов кавернозности - Информация по градиентам ГРП и порового (пластового давления)
Профиль	- Используем профиль с разбивкой 30-40 м
Данные по ОК	- Глубина установки башмака - Параметры ОК
Лабораторные тесты	- Лаб. тесты буферных жидкостей - Лаб. тесты цементных растворов
Параметры применяемого бурового раствора	- Тип раствора - Характеристики БР

Рассмотрим алгоритм расчета цементирования скважины. Для начала необходимо создать новый проект и создать следующие уровни иерархии: компания, месторождение, куст, скважина, ствол, план или факт. На уровне «План» необходимо внести уже готовый профиль. После этого необходимо создать уровень «Вариант» и выбрать моделируемый процесс – цементирование.

Исходные данные необходимо вносить на уровне «Вариант». Сначала вносим данные по стволу. В разделе «Конструкция» необходимо внести параметры предыдущей обсадной колонны, ее глубину башмака, а также информацию по открытому стволу: диаметр ствола, эффективный диаметр (рис. 1).

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Тип секции	MD верх интервала [м]	TVD верх интервала [м]	MD [м]	TVD [м]	Длина [м]	Диаметр открытого ствола [мм]	Эффективный диаметр [мм]	
1	Обсадная коло...	0.00	0.00	600.00	600.00	600.00	295.30	295.30
2	Открытый ствол	600.00	600.00	858.12	857.00	258.12	220.70	227.22
3	Открытый ствол	858.12	857.00	984.95	980.00	126.83	220.70	226.15
4	Открытый ствол	984.95	980.00	1130.70	1110.00	145.75	220.70	225.07
5	Открытый ствол	1130.70	1110.00	1226.56	1190.00	95.86	220.70	226.15
6	Открытый ствол	1226.56	1190.00	1256.52	1215.00	29.96	220.70	241.76
7	Открытый ствол	1256.52	1215.00	1496.16	1415.00	239.65	220.70	222.90
8	Открытый ствол	1496.16	1415.00	1733.42	1620.00	237.26	220.70	225.07
9	Открытый ствол	1733.42	1620.00	1763.50	1647.00	30.08	220.70	235.64
10	Открытый ствол	1763.50	1647.00	1813.14	1692.00	49.64	220.70	228.29
11	Открытый ствол	1813.14	1692.00	1883.84	1757.00	70.70	220.70	226.15
12	Открытый ствол	1883.84	1757.00	1993.79	1860.00	109.94	220.70	247.74
13	Открытый ствол	1993.79	1860.00	1995.00	1861.15	1.21	220.70	242.77

Рис. 1 – Информация по открытому стволу

Тип секции	Длина [м]	MD верх интервала [м]	TVD верх интервала [м]	MD [м]	TVD [м]	Внешний диаметр [мм]	Внутренний диаметр [мм]	Толщина стенки [мм]	Объем секции [м ³]	Коэффициент трения	
1	Обсадная коло...	1973.28	0.00	0.00	1973.28	1840.62	168.30	150.40	8.95	35.06	0.40
2	Муфта с обрат...	0.42	1973.28	1840.62	1973.70	1841.02	188.00	147.00	20.50	0.01	0.40
3	Обсадная коло...	20.00	1973.70	1841.02	1993.70	1859.92	168.30	150.40	8.95	0.36	0.40
4	Башмак обсад...	0.30	1993.70	1859.92	1994.00	1860.20	188.00	149.60	19.20	0.01	0.40

Рис. 2 – Оснастка ОК

Следующим шагом необходимо внести данные по цементируемой обсадной колонне и применяемой оснастке. Для этого нужно перейти в подраздел «Колонна» и внести необходимые данные (рис. 2). Центрацию можно задать двумя способами: фиксированная центрация и использование центрирующих устройств. С помощью функции «Фиксированная центрация» можно задать определенный процент на всем интервале открытого ствола.

Данные по градиентам ГРП и поровому давлению вносятся в разделе «свойства раздела». Глубина вносится только по вертикали.

Свойство	Значение
Реологическая модель	Степенная
Реологические данные	Данные по вискозиметру Фанна
K'	0.818 Па*с ^{n'}
n'	0.725
Плотность	1.9 г/см ³
Теплоёмкость	837.9 Дж/(кг*К)
Теплопроводность	0.983 Вт/(м*К)
Класс цемента	Класс G
Выход цементного раствора	0.73 м ³ /тонна
Водопотребность	0.37 м ³ /тонна
Температура замера тепловыделения	20 °C

Рис. 3 – Параметры цементного раствора плотностью 1900 кг/м³

В разделе «Редактор растворов» вносятся жидкости, которые будут участвовать в процессе цементирования. Базовые параметры, которые необходимо

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

внести для жидкости: реологическая модель, плотность, реология, у цементных растворов добавляются выход и водопотребность. Все параметры необходимо брать из лабораторных тестов. На рис. 3 приведены параметры цементного раствора.

План заправки цемента Аэрация

Новая стадия	Числ. стадии	Тип	Жидкость	Метод задания	Расход [м³/мин]	Число ходов [1/мин]	Длительность [мин]	Объем [м³]	Ходы	Верх раствора (MD) [м]	Длина [м]	Сухой цемент [т]
<input checked="" type="checkbox"/>	1	Раствор	Mud 1.25 SG 178 mm	Объем	1.200	240.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
<input checked="" type="checkbox"/>	2	Буфер	Буфер отмывающий 1,02 SG	Объем	1.200	14.400	55.556	4.000	800.000	0.000	31.409	0.000
<input checked="" type="checkbox"/>	3	Буфер	TS 1.4 SG	Объем	1.200	14.400	83.333	6.000	1200.000	31.409	318.591	0.000
<input checked="" type="checkbox"/>	4	Цемент	Lead 1.5 SG ВНСТ 42С 178 mm	Верх раствора	1.200	240.000	13.700	16.440	3288.000	350.000	896.000	11.497
<input checked="" type="checkbox"/>	5	Цемент	Tail 1.9 SG ВНСТ 42С 178 mm	Верх раствора	1.200	240.000	6.464	7.756	1551.200	1246.000	449.000	10.625
<input checked="" type="checkbox"/>	6	Цемент	Tail 1.92 SG ВНСТ 42С 178 mm	Верх раствора	1.200	240.000	5.640	6.768	1353.500	1695.000	300.000	9.532
<input checked="" type="checkbox"/>	7	Верхняя пробка	-	Длительность	0.000	0.000	5.000	0.000	0.000	1805.118	0.000	0.000
<input checked="" type="checkbox"/>	8	Раствор	Тех. вода	Объем	1.200	14.400	41.667	3.000	600.000	1805.118	168.882	0.000
<input checked="" type="checkbox"/>	9	Раствор	Mud 1.25 SG 178 mm	Объем	1.200	14.400	277.778	20.000	4000.000	679.361	1125.756	0.000
<input type="checkbox"/>	9-1	Раствор	Mud 1.25 SG 178 mm	Объем	0.720	8.640	231.481	10.000	2000.000	116.483	562.878	0.000
<input type="checkbox"/>	9-2	Раствор	Mud 1.25 SG 178 mm	Объем	0.300	60.000	6.898	2.069	413.884	0.000	116.483	0.000

Рис. 4 – План заправки растворов

В плане заправки необходимо указать растворы в порядке заправки, которые заносились в разделе «Редактор растворов». План заправки изображен на рис. 4.

Рассмотрим графики, полученные при расчете.

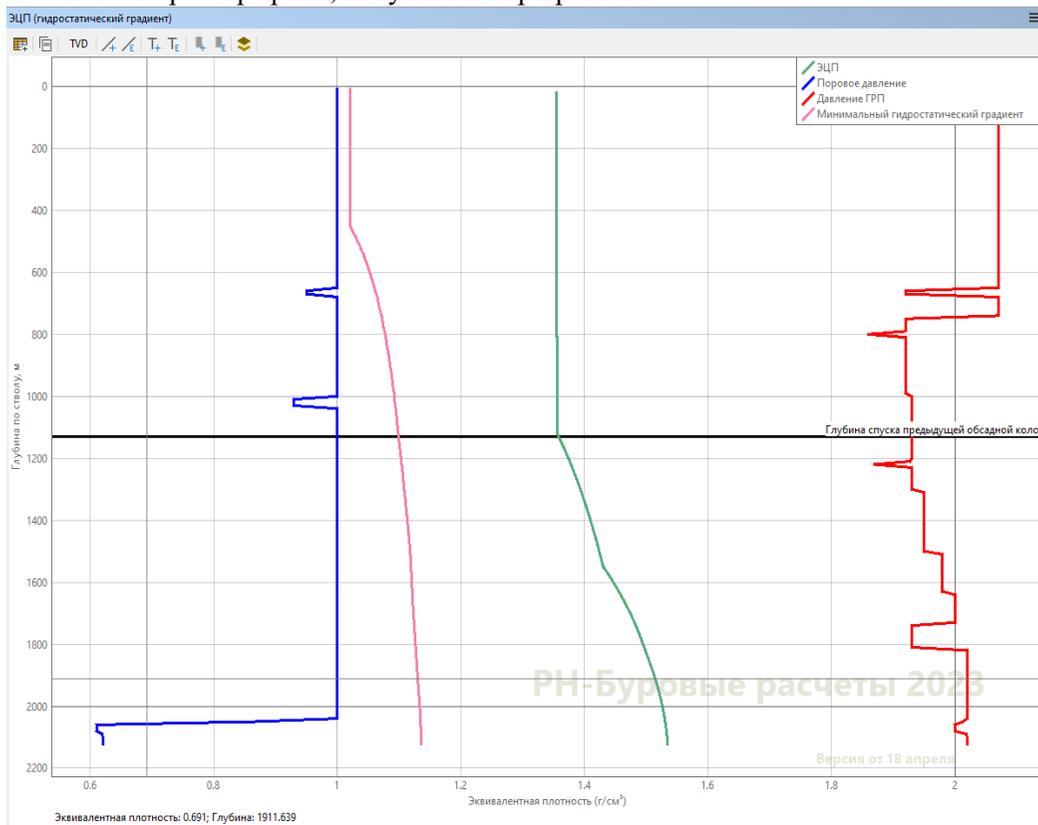


Рисунок 5 – График ЭЦП (гидростатический градиент)

График ЭЦП приведен на рис. 5 график «Эквивалентная циркуляционная плотность», который показывает распределение плотности по-интервално с учетом дополнительных потерь давления на трение. По данному графику можно

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

предотвратить газонефтеводопроявления или поглощения цементного раствора. По рисунку 5 можно увидеть, что максимальная ЭЦП на забое не превышает градиент гидроразрыва.

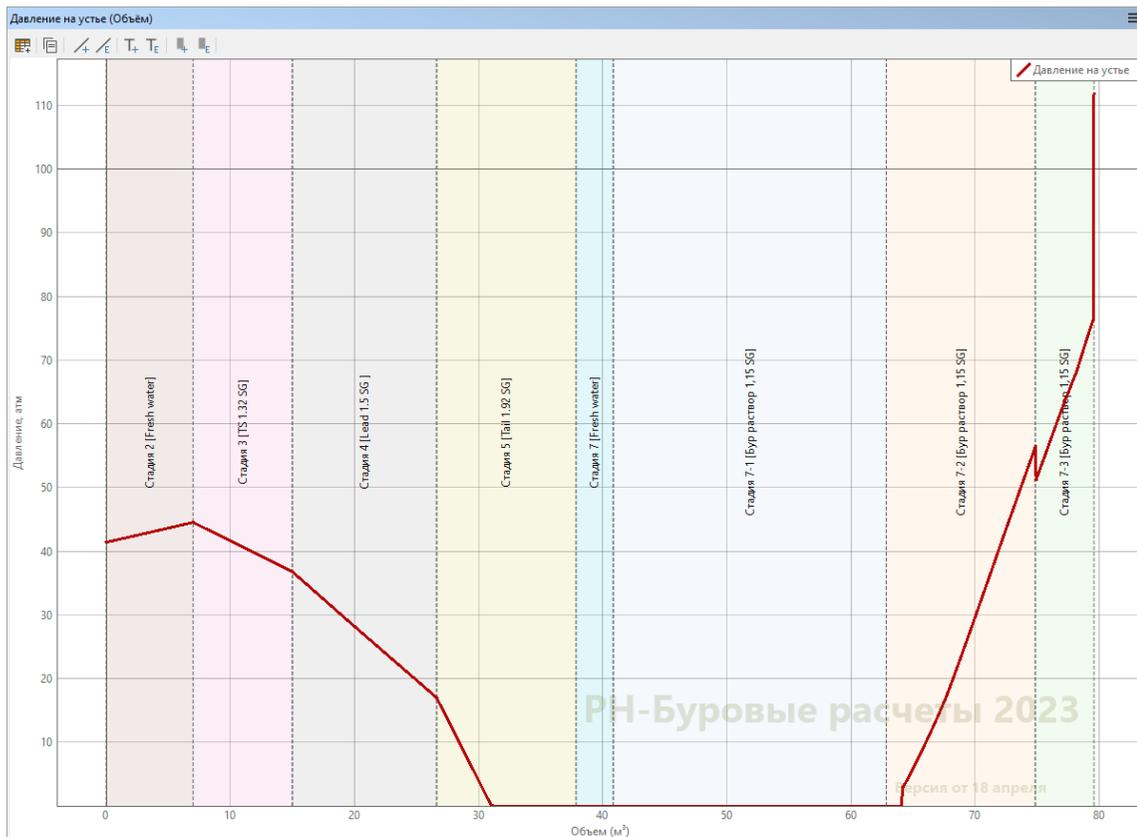


Рисунок 6 – График «Давление на устье»

График «Давление на устье» рис. 6 показывает изменение давления в зависимости от закаченного объема в скважине. По графику можно увидеть прогнозируемое давление «СТОП». На рис. 6 давление на устье составляет 78 атм.

График «Давление в зоне пласта» позволяет увидеть максимальную ЭЦП в зависимости от объема закаченных жидкостей.

График «Коэффициент перетока» позволяет визуализировать риск миграции флюида на определенной глубине при затвердевании цемента.

ПК «РН-Буровые расчеты» позволяет увидеть анимацию процесса цементирования. Это помогает убедиться в том, что жидкости в конце цементирования расположены так, как было запланировано при создании дизайна.

Резюмируя ранее сказанное, разработана блок-схема алгоритма расчета цементирования (рис. 7). Для начала необходимо подготовить все исходные данные и внести их в программный комплекс. Следующим шагом идет подбор дизайна, т.е. следует выбрать способ цементирования, подобрать плотность и характеристики всех растворов, составить предварительный план закачки и потом внести все данные в «РН-Буровые расчеты». После получения результатов, необходимо их проанализировать. Если же дизайн подобран неверно (например: по графику ЭЦП

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

получаем гидроразрыв), следует вернуться на шаг раньше и пересмотреть дизайн цементирования.

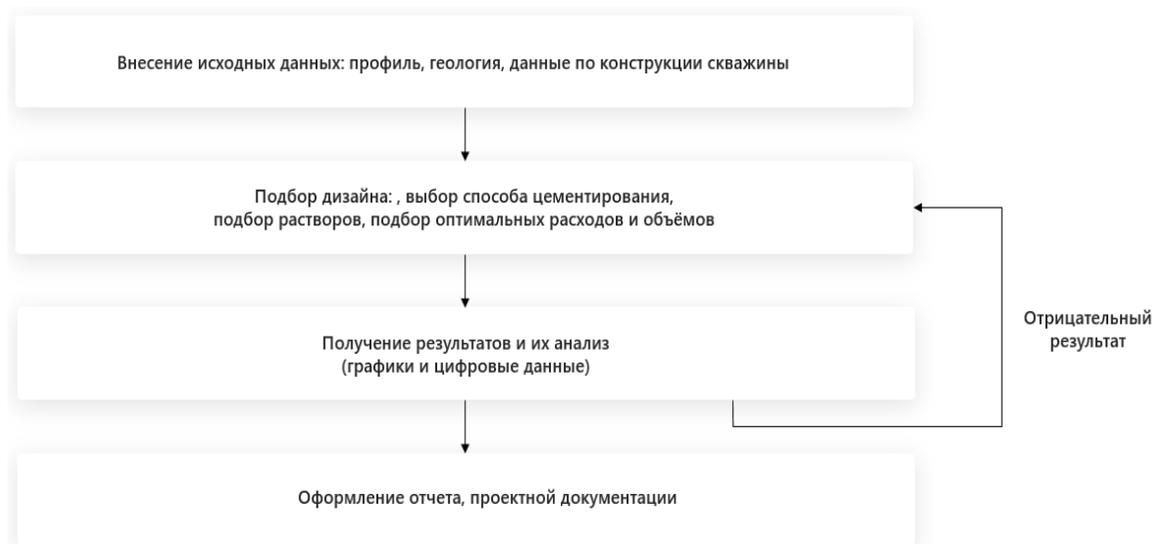


Рисунок 7 – Блок-схема алгоритма расчета цементирования скважины

Выводы и рекомендации

1. Программный комплекс «РН-Буровые расчёты» позволяет следующее:
 - моделировать технологический процесс цементирования ствола скважины;
 - разработать оптимальный план закачки жидкостей при цементировании скважины;
 - визуализировать распределение буферных и цементных растворов в трубном и затрубном пространстве.
2. Для развития программного комплекса «РН-Буровые расчёты» рекомендуется разработать:
 - алгоритм расчёта пеноцементирования скважин;
 - приложение для моделирования вытеснения бурового раствора в графическом формате 3D.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ПАО «НК «Роснефть» Руководство пользователя программный комплекс «РН-Буровые расчеты 2021» Москва 2022 г., 119 с.
2. Технологическая инструкция компании ПАО НК «Роснефть» «Крепление скважин» №П2-05.01 ТТР-1208, версия 1.00. Москва, 2016, 80 стр.
3. Сулейманов Б.А., Велиев Э.Ф., Шовгенов А.Д. Теоретические и практические основы цементирования скважин. - «ИКИ», 2022. - 292 с.
4. Черныш В.Ф. Технология цементирования обсадных колонн обратной циркуляцией. - Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2016. - 164 с.
5. Живаева В.В., Капитонов В.А., Мозговой Г.С., Спиридонов П.Ю. Испытание тампонажных составов под скважинные условия : учебное пособие / В. В. Живаева [и др.]; Самарский государственный технический университет, Бурение нефтяных и газовых скважин.- Самара, 2021. - 171 с.

СОКРАЩЕНИЕ НЕПРОИЗВОДИТЕЛЬНОГО ВРЕМЕНИ (NPT) ПРИ ПОМОЩИ КРІ

Н.Е. Липатов, В.В. Живаева

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
email: lipatov.ne@mail.ru*

В современном мире применение ключевых показателей эффективности (КРІ) стало неотъемлемой частью управления любым предприятием. Ключевые показатели эффективности играют важную роль в стратегическом управлении рисками при бизнес-планировании, обеспечивая компании любого сегмента данными для принятия обоснованных решений и обнаружения угроз на ранних стадиях. Несмотря на существующие трудности, внедрение системы КРІ в общую стратегию компании управления рисками с последующим анализом данных значительно увеличивает устойчивость компаний к внешним и внутренним угрозам, способствуя их развитию.

Ключевые слова: непроизводительное время, NPT, ключевые показатели эффективности, КРІ, мониторинг КРІ, сокращение непроизводительного времени, сокращение NPT.

Непроизводительное время (NPT) в контексте бурения означает те периоды времени, когда буровая установка не занимается непосредственным бурением из-за различных технических, операционных или логистических проблем. Это может включать время на ремонт оборудования, простои из-за плохих погодных условий, задержки в доставке материалов или оборудования, а также время на переустановку оборудования между стадиями бурения [1].

Примеры NPT в бурении:

1. **Технические неисправности** — отказ бурового оборудования, который требует его ремонта или замены.
2. **Логистические задержки** — задержка в доставке необходимых материалов или оборудования на буровую площадку.
3. **Ожидание разрешений** — задержки, связанные с получением необходимых операционных разрешений или документов.
4. **Проблемы с персоналом** — недостаток квалифицированного персонала или задержки, связанные с обучением персонала.
5. **Плохие погодные условия** — условия, при которых безопасное продолжение работ невозможно.

Важность сокращения NPT

Сокращение NPT имеет критическое значение по нескольким причинам:

1. **Увеличение производительности:** каждый час, когда буровая установка не занимается бурением, снижает общую производительность операции. Максимизация времени бурения напрямую влияет на скорость завершения скважин и общую эффективность проекта.

2. **Снижение затрат:** непродуктивное время приводит к увеличению операционных затрат. Простои оборудования, персонала и ресурсов требуют дополнительных вложений без получения результатов, что увеличивает общую стоимость бурения на единицу продукции [2].

3. **Безопасность:** длительные периоды NPT могут увеличить риски на рабочем месте, поскольку незапланированные остановки могут привести к срочным и потенциально рискованным операциям по обслуживанию и ремонту.

4. **Репутация и надежность:** способность компании управлять NPT и поддерживать высокий уровень операционной надежности повышает ее репутацию среди клиентов и инвесторов как надежного партнера.

В контексте управления буровыми операциями, стратегическое сокращение NPT через эффективное использование KPI и других управленческих инструментов является ключевым для увеличения эффективности, снижения затрат и улучшения безопасности на месторождении.

Ключевые показатели эффективности (KPI) играют важную роль в управлении непродуктивным временем (NPT) в бурении, предоставляя объективные и измеримые данные, которые помогают оценить эффективность операций, выявить проблемные зоны и оптимизировать процессы. Ниже приведён обзор того, как KPI могут быть использованы для отслеживания и управления NPT.

1. Определение и отслеживание KPI для NPT

Первым шагом в управлении NPT через KPI является определение тех показателей, которые наиболее точно отражают простои и их причины.

Примеры таких KPI включают:

- **Процент времени простоя к общему времени бурения:** показывает общую долю времени, когда буровая установка не была продуктивной.
- **Среднее время до отказа (MTBF):** измеряет среднее время между возникновениями технических сбоев или неисправностей.
- **Среднее время восстановления (MTTR):** отражает среднее время, необходимое для восстановления работы после каждого сбоя.
- **Частота инцидентов:** количество инцидентов, приводящих к NPT, за определенный период времени.

2. Анализ данных KPI для выявления тенденций и проблем

Сбор данных по этим KPI позволяет анализировать тенденции и выявлять корреляции между различными переменными и NPT. Например, анализ MTBF может показать, что определённое оборудование чаще выходит из строя, что указывает на необходимость его замены или улучшения процессов обслуживания.

3. Принятие решений на основе KPI

Информация, полученная из KPI, служит основой для принятия решений по улучшению операционной эффективности. Это может включать в себя:

- **Планирование технического обслуживания:** оптимизация графиков обслуживания на основе данных о MTBF и MTTR для минимизации времени простоя.
- **Инвестиции в оборудование:** инвестиции в более надежное оборудование или обновление существующего на основе анализа частоты и причин инцидентов.
- **Тренинг и развитие персонала:** усиление программ обучения и развития персонала для снижения операционных ошибок, ведущих к NPT.

4. Отчетность и мониторинг

Регулярное отслеживание KPI и предоставление отчетов о них обеспечивает постоянный мониторинг эффективности процессов и позволяет оперативно реагировать на возникающие проблемы [3]. Это включает в себя создание дашбордов и систем управления производительностью, которые предоставляют актуальные данные о состоянии буровых операций.

5. Непрерывное улучшение

Использование KPI для управления NPT стимулирует культуру непрерывного улучшения, где каждый аспект операций регулярно оценивается и оптимизируется. Это способствует не только уменьшению NPT, но и повышению общей операционной эффективности и снижению затрат.

Использование этих KPI позволяет буровым компаниям не только отслеживать и анализировать причины NPT, но и разрабатывать стратегические меры для их устранения, что в конечном итоге приводит к повышению общей производительности и снижению операционных затрат [4].

Таким образом, внедрение системы ключевых показателей эффективности (KPI) в работу способно дать компаниям инструмент управления непроизводительным временем (NPT). Последующий анализ и накопление данных играют особую роль и дают возможность компаниям сократить количество непроизводительного времени, время строительства нефтегазовых скважин, а также дают возможность объективной оценки компетентности рабочего персонала.

ЛИТЕРАТУРА

1. Иванов, Б. В. Нормирование и анализ эффективности выполнения буровых работ с применением современных автоматизированных систем измерения [Текст] / Б. В. Иванов // БУРЕНИЕ И НЕФТЬ. — 2017. — № 4. — С. 56-59.
2. Иванов, Б. В. Особенности автоматизированной системы измерения и анализа эффективности процессов бурения - пронона. Современный подход к анализу эффективности выполнения буровых работ [Текст] / Б. В. Иванов // БУРЕНИЕ И НЕФТЬ. — 2015. — № 10. — С. 66-68.
3. Липатов Н.Е., Живаева В.В. Аналитический метода повышения эффективности буровых работ при строительстве скважин [Текст] / Н.Е. Липатов, В.В. Живаева // Ашировские чтения. — 2023. — №1(15). — С. 55-57.
4. Добролюбов, А. Ю., Горшков, А. А., Иванов, Б. В. Сокращение сроков строительства скважин с использованием автоматизированной системы распознавания операций пронона [Текст] / А. Ю. Добролюбов, А. А. Горшков, Б. В. Иванов // БУРЕНИЕ И НЕФТЬ. — 2017. — № 6. — С. 62-65.
5. Иванов, Б. В. Автоматизированная система мониторинга и анализа эффективности процессов бурения - PRONOVA [Текст] / Б. В. Иванов // НЕФТЬ. ГАЗ. НОВАЦИИ. — 2014. — № 3(182). — С. 42-44.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КРІ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ

Н.В. Дурманов, П.А. Гаранин, Н.Е. Липатов, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: durmanov.nik@mail.ru

В статье рассматривается роль ключевых показателей эффективности (КРІ) в оптимизации процессов бурения в нефтегазовой отрасли. КРІ, такие как скорость проходки (ROP), время без бурения (NPT) и стоимость на метр, служат не только для оценки текущей производительности, но и выявления возможностей для улучшения. Использование современных технологий и данных для мониторинга и анализа КРІ позволяет компаниям оптимизировать операции, снижать затраты и повышать безопасность работ.

Ключевые слова: автоматизация, анализ данных, бурение, ключевые показатели эффективности, скорость проходки, эффективность бурения.

Бурение — это процесс создания скважин в земной коре с использованием специализированного оборудования для доступа к запасам углеводородов, находящимся на различных глубинах. Процесс включает в себя не только физическое проникновение в землю, но и оценку геологических условий, изучение характеристик пород и определение наиболее эффективных методов добычи. Бурение определяет начальную фазу разработки месторождений нефти и газа, служа основой для всех последующих операций по добыче и переработке. Качественно выполненное бурение может значительно сократить риски, связанные с добычей, и повысить общую эффективность проекта за счет точного позиционирования скважин и оптимизации методов их эксплуатации [1].

Современные технологии бурения позволяют значительно увеличить эффективность и безопасность процессов. Использование направленного и горизонтального бурения, многостадийного гидроразрыва пласта и других инновационных методик способствует максимизации извлечения углеводородов даже из сложных и труднодоступных месторождений. Экономическая выгода от эффективного бурения огромна. Снижение затрат на бурение при одновременном увеличении производительности скважин приводит к более высокой рентабельности проектов. Оптимизация буровых операций и сокращение времени на бурение напрямую влияют на снижение капитальных затрат и увеличение экономической эффективности нефтегазовых месторождений. Кроме того, усовершенствование технологий бурения способствует снижению экологического воздействия. Минимизация площади земельных работ, сокращение объема отходов и снижение вероятности аварий и утечек углеводородов делают процесс бурения более экологичным и безопасным для окружающей среды.

КРІ, или ключевые показатели эффективности, представляют собой измеримые значения, используемые для оценки успеха организации в достижении основных бизнес-целей и задач. В контексте нефтегазовой отрасли и, в частности, процессов бурения, КРІ позволяют оценить эффективность, безопасность, экономичность и экологическую устойчивость буровых операций [2]. Эти

показатели играют ключевую роль в мониторинге и оптимизации процессов, позволяя компаниям сокращать затраты, увеличивать производительность и снижать риски.

Роль KPI в нефтегазовой отрасли трудно переоценить. Ключевые показатели эффективности служат инструментом для оценки производительности буровых работ, позволяя сравнивать фактические результаты с заранее установленными целями или бенчмарками. Например, скорость проходки (ROP), процент времени без бурения (NPT) и стоимость на метр бурения являются ключевыми показателями, отражающими эффективность бурения. Через анализ KPI компании могут выявлять области, в которых возможно сокращение издержек, не снижая при этом качества работы. Это может включать в себя оптимизацию использования бурового инструмента, улучшение планирования буровых операций и сокращение времени простоя. Безопасность является приоритетом в нефтегазовой отрасли. KPI, такие как частота инцидентов, количество потерь рабочего времени из-за травм и количество утечек или разливов, помогают оценить и улучшить меры по обеспечению безопасности на буровых площадках. В условиях возрастающего внимания к экологическим вопросам показатели эффективности также помогают оценивать воздействие буровых операций на окружающую среду. Это может включать показатели, относящиеся к снижению объема отходов, эффективности использования ресурсов и минимизации выбросов в атмосферу.

Примеры KPI в бурении:

- **Скорость проходки (Rate of Penetration, ROP):** измеряет скорость бурения, что помогает оптимизировать выбор буровых инструментов и техники бурения.
- **Время на бурение (Drilling Time):** общее время, затраченное на бурение скважины, включая оперативные и непроизводительные перерывы.
- **Стоимость на метр (Cost per Meter):** позволяет оценить экономическую эффективность бурения, сравнивая затраты на бурение с глубиной скважины.
- **Процент времени без бурения (Non-productive Time, NPT):** измеряет долю времени, потраченного на непроизводительные операции, что указывает на возможности для улучшения операционной эффективности.

Анализ данных и мониторинг KPI являются важными составляющими управления процессами бурения в нефтегазовой отрасли. Эти процессы позволяют не только отслеживать текущее состояние и эффективность буровых операций, но и выявлять возможности для оптимизации и улучшения [3]. Ниже приведено детальное описание этих процессов.

Первый шаг в процессе сбора данных заключается в определении ключевых показателей эффективности, которые будут отслеживаться. Для сбора данных обычно используются различные технологические решения, включая датчики на буровом оборудовании, системы управления данными и программное обеспечение для сбора и агрегации данных в реальном времени. Это позволяет получать точные и актуальные данные о процессе бурения. После сбора данные анализируются с помощью статистических методов и алгоритмов машинного обучения для выявления тенденций, закономерностей и потенциальных проблем. Этот анализ может выявить, например, причины увеличения NPT или факторы, влияющие на снижение ROP. Используя данные о прошлых и текущих буровых операциях, компании могут применять предсказательный анализ для оценки будущей

производительности и потенциальных рисков. Это позволяет принимать обоснованные решения о необходимости корректировки процессов или параметров бурения. Мониторинг КРІ в реальном времени через специализированные дашборды позволяет оперативно реагировать на изменения в процессе бурения. Это может включать корректировку параметров бурения для оптимизации скорости проходки или предотвращение ситуаций, которые могут привести к увеличению NPT.

На основе анализа данных и мониторинга КРІ компании могут идентифицировать неэффективные процессы и разрабатывать стратегии их оптимизации. Это может включать в себя внедрение новых технологий, изменение подходов к планированию и исполнению буровых операций или улучшение программ обучения и подготовки персонала. Благодаря мониторингу показателей возможно быстрое выявление и устранение проблем в буровом процессе, что предотвращает дорогостоящие простои и повышает безопасность буровых операций.

КРІ в бурении являются мощным инструментом для оценки и управления процессами, позволяя нефтегазовым компаниям достигать более высоких стандартов эффективности, безопасности и устойчивости. Они обеспечивают ценную обратную связь для непрерывного улучшения и оптимизации буровых операций, что способствует увеличению производительности и снижению затрат.

Заключение данной работы подчеркивает критическую роль, которую ключевые показатели эффективности (КРІ) играют в оптимизации и повышении эффективности буровых операций в нефтегазовой отрасли. Через детальный анализ и систематический подход к управлению КРІ, компании могут значительно улучшить производительность, снизить затраты и минимизировать риски, связанные с бурением.

Использование КРІ позволяет не только оценить текущее состояние буровых операций, но и выявить возможности для улучшения, будь то через технологические инновации, улучшение процессов или внедрение управленческих изменений. Анализ данных и мониторинг КРІ становятся неотъемлемой частью процесса принятия решений, обеспечивая основу для непрерывного улучшения и адаптации к меняющимся условиям рынка и технологическому прогрессу.

ЛИТЕРАТУРА

1. Иванов Б.В. Нормирование и анализ эффективности выполнения буровых работ с применением современных автоматизированных систем измерения [Текст] Иванов // БУРЕНИЕ И НЕФТЬ. — 2017. — № 4. — С. 56-59.
2. Иванов Б.В. Особенности автоматизированной системы измерения и анализа эффективности процессов бурения - пронона. Современный подход к анализу эффективности выполнения буровых работ [Текст] // БУРЕНИЕ И НЕФТЬ. — 2015. — № 10. — С. 66-68.
3. Добролюбов А.Ю., Горшков А.А., Иванов Б.В. Сокращение сроков строительства скважин с использованием автоматизированной системы распознавания операций пронона [Текст] // БУРЕНИЕ И НЕФТЬ. — 2017. — № 6. — С. 62-65.
4. Иванов Б.В. Автоматизированная система мониторинга и анализа эффективности процессов бурения - PRONOVA [Текст] // НЕФТЬ. ГАЗ. НОВАЦИИ. — 2014. — № 3(182). — С. 42-44.

**ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ОТРАСЛЕВЫХ МЕТОДИК ОЦЕНКИ
УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД**

М.Е. Коваль, В.А. Капитонов, Д.В. Евдокимов, П.Р. Климина

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»

г. Самара, Российская Федерация

E-mail: poly.klimina2017@yandex.ru

В данной работе рассматриваются различные подходы к оценке прочности пород при воздействии буровых растворов и других технологических жидкостей во время бурения скважин.

Ключевые слова: система бурового раствора, крепящие свойства, ингибирующие свойства, нестабильные породы, оценка, методы оптимизации, устойчивость аргиллитов.

Бурение нефтяных и газовых скважин является сложным и ответственным процессом, требующим применения специальных буровых растворов. Эти растворы играют важную роль в процессе бурения, обеспечивая необходимую вязкость, стабильность и прочность бурового инструмента, а также защиту выбуренной породы от разрушения и контроль за гидроразрывом пласта.

Одним из важных параметров бурового раствора являются его крепящие и ингибирующие свойства. Крепящие свойства раствора оцениваются по его способности удерживать взвешенные в нем твердые частицы, предотвращая их оседание на дне скважины и поддерживая стабильное состояние бурового инструмента. Ингибирующие свойства раствора направлены на защиту породы от разрушения и минимизацию ее поглощения раствором.

В настоящее время существуют различные способы оценки воздействия фильтра технологических жидкостей на нестабильные породы. Лабораторные исследования отложений аргиллитов зачастую считают себя ограниченными из-за сложности моделирования естественной структуры этих отложений и условий скважины. Однако такие исследования помогают понять процессы, происходящие при взаимодействии с различными жидкими средами.

Один из методов, который применяют – это тестирование образцов kernового материала на отделимость частиц сланца при горячем вращении по стандарту ГОСТ 33696-2015 (ISO 10416:2008) [1]. Этот тест позволяет оценить способность системы бурового раствора предотвратить диспергирование частиц керна. Методика исследования заключается в диспергировании частиц керна при вращении в течение определенного времени с заданной температурой. По итогу получается отношение массы образцов после диспергирования к их исходной массе. На основании опыта исследования аргиллитов с помощью этой методики можно сделать вывод о незначительном изменении массы образцов после взаимодействия с буровым раствором. Это лишь грубая оценка воздействия жидкости на свойства породы, и невозможно оценить влияние различных добавок в однотипных буровых растворах.

Следующий применяемый метод - определение набухания глинистых пород, содержащий в себе несколько методик. Одной из них является методика, основанная

на измерении изменения объема образца глинистой породы в условиях воздействия бурового раствора. Образец породы погружается в буровой раствор на определенное время, после чего измеряется его объем до и после воздействия. Разница между этими значениями и определяет степень набухания породы. Другим методом является методика, основанная на измерении изменения проницаемости породы под воздействием бурового раствора. Этот метод позволяет более точно определить влияние набухания на проходимость скважины и выбор оптимального состава бурового раствора. Ингибирование набухания глинистых пород может быть достигнуто за счет добавления в буровой раствор специальных ингибиторов, которые уменьшают воздействие воды на породу. Такие ингибиторы могут включать в себя полимеры, органические кислоты и другие добавки.

Далее для оценки воздействия жидких сред на сохранность породы можно использовать тест на определение объемной твердости kernового материала после воздействия бурового раствора. Суть метода заключается в том, что после воздействия бурового раствора образец породы пропускают через калиброванные отверстия с помощью динамометрической ручки. Производится измерение крутящего момента, необходимого для этого процесса. Этот метод позволяет оценить изменение механических свойств породы и сравнить их с результатами других методов, таких как тест на отделимость частиц сланца при горячем вращении [2]. Полученные данные позволяют делать прогнозы о сохранности прочности породы при взаимодействии с жидкими технологическими средами.

Также для оценки влияния жидких сред на стабильное состояние почв во времени, часто используется метод определения коэффициента линейного расширения kernового материала при воздействии технологических жидкостей в тестере линейного набухания. Этот метод позволяет количественно оценить изменение размера образцов kernового материала при взаимодействии с различными жидкостями. Для проведения исследования, фрагменты керна измельчаются и выбираются фракции определенного размера, после чего подвергаются уплотнению под давлением, создавая цилиндрический образец. Затем измеряется исходная высота цилиндра, после чего образец помещается в kernовый узел прибора. В ходе испытания при комнатной температуре происходит вертикальное перемещение плунжера, что фиксирует динамику изменения высоты образца. Коэффициент линейного расширения выражается в процентах. Различие коэффициентов испытываемых жидкостей может колебаться от одного до нескольких процентов, что не позволяет оценить влияние жидкостей на состояние пород, подверженных обвалообразованиям [3]. Учитывая, что аргиллиты практически не содержат минералов, способных к набуханию, метод может быть не совсем информативным для оценки устойчивого состояния пород.

Сделаем промежуточные выводы:

1. Необходимы дополнительные методы для всестороннего изучения влияния технологических жидкостей на устойчивость аргиллитов.
2. Процедуры пробоподготовки образцов требуют дальнейшей стандартизации и обоснования с помощью экспериментов.
3. Требуется улучшение воспроизводимости существующих методов испытаний.
4. Необходимы более обширные статистические данные по результатам испытаний для обеспечения надежности выводов.

Поэтому рассмотрим следующий метод - определение времени устойчивого состояния образцов из kernового материала в среде технологических жидкостей.

Для определения времени устойчивого состояния образцов из kernового материала важно провести специальные исследования и эксперименты. Одним из методов определения времени устойчивого состояния является метод исследования изменения физико-химических свойств образцов под воздействием технологических жидкостей. В процессе исследования изучаются следующие параметры: изменение массы образцов под воздействием технологических жидкостей, изменение текстуры и поверхности образцов, анализ изменения механических свойств образцов. После проведения экспериментов и изучения всех параметров определяют время устойчивого состояния образцов из kernового материала в среде технологических жидкостей. Эта информация позволяет оптимизировать процессы производства, улучшить качество продукции и повысить эффективность использования kernовых материалов [4]. Исследование времени устойчивого состояния образцов из kernового материала важно как для научных исследований, так и для практического применения в промышленности. Точное определение времени устойчивого состояния позволяет увеличить срок службы оборудования, повысить безопасность производственных процессов и снизить риски возникновения аварийных ситуаций. Таким образом, методика определения времени устойчивого состояния является единственной доступной методикой оценки влияния буровых растворов на аргиллиты.

Выводы:

1. Единственной доступной методикой оценки воздействия буровых растворов на аргиллиты является методика определения времени устойчивого состояния.
2. Если время, в течение которого образцы находятся в устойчивом состоянии, слишком высокое, то можно определить остаточную прочность образцов.
3. Методика была использована при оказании исследовательских услуг для АО «Самотлорнефтегаз» и АО «Оренбургнефть».
4. Существует потенциал для доработки и усовершенствования методики.
5. Не представляется возможным извлечение цельного керна из интервалов нестабильных аргиллитов для проведения тестов на объемное сжатие.
6. Необходимо разработать методику создания искусственных кернов с прочностью, сравнимой с натуральными образцами.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 33696-2015 (ISO 10416:2008). Растворы буровые. Лабораторные испытания. – Введ. 01.08.2017. – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2016.
2. Методика исследования объемной твердости kernового материала перед и после воздействия бурового раствора / Иванов Н.Н., Петров В.П. // Издательство Московского университета. - 2008 – С. 6-8.
3. Основные подходы к подбору систем буровых растворов и технологии их применения для предупреждения осложнений в интервале залегания кошайских отложений на Самотлорском месторождении / В.Н. Кожин, М.Е. Коваль, Д.В. Евдокимов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 9(633). – С. 37–40. – DOI 10.33285/0207-2351-2021- 9(633)-37-40
4. Упрочнение неустойчивых горных пород при бурении скважин / Бочко Э.А., Никишин В.А. // М.: Недра, 1979. – С. 35-36.

5. Основные подходы к подбору систем буровых растворов и технологии их применения для предупреждения осложнений в интервале залегания кошайских отложений на Самотлорском месторождении / В.Н. Кожин, М.Е. Коваль, Д.В. Евдокимов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 9(633). – С. 37–40. – DOI 10.33285/0207-2351-2021- 9(633)-37-40
6. Разработка воспроизводимой методики одноосного сжатия искусственных кернов для оценки ингибирующего действия буровых растворов / Е.В. Бойков [и др.] // Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных, газовых скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса: сборник: Материалы XX Междунар. науч.-практ. конф., 7–10 июня 2016 г. – Владимир: Аркаим, 2016. – С. 81–86.

УДК 622.24.082

ПРИМЕНЕНИЕ КРІ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Н.В. Дурьманов, П.А. Гаранин, Н.Е. Липатов, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: durymanov.nik@mail.ru

Применение ключевых показателей эффективности (КРІ) в нефтегазовой отрасли играет важную роль в стратегическом управлении рисками, обеспечивая компаниям данные для принятия обоснованных решений и минимизации потенциальных угроз. Систематический подход к определению, измерению и мониторингу КРІ позволяет идентифицировать операционные, финансовые, экологические и геополитические риски, а также разрабатывать эффективные стратегии их снижения. Несмотря на существующие трудности и вызовы, интеграция КРІ в общую стратегию управления рисками значительно увеличивает устойчивость компаний к внешним и внутренним угрозам, способствуя их долгосрочному успеху и развитию.

Ключевые слова: КРІ, ключевые показатели эффективности, мониторинг КРІ, интеграция КРІ.

Применение ключевых показателей эффективности (КРІ) для управления рисками является критически важным аспектом в нефтегазовой отрасли, позволяющим минимизировать потенциальные убытки и увеличивать устойчивость к неожиданным событиям. Этот процесс включает в себя идентификацию, измерение и мониторинг специфических показателей, которые могут влиять на безопасность, экономическую эффективность и экологическую устойчивость операций [2].

Первым шагом в управлении рисками является идентификация потенциальных угроз, которые могут повлиять на операции в нефтегазовой отрасли. Эти угрозы могут включать операционные риски, такие как аварии на буровых платформах, финансовые риски, связанные с колебаниями цен на нефть и газ, экологические

риски, включая разливы нефти, и геополитические риски, влияющие на стабильность поставок [1].

После идентификации рисков следующим шагом является определение KPI, которые могут использоваться для их мониторинга и управления. К таким показателям могут относиться:

- **Частота инцидентов безопасности (LTIFR - Lost Time Injury Frequency Rate):** измеряет количество инцидентов, приводящих к потере рабочего времени, на миллион человеко-часов работы. Этот показатель помогает оценить эффективность мер безопасности.
- **Коэффициент экологических инцидентов:** отслеживает количество и серьезность экологических происшествий, таких как разливы нефти, что позволяет оценить уровень экологического риска.
- **Соотношение затрат на управление рисками к доходу:** позволяет оценить, сколько компания тратит на меры по управлению рисками по отношению к своему доходу, подчеркивая экономическую эффективность управления рисками.
- **Готовность к чрезвычайным ситуациям:** измеряет способность компании эффективно реагировать на чрезвычайные ситуации и минимизировать их воздействие.

Мониторинг и анализ KPI позволяют компаниям своевременно реагировать на изменения в уровне риска и эффективности принятых мер [4]. Регулярный анализ данных помогает выявлять тренды и аномалии, которые могут указывать на необходимость корректировки стратегий управления рисками.

Ключевые показатели эффективности занимают центральное место в управлении рисками в нефтегазовой отрасли, начиная с этапа идентификации основных рисков, включая операционные, финансовые, экологические и геополитические угрозы, и заканчивая разработкой специфических KPI для их мониторинга, таких как LTIFR для операционных рисков, коэффициент долга к EBITDA для финансовых рисков, объем CO₂ на единицу продукции для экологических рисков, и отслеживание законодательных изменений для геополитических рисков. Эти KPI позволяют не только выявлять и реагировать на потенциальные проблемы в реальном времени, предотвращая серьезные последствия, но и оценивать взаимосвязи между различными рисками и эффективностью принимаемых мер, обеспечивая компаниям основу для информированного принятия решений и создания стратегий для минимизации рисков на всех уровнях организации.

Применение KPI в нефтегазовой отрасли позволяет руководству компаний принимать обоснованные решения, основанные на данных, для управления рисками, что охватывает адаптацию стратегий, корректировку процессов, инвестиции в технологии и разработку планов по снижению рисков. Это подразумевает внедрение новых мер безопасности, улучшение программ обучения и стандартов экологической устойчивости. Ключевые показатели также способствуют переходу к проактивному управлению рисками, позволяя предвидеть проблемы и разрабатывать меры предотвращения, включая планы готовности к чрезвычайным ситуациям и обеспечение бизнес-продолжительности [3]. Кроме того, KPI используются для эффективной коммуникации с заинтересованными сторонами, демонстрируя приверженность компании к безопасности и устойчивости, что укрепляет доверие.

Важен и аспект непрерывного улучшения: регулярный пересмотр и анализ КРІ стимулируют совершенствование стратегий управления рисками и операционной эффективности, способствуя инновациям и обновлению процессов и технологий.

Определение, измерение и мониторинг ключевых показателей эффективности, нацеленных на минимизацию рисков, является многоэтапным процессом, который помогает нефтегазовым компаниям эффективно управлять потенциальными угрозами и обеспечивать стабильность и устойчивость своих операций.

Перед определением КРІ необходимо провести тщательный анализ рисков, с которыми сталкивается компания. Это включает в себя все аспекты деятельности, от операционных и финансовых до экологических и геополитических угроз. Результатом этого анализа станет перечень основных рисков, которые необходимо учитывать при разработке системы КРІ. Для каждого выявленного риска определяются соответствующие КРІ. Эти показатели должны отражать ключевые аспекты риска и быть измеримыми, чтобы можно было оценить уровень риска и эффективность принимаемых мер управления. При выборе КРІ важно учитывать их релевантность для конкретных целей управления рисками и возможность регулярного сбора данных. Для каждого показателя устанавливаются пороговые значения или целевые уровни, которые определяют допустимые пределы риска. Эти значения могут базироваться на внутренних стандартах компании, отраслевых нормативах, законодательстве или лучших практиках. Пороговые значения помогают в оценке текущего уровня риска и принятии решений о необходимости корректирующих действий.

Регулярный сбор данных по каждому КРІ позволяет отслеживать динамику рисков и эффективность управленческих решений. Сбор данных может осуществляться через автоматизированные системы мониторинга, внутренние аудиты или внешние исследования. Анализ собранных данных помогает выявить отклонения от установленных порогов и тренды, требующие внимания. Постоянный мониторинг КРІ и подготовка отчетов для руководства компании и заинтересованных сторон обеспечивают непрерывный контроль за уровнем рисков. Отчетность должна включать не только текущие значения КРІ, но и анализ трендов, выявленные проблемы и рекомендации по дальнейшим действиям.

Интеграция системы ключевых показателей эффективности в общую стратегию управления рисками компании играет решающую роль в обеспечении устойчивости и успеха в долгосрочной перспективе, особенно в такой высокорисковой отрасли, как нефтегазовая. Этот процесс не только способствует более глубокому пониманию и контролю над потенциальными угрозами, но и улучшает общую эффективность и производительность организации. Интеграция КРІ в управление рисками позволяет организациям принимать обоснованные решения, основанные на данных. Это обеспечивает систематический подход к выявлению, оценке и реагированию на риски, позволяя компании оперативно выявлять и решать проблемы до того, как они приведут к значительным финансовым потерям или другим негативным последствиям. Четко определенные и интегрированные в стратегию КРІ улучшают прозрачность процессов управления рисками и повышают ответственность на всех уровнях организации. Каждый сотрудник понимает свою роль в достижении целей по управлению рисками, что способствует более тесному взаимодействию и координации между отделами. Интеграция показателей эффективности обеспечивает основу для стратегического планирования и бюджетирования, позволяя руководству компании лучше понимать,

как риски могут влиять на финансовые результаты. Это способствует разработке более эффективных стратегий управления рисками, включая аллокацию ресурсов на наиболее критичные области и проекты. Интеграция системы КРІ в стратегию управления рисками способствует созданию корпоративной культуры, ориентированной на постоянное улучшение и проактивное управление рисками. Это включает в себя обучение и развитие сотрудников, повышение осведомленности о рисках и принятие культуры непрерывного совершенствования.

Внедрение системы ключевых показателей эффективности (КРІ) для управления рисками в компаниях нефтегазовой отрасли может столкнуться с рядом трудностей и вызовов. Эти препятствия могут затруднить эффективное использование КРІ как инструмента для снижения рисков и повышения общей производительности. Одной из главных проблем является выбор наиболее подходящих и эффективных КРІ, которые точно отражают реальные риски и могут служить надежными индикаторами управления рисками. Неправильный выбор показателей может привести к неправильной оценке рисков и неэффективному распределению ресурсов. Сбор достоверных и актуальных данных для расчета КРІ представляет собой сложную задачу, особенно в глобальных компаниях с разветвленной инфраструктурой. Кроме того, анализ больших объемов данных для выявления трендов и взаимосвязей между различными показателями и рисками требует применения продвинутых аналитических инструментов и высокой квалификации специалистов. Даже при наличии точных и актуальных данных КРІ могут не оказывать ожидаемого влияния, если они не интегрированы в повседневные процессы принятия решений компании. Создание механизмов для включения анализа КРІ в стратегическое планирование и операционное управление является ключевым вызовом. Изменение корпоративной культуры и преодоление сопротивления изменениям со стороны сотрудников могут стать серьезным вызовом при внедрении системы КРІ. Сотрудники и управленцы могут быть недостаточно мотивированы для использования новых инструментов управления рисками или не располагать необходимыми навыками и знаниями. Постоянное обновление и поддержка системы КРІ требуют значительных временных и финансовых ресурсов. Необходимо регулярно пересматривать и обновлять КРІ в соответствии с изменениями в бизнес-процессах, рыночной среде и стратегических целях компании. Компании должны учитывать требования законодательства и отраслевых стандартов при разработке и внедрении КРІ. Это может ограничивать гибкость выбора и использования определенных показателей, а также требовать дополнительных усилий для обеспечения соответствия и аудита.

Внедрение и использование ключевых показателей эффективности (КРІ) для управления рисками в нефтегазовой отрасли представляет собой мощный инструмент, позволяющий компаниям не только выявлять и анализировать потенциальные угрозы, но и эффективно принимать меры для их предотвращения и минимизации. Несмотря на ряд трудностей и вызовов, таких как определение правильных КРІ, сбор и анализ данных, интеграция в процессы принятия решений, организационные и культурные препятствия, а также вопросы поддержки системы и соответствия нормативным требованиям, преимущества, которые предлагает систематический подход к управлению рисками с использованием КРІ, несомненно, перевешивают эти трудности. Ключ к успеху заключается в четкой интеграции системы КРІ в общую стратегию управления рисками компании, что требует постоянного улучшения, адаптации к изменениям и готовности к преодолению

возникающих препятствий. Таким образом, КРІ становятся не просто индикаторами производительности, но и важным инструментом стратегического управления, способствующим устойчивому развитию и успеху в высококонкурентной нефтегазовой отрасли.

ЛИТЕРАТУРА

1. Иванов Б.В. Нормирование и анализ эффективности выполнения буровых работ с применением современных автоматизированных систем измерения [Текст] // БУРЕНИЕ И НЕФТЬ. — 2017. — № 4. — С. 56-59.
2. Иванов Б.В. Особенности автоматизированной системы измерения и анализа эффективности процессов бурения - пронона. Современный подход к анализу эффективности выполнения буровых работ [Текст] // БУРЕНИЕ И НЕФТЬ. — 2015. — № 10. — С. 66-68.
3. Добролюбов А.Ю., Горшков А.А., Иванов Б.В. Сокращение сроков строительства скважин с использованием автоматизированной системы распознавания операций пронона [Текст] // БУРЕНИЕ И НЕФТЬ. — 2017. — № 6. — С. 62-65.
4. Иванов Б.В. Автоматизированная система мониторинга и анализа эффективности процессов бурения - PRONOVA [Текст] // НЕФТЬ. ГАЗ. НОВАЦИИ. — 2014. — № 3(182). — С. 42-44.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ПУТЕМ ПОДБОРА РЕЦЕПТУРЫ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

П.С. Цыганова; О.А. Нечаева, к.т.н.

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия

E-mail : polina.tsgnva@mail.ru

Аннотация. Используемая промывочная жидкость оказывает огромное влияние на качество вскрытия продуктивных горизонтов, поскольку в процессе вскрытия пласта происходит изменение его фильтрационно-емкостных свойств, в связи с воздействием промывочного агента на коллектор. Это может в целом негативно сказаться на продуктивности скважины. Поэтому при проведении этой технологической операции необходимо обеспечить такие условия, которые могут гарантировать сохранение свойств пласта.

С целью совершенствования качества вскрытия продуктивного пласта необходимо рационально подобрать рецептуру промывочной жидкости, не оказывающей негативного влияния на коллектор. Поэтому изначально необходимо проанализировать основные растворы, используемые на месторождениях при проведении данной технологической операции.

Ключевые слова: вскрытие продуктивного пласта, промывочная жидкость, буровой раствор, фильтрационно-емкостные свойства, коэффициент восстановления проницаемости, фильтрат, фильтрационная корка, продуктивный пласт

IMPROVING THE QUALITY OF OPENING A PRODUCTIVE RESERVOIR BY SELECTING THE FORMULATION OF A DRILLING FLUID

P.S. Tsyganova¹, O.A. Nechaeva¹

¹*Samara State Technical University, Samara, Russia*

Annotation. The drilling mud used has a huge impact on the quality of opening of productive horizons, since in the process of opening the formation, its filtration and capacitance properties change due to the effect of the flushing agent on the reservoir. This can have an overall negative impact on well productivity. Therefore, when carrying out this technological operation, it is necessary to provide conditions that can guarantee the preservation of the properties of the formation.

In order to improve the quality of opening the productive formation, it is necessary to rationally select the formulation of the flushing fluid that does not have a negative effect on the reservoir. Therefore, it is initially necessary to analyze the basic solutions used in the fields when carrying out this technological operation.

Keywords: opening of the productive formation, drilling mud, filtration-capacitive properties, permeability recovery coefficient, filtrate, filter cake, productive formation.

Качественный раствор, не оказывающий негативного влияния на пласт, должен не только обеспечивать процесс бурения, но и обладать минимальной фильтрацией, не способствующей набуханию глин; фильтрат раствора должен быть совместим с пластовыми жидкостями для предотвращения выпадения нерастворимых осадков и закупоривания ими пор пласта; промывочная жидкость также должна содержать только кислоторастворимые или разрушающиеся компоненты (реагенты и утяжелители), перекрывающие поры для ограничения потока фильтрата в пласт, которые в дальнейшем будут удалены из него.

Большое распространение для вскрытия продуктивных горизонтов получили полимерные и биополимерные растворы.

Полимерные буровые растворы. Из многообразия разновидностей полимерных растворов для вскрытия продуктивных пластов наиболее предпочтительны гидрофобизирующие составы, которые относятся к классу защитно-кольматирующих – они способствуют образованию тонкого, низкопроницаемого экрана, который впоследствии разрушается перфорацией. Коэффициент восстановления проницаемости в заглинизированных гранулярных коллекторах не превышает 0,8...0,85, т.е. проницаемость ухудшается на 15...20 %. Поскольку существует ряд проблем, связанных с негативным воздействием данных растворов на призабойную зону пласта - любой полимер содержит твердую фазу, которая является потенциальным коагулянтом; кроме того, высоковязкие гели при попадании в призабойную зону пласта образуют стойкий экран, препятствующий течению не только воды, но и углеводородной фазы. [9]

Наряду с полимерами для регулирования параметров промывочной жидкости могут использоваться различные утяжелители на основе глин или барита. Такие полимер-глинистые растворы образуют на породе коллектора корку бурового раствора, закупоривая поры пласта. Применяемые в ряде случаев кислотные ванны не решают данную проблему - соляная кислота слабо реагирует как с полимерами, так и с глинами. [6]

Биополимерные буровые растворы -это безглинистые растворы, содержащие природные органические полимеры.

В ходе исследования качества вскрытия продуктивных пластов месторождений западной Сибири различными типами биополимерных буровых растворов, проводимого Захаровым, Минаевым, Пестеревым, Боевым были рассмотрены следующие буровые растворы: ингибированный полимеркарбонатный (ИПК), биополимерный ингибированный (БИ), биополимерный ингибированный с сульфированным асфальтом (БИА). Фильтрационный эксперимент проводился на фильтрационной установке типа УИПК на образцах керна в условиях, моделирующих термобарические объекты разработки. При оценке эффективности бурового раствора, как основной рассматривается только коэффициент восстановления проницаемости, достигнутый при перепаде 0,05 МПа. При этом перепаде давления для всей линейки раствора значение этого коэффициента не превысило 0,1. Для всех буровых растворов установлены низкие значения эффективной проницаемости по нефти после воздействия бурового раствора. В ходе исследования также было доказано, что основной причиной низких значений проницаемости по нефти является повышение водонасыщенности в призабойной зоне пласта. [2]

Также, биополимерные буровые растворы имеют ряд и других недостатков: биополимеры могут образовывать высокомолекулярные структуры, которые способствуют образованию гелевой пленки на поверхности пор, препятствуя движению жидкости через пористую среду. А повышенная подверженность бактериальному или остаточному ферментативному разложению обуславливает необходимость добавления бактерицида.

Хлоркальциевый буровой раствор – это ингибирующий кальциевый раствор, содержащий хлорид кальция. Присутствие в фильтрате бурового раствора ионов кальция способствует значительному сокращению осыпей и обвалов при разбуривании неустойчивых аргиллитоподобных отложений.

Стоит отметить, что фильтраты растворов, содержащих карбонат, приводит к снижению фильтрационных характеристик коллектора. При проникновении фильтрата в коллектор происходит его адсорбция на стенках поровых каналов с образованием сольватных слоев. Присутствие в фильтрате аниона CO_3^{2-} способствует утолщению и упрочнению этих сольватных пленок. Например, при содержании в растворе NaOH - каустической соды и $\text{Ca}(\text{OH})_2$ – гашеной извести, в порах осаждается Na_2CO_3 – карбонат натрия и CaCO_3 – карбонат кальция. В призабойной зоне пласта образуется блокадная зона с низким коэффициентом проницаемости, что может вызвать большие затруднения при освоении скважины. [8]

Гликолевые промывочные жидкости. Данные буровые растворы могут быть рекомендованы для качественного вскрытия продуктивных пластов. В состав данного раствора входят гликоли, которые существенно меняют свойства буровых растворов на водной основе. Система гликолиевых растворов обладает высокой степенью ингибирования неустойчивых глин. Молекулы модифицированных гликолей адсорбируются на активных участках поверхности глин. В результате

особого экранирования этих участков происходит подавление процессов гидратации и набухания глинистых минералов. По эффективности эта система приближается к растворам на нефтяной основе. [7]

Большинство гликолевых систем создано на основе такого феномена, как точка помутнения – точка, при которой гликоль переходит из растворимого в нерастворимое состояние. При адсорбировании нерастворимых полигликолей в фильтрационной корке снижается показатель фильтрации – так называемая «умная» корка создает непроницаемый барьер для фильтрата, но способствует прохождению углеводородов при низких давлениях вызова притока, не требует обработки разрушителями. Несмотря на то, что в составе присутствуют нерастворимые полимеры, раствор не загрязняет пласт за счет действия органогфильного крахмала, способствующего образованию проводящих каналов по которым и проходит нефть при освоении скважин. Раствор обеспечивает быстрое и полное восстановление проницаемости пласта - изучение кернов показывает 95-100% восстановления проницаемости.[3]

Однако, стоит отметить, что гликолевые растворы имеют высокую стоимость.

Растворы на углеводородной основе. РУО удовлетворяют требованиям, обеспечивающим высокое качество вскрытия продуктивных пластов. Использование неутяжеленных РУО позволяет практически полностью исключить снижение нефтепроницаемости призабойной зоны скважины. Высокая стоимость такого раствора оправдана сохранением фильтрационно-емкостных характеристик пласта.

Так, показательные результаты были получены при использовании РУО для вскрытия юрских пластов на Ван-Ёганском месторождении - в статье «Вскрытие гидрофобных коллекторов с использованием буровых растворов на углеводородной основе» Арсланбекова А.Р., Лутфуллина А.А., Меденцева А.В., Мосина В. А., Королева А. В. приведены коэффициенты продуктивности скважин ($\text{м}^3/\text{сут}/\text{атм}$) - для раствора на углеводородной основе значение этого коэффициента достигает до 1,58. Для сравнения, значение этого же параметра для раствора на водной основе не превысило 0,53. [1]

Однако РУО обладают и значительными недостатками – это высокая пожароопасность; негативное влияние на окружающую среду, отрицательное влияние на резиновые детали оборудования, зависимость свойств раствора от температуры и невозможностью проведения электрических методов ГИС.

Эмульсионные буровые растворы. С целью исключения части недостатков РУО были разработаны эмульсионные буровые растворы (ЭБР) – эмульсионная система, содержащая углеводородный компонент (нефть, дизельное топливо, минеральное масло и т.д.), воду, структурообразователь (например, органогфильный бентонит – образуется в результате модифицирования глинистых материалов органическими солями аммония), нефтерастворимые полимеры, тонкодисперсные наполнители, эмульгаторы – для диспергирования УВ компонента и придания буровому раствору агрегативной и седиментационной устойчивости.

Применяются два типа эмульсий: прямые и обратные (инвертные). Отличие между обратными и прямыми эмульсиями заключается в том, какие вещества

составляют дисперсную фазу, а какие – дисперсионную среду. В качестве дисперсионной среды инвертные буровые эмульсии используют минеральное масло, нефть, дизтопливо и т.д., а дисперсной фазой чаще всего служит вода. Прямые эмульсии, напротив, в качестве дисперсной фазы содержат углеводородную жидкость, а в качестве дисперсионной среды – воду.

Преимуществами ЭБР являются высокие ингибирующие свойства, смазывающая способность, инкапсулирующее свойство шлама – не дает диспергироваться шламу при выносе его на поверхность; такой раствор обладает низким поверхностным натяжением фильтрата на границе с углеводородной жидкостью для предотвращения изменения фильтрационно-емкостных свойств коллектора при проникновении фильтрата бурового раствора в коллектор; а также возможностью проведения электрометрических методов ГИС, пониженной пожароопасностью и более низкой стоимостью в сравнении с РУО.

На российском рынке представлена система раствора BARADRIL-N®/ Mineral Oil. Рецептура промывочной жидкости является прямой эмульсией типа «масло в воде», процентное содержание углеводородной фазы составляет 20–40 % в зависимости от необходимых характеристик раствора. Система раствора имеет низкую водоотдачу, а все ее компоненты кислоторастворимы. [5]

Для получения ЭБР предпочтительны обратные эмульсии - их дисперсионная среда способствует наибольшему сохранению естественной проницаемости продуктивного пласта. Инвертные эмульсионные растворы представляют собой гидрофобно-эмульсионно-суспензионные системы.

Особое внимание было уделено исследованию влияния буровых растворов на ФЕС продуктивного пласта и оценку коэффициента восстановления проницаемости ($k_{впр}$). В статье «Отечественные системы ЭБР для проводки скважин и вскрытия продуктивных пластов в сложных геологических условиях» Курбанова Я. М., Зайковской Т.В., Черемисина Н. А., Курбанова Г. Я., Куприна Р. В. было произведено сравнение обратных эмульсий ЭБР-1 (эмульгатор Аргунит РХ-К), ЭБР-2 (эмульгатор Аргунит РХ-Д) и ингибированный биополимерный буровой раствор. В ходе исследования влияния растворов на коэффициенты восстановления проницаемости $k_{впр}$ на образцах искусственного керна были получены значения среднего $k_{впр}$ до 0,93. Это наглядно доказывает, что использование ЭБР позволяет решить не только проблемы, связанные с неустойчивостью стенок скважины, но и значительно увеличить продуктивность скважины (особенно в низкопроницаемых коллекторах). В таблице 1 «Результаты влияния проб растворов на коллекторские свойства керна материала» представлены средние коэффициенты восстановления проницаемости $k_{впр}$ эмульсионно-битумных растворов, в сравнении с биополимерным. [4]

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Таблица. 1. Результаты влияния проб растворов на коллекторские свойства кернового материала.

Наименование раствора	Номер кернового образца	Литология	Средний коэффициент восстановления проницаемости, $k_{впр}$
Биополимерный	1	Песчаник	0,87
ЭБР-1			0,91
ЭБР-2			0,89
Биополимерный	2	Песчаник	0,86
ЭБР-1			0,93
ЭБР-2			0,92

Несмотря на существенные преимущества, применение эмульсий сопряжено с необходимостью решения специфических проблем этого типа дисперсных систем, а именно – обеспечения стабильности их свойств во времени и при воздействии агрессивных факторов в скважине.

Выводы

Таким образом, были рассмотрены основные современные буровые растворы, применяемые для вскрытия продуктивного пласта, выявлены преимущества и недостатки, а также их влияние на фильтрационно-емкостные свойства пластов. Были выделены растворы на углеводородной основе, эмульсионные буровые растворы, как наиболее соответствующие требованиям к растворам для сохранения ФЕС пласта.

Однако представленные на сегодняшний день промывочные жидкости имеют те или иные недостатки. С целью минимизации этих недостатков, а главное, для снижения негативного влияния растворов на призабойную зону пласта также необходимо рассмотреть пути совершенствования качества вскрытия продуктивного горизонта, такие как улучшение свойств промывочных жидкостей путем добавки в раствор поверхностно-активных веществ и подбор необходимой рецептуры, обеспечивающей наивысшее качество данной технологической операции.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Арсланбеков А.Р., Лутфуллин А.А., Меденцев А.В., Мосин В. А., Королев А. В. Вскрытие гидрофобных коллекторов с использованием буровых растворов на углеводородной основе // Бурение и нефть. - 2014. - №9. - С. 29-32
2. Захаров А. С., Минаев А.В., Пестерев А. С. Боев Исследование качества вскрытия продуктивных пластов месторождений Западной Сибири различными типами биополимерных буровых растворов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2022. -Т. 333 - №5. - С. 23-31.
3. Кошелев В.Н. Промывка нефтяных и газовых скважин. - М.: ООО «Издательский дом Недра», 2019. - 687 с.: ил ISBN 978-5-8365-0496-0
4. Курбанов Я.М., Зайковская Т.В., Черемисина Н.А., Курбанов Г.Я., Куприн Н.В. Отечественные системы ЭБР для проводки скважин и вскрытия продуктивных

- пластов в сложных геологических условиях // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2019. - № 4. - р. 24-30
5. Кучин, В. Н. Анализ применения буровых растворов на основе прямой эмульсии в условиях аномально низкого пластового давления / В. Н. Кучин, А. А. Дашевская, И. М. Овчинникова // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2023. – Т. 1. – С. 188-192. – EDN KTCCSM.
 6. Миков А.И, Шипилов А.И., Журавлёв В.А. /ЗАО «ПОЛИЭКС»/Зонтов Р.Е. /ООО «Газпром Добыча Астрахань»/ Меркулов А.П. ООО «Зиракс»] Новые реагенты для освоения скважин после операций бурения, глушения полимерными растворами и гидравлического разрыва пласта // PETROLEUM. - 2012. - №77
 7. Носков, Э. А. Выбор оптимального бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов при бурении скважины №118 Камышловского месторождения / Э. А. Носков, А. С. Охильков // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2023. – Т. 3, № -. – С. 53-56.]
 8. Патент № 2233860 Российская Федерация, МПК С 09 К 7/02. Буровой раствор для вскрытия продуктивных пластов : № 2001101193/03 : заявл. 27.11.2001 : опубл. 10.08.2004 / Уляшева Н. М., Патракова Е.Е., Михарев В.В. – 5 с.]
 9. Чубик, П. С. Курс лекций по дисциплине «Буровые технологические жидкости» / П. С. Чубик — . — Томск: Томский политехнический университет, 2016 — 26 с.]

УДК 622.24

ВЛИЯНИЕ ТИПОВ РЕАГЕНТОВ НА КРЕПЯЩИЕ И ИНГИБИРУЮЩИЕ СВОЙСТВА СИСТЕМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

М.Е. Коваль, В.А. Капитонов, Д.В. Евдокимов, П.Р. Климина

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»

г. Самара, Российская Федерация

E-mail: poly.klimina2017@yandex.ru

В данной работе рассматривается влияние различных типов реагентов на крепящие и ингибирующие свойства систем буровых растворов. Основное внимание уделено анализу эффективности различных реагентов при бурении скважин и их влиянию на характеристики буровых растворов.

Ключевые слова: буровые растворы, реагенты, крепящие свойства, ингибирующие свойства, скважины, бурение.

Бурение нефтяных и газовых скважин является одним из ключевых процессов в нефтегазовой промышленности. Для успешного осуществления бурения необходимо использование буровых растворов, которые крепят породу, обеспечивают смазку и охлаждение долота, а также предотвращают просачивание

жидкости в породе. Типы реагентов, используемых в составе буровых растворов, имеют значительное влияние на их крепящие и ингибирующие свойства.

Для изучения влияния типов реагентов на крепящие и ингибирующие свойства буровых растворов проводились следующие лабораторные испытания, в которых были исследованы различные типы реагентов, такие как полимерные добавки, глинозем и бентонит, исследовались концентрации их использования, а также воздействие на физико-химические свойства буровых растворов [4]:

1. Проведение определения физико-химических свойств бурового раствора: измерение плотности, вязкости, рН и электропроводности раствора до и после добавления реагентов. Эти параметры позволяют оценить изменения в составе и структуре бурового раствора под воздействием различных типов реагентов.

2. Определение крепящих свойств бурового раствора: проведение испытаний на определение прочности кристаллизации и стойкости бурового раствора в условиях высокого давления и температуры. Эти испытания позволяют оценить эффективность добавления реагентов для улучшения крепящих свойств бурового раствора.

3. Определение ингибирующих свойств бурового раствора: проведение испытаний на определение эффективности защиты от образования и огнеупорности углеводородов. Эти испытания позволяют оценить эффективность добавления реагентов для защиты оборудования и обеспечения безопасной эксплуатации скважин.

4. Сравнительный анализ результатов испытаний с использованием различных типов реагентов при различных концентрациях. Для этого необходимо проводить испытания на контрольных образцах без добавления реагентов и с различными дозировками реагентов для выявления оптимальных условий применения.

Все проведенные лабораторные испытания должны быть повторяемыми, проводиться в контролируемых условиях и документироваться с целью установления зависимости между типами реагентов и их влиянием на крепящие и ингибирующие свойства буровых растворов.

Таким образом, полимерные добавки, такие как карбоксиметилцеллюлоза и полиакриламид, являются эффективными крепящими агентами, которые улучшают характеристики бурового раствора при высоких температурах и давлениях. Глинозем и бентонит играют роль ингибиторов просачивания жидкости в породе, предотвращая размягчение и разрушение образований.

Выводы:

Типы реагентов, используемых в составе буровых растворов, имеют значительное влияние на их крепящие и ингибирующие свойства. Полимерные добавки обеспечивают повышенную стабильность и равномерность давления, а ингибиторы просачивания жидкости улучшают эффективность бурения и снижают вероятность возникновения аварийных ситуаций. Дальнейшие исследования в этой области могут способствовать разработке улучшенных технологий бурения с применением оптимального выбора реагентов для достижения оптимальных результатов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Эффективность применения полиэлектролитов в буровых растворах / Петров В.С. // Академия наук Российской Федерации, 2015 – С. 34-35.

2. Исследование влияния типов полимеров на стабильность буровых растворов / Смирнова Е.П. // Университет нефти и газа имени Губкина, 2012 – С. 19-20.
3. Разработка новых типов реагентов для улучшения свойств буровых растворов / Козлов Д.И. // Институт нефти и газа, 2018 – С. 10-11.
4. Влияние различных ингибиторов на крепящие свойства буровых растворов в условиях высоких температур / Гребенщиков П.Н. // Московский институт нефти и газа, 2014 – С. 40-41.

ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ С ВЫСОКОЙ СТЕПЕНЬЮ ОЧИСТКИ

Д.С. Кибалюк; О.А. Нечаева, к.т.н.

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия

E-mail : kibalyuk.ds@samgtu.ru

Аннотация. Рассматривается важность качественной очистки скважин и выноса выбуренной породы на поверхность для безаварийного и эффективного бурения. Одно из основных влияний на этот процесс оказывают реологические свойства промывочной жидкости. Подбор правильной рецептуры бурового раствора и контроль его параметров существенны для успешного бурения, особенно в наклонных скважинах, где возможно скопление шлама. Рассматривается классификация жидкостей на ньютоновские и неньютоновские, а также основные модели реологического поведения. Проанализированы современные буровые растворы, предложена технология выбора промывочной жидкости с улучшенными выносящими способностями. Обсуждаются основные принципы подбора состава бурового раствора, включая выбор основы, использование полисахаридных реагентов и биополимеров для создания эффективных растворов с псевдопластичными свойствами.

Ключевые слова: буровой раствор, промывочная жидкость, реология, псевдопластичные свойства, очистка ствола скважины, вынос шлама, вязкость, полимерные растворы, биополимер.

HIGHLY PURIFYING DRILLING FLUID

D.S. Kibalyuk¹, O.A. Nechaeva¹

¹Samara State Technical University, Samara, Russia

Annotation. The importance of high-quality cleaning of wells and removal of drilled rock to the surface for trouble-free and efficient drilling is considered. The main influence on this process is the rheological properties of the drilling fluid. Selecting the correct drilling fluid formulation and monitoring its parameters are essential for successful drilling, especially in inclined wells where cuttings may accumulate. The classification of liquids into Newtonian and non-Newtonian, as well as the basic models of rheological behavior, is considered. Modern drilling fluids have been analyzed and a technology for selecting drilling fluids with improved carrying capacity has been proposed. The basic principles of drilling fluid composition are discussed, including the choice of base,

avoidance of dispersants, and the use of polysaccharide reagents and biopolymers to create effective fluids with pseudoplastic properties.

Key words: drilling fluid, rheology, pseudoplastic properties, wellbore cleaning, cuttings removal, viscosity, polymer solutions, biopolymer.

В безаварийном и эффективном бурении скважин важную роль играет ее качественная очистка и вынос выбуренной породы на поверхность. На очистку скважины в большей степени влияет реологические свойства промывочной жидкости. Верный подбор рецептуры бурового раствора и регулирование его параметров обеспечат эффективное бурение скважин, что наиболее важно в скважинах с большим углом наклона, так как скопление шлама в таких скважинах и оседание его на стенки скважины наиболее вероятно. Доказано, что при углах отклонения от оси скважины в 30° - 60° наблюдается наиболее затрудненная очистка ствола.[2]

Реологическая характеристика жидкостей определяется зависимостью между скоростью сдвига $\dot{\gamma}$ и напряжением сдвига σ . Жидкости делят на ньютоновские и неньютоновские. Если зависимость скорости сдвига и напряжение сдвига линейная, то жидкость является ньютоновской. Примерами таких жидкостей считаются легкие масла, вода и спирты.[2] Если же зависимость не прямо пропорциональная, то жидкость является неньютоновской. К этому типу относятся большинство промывочных жидкостей.

Сейчас исследовано и открыто более 30 современных реологических моделей. На практике буровые растворы рассматривают по 4 основным моделям: Ньютона, Бингама – Шведова, Оствальда – де Ваале (степенной закон), Гершеля – Балкли (модифицированный степенной закон), Шульмана – Кессона. [5]



Рис.1. Кривые течения жидкостей, подчиняющихся разным моделям течения. [5]

Проанализируем промывочные жидкости, обладающие необходимыми реологическими свойствами, что обеспечивает эффективную и качественную очистку ствола скважины и выноса шлама на поверхность.

Промывочная жидкость Ринполис [4] была разработана в лаборатории НПО «Бурение». Водный раствор полимерного состава полисахаридной природы, в который входят поверхностно-активное вещество ПКД-515 комплексного действия, минеральные соли и комплексоны. Система Ринполис имеет высокие смазочные свойства, особые реологические свойства, что обеспечивает эффективную очистку

ствола скважины, а также сохранение устойчивости ствола скважины, уменьшение крутящего момента и трения, повышение скорости бурения, повышение нефтеотдачи продуктивного пласта, сохранение экологической среды.

Полимер-эмульсионный раствор Эмульгель [3], в состав которого входят полисахаридные реагенты для регулирования реологических и фильтрационных свойств, ингибиторы набухания и диспергирования глин, эмульгатор, углеводородная среда, при необходимости вводится кольматант кислоторастворимый. Эмульгель обладает усиленными ингибирующими свойствами, необходимыми для сохранения устойчивости ствола скважины и качественной очистки забоя при больших зенитных углах. Благодаря своим физико-химическим и технологическим свойствам полимер-эмульсионный раствор Эмульгель может использоваться для вскрытия продуктивного пласта горизонтального участка скважины.

Промывочная жидкость Фло-Про [1]. Система Фло-Про на полимерной основе имеет высокую вязкость при низкой скорости сдвига. Это качество данного раствора обеспечивает хорошее удержание выбуренного шлама во взвешенном состоянии в горизонтальных и сильно искривленных скважинах, а также снижает эрозию стенок ствола скважины.

Поликатионный буровой раствор [6] содержит глинопорошок, воду, катионный и анионный полимеры для управления реологическими показателями гидродинамического потока жидкости в затрубье и дополнительно в качестве компонента для растворения полиэлектролитных комплексов низкомолекулярный электролит, что способствует повышению выносящей способности гидродинамического потока жидкости, стабилизация стенок ствола скважины при бурении глинистых отложений.

Буровой раствор [7] - содержит, мас. %: полиакриламид (ПАА) 0,15- 0,3; карбоксилметилцеллюлоза 0,3-0,5; кальцинированная сода Na_2CO_3 0,3-0,5; биополимер «Сараксан» или «Сараксан-Т» 0,1- 0,2; вода - остальное. Этот буровой раствор обеспечивает повышение выносящей способности выбуренной породы, предотвращение загрязнения продуктивного пласта, т.е. в повышении качества вскрытия за счет сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта.

TNO-T [9] – это высококачественный биополимер (ксантановая смола) высокой степени очистки. Он представляет собой природный высокоразветвленный полисахарид с исключительно высокой молекулярной массой. Основным компонент системы (TNO-T) обеспечивает требуемые реологические свойства раствора, улучшает удерживающие и выносящие свойства. Использование этих биополимеров позволяет получить промывочную жидкость с минимальной пластической вязкостью и хрупким прочным гелем.

Биополимерный буровой раствор СБК-UNI (PLUS) [8] содержит, мас. %: полимерный понизитель фильтрации - карбоксиметилцеллюлозу со степенью замещения 300-1300 в виде двух типов карбоксиметилцеллюлоз с различной степенью замещения в соотношении 1:1 2,4-3,2; биополимер ксантанового типа 0,2-0,5; смазочную добавку - реагент гликоил 0,5-1,0; разнотипный утяжелитель -

серноокислый барий до 40,0, бактерицид 0,01-0,2; гидроксид натрия 0,01-0,06; воду - остальное. Такой буровой раствор имеет улучшенные структурно-реологические свойства биополимерного бурового раствора и обеспечивает повышение удерживающей и транспортирующей способности при одновременном сохранении фильтрационных свойств.

Проанализировав существующие и применяемые на практике буровые растворы для бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин, которые обладают хорошей удерживающей способностью и обеспечивают эффективную транспортировку шлама, можно обобщить технологию подбора бурового раствора.

Общая технология выбора промывочной жидкости с улучшенными выносящими способностями заключается в следующем:

-важнейшим является выбор основы, представляющей собой структурообразователь (бентонит, биополимер и т.д.).

- использование полисахаридных реагентов в сочетании с биополимерами или другими, подобного типа, способны создавать водные полимерные растворы, не содержащие твердой фазы или с очень низким ее содержанием, с широким диапазоном эксплуатационных свойств.

- удерживание и транспортировка выбуренной породы на поверхность связан с поддержанием плотности раствора на приемлемом уровне.

- важно, чтобы промывочная жидкость обладала псевдопластичными свойствами. Так как, такие растворы обладают свойством быстро изменять свою эффективную вязкость, то есть от минимальной (фактически вязкости воды) до необходимой, способной удерживать выбуренную породу во взвешенном состоянии. Такими характеристиками обладают полимерные растворы на основе полисахаридов с высоким ингибирующим действием, с коагулирующей водо- и кислотно-растворимой твердой фазой. Также, биополимеры характеризуются высокой загущающей способностью, а их растворы обладают выраженными псевдопластичными свойствами, при малой концентрации полимера и устойчивостью к солям.

Выводы

При бурении горизонтальных и наклонно-направленных скважин существенное значение имеют состав промывочной жидкости, её качество, удерживающая способность бурового раствора, эффективная транспортировка шлама.

В перспективе предстоит работа по созданию нового высококачественного бурового раствора, обладающего седиментационной устойчивостью.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агзамов Ф.А., Гбогбо АаронМортхи. Проблемы заканчивания горизонтальных скважин // Нефтегазовое дело. – 2018. – № 3.

2. 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)
3. Буровые растворы для бурения, заканчивания и капитального ремонта скважин <https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/142386-burovye-rastvory-dlyabureniya-zakanchivaniya-i-kapitalnogo-remonta-skvazhin/>)
4. Ермолаева Л.В. Промывочные растворы в бурении: учеб. пособие / Л.В. Ермолаева. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2020. – 51 с.
5. 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.
6. Патент № 2798347 С1 Российская Федерация, МПК С09К 8/24, С09К 8/12, Е21В 7/00. Псевдопластичный буровой раствор для улучшения очистки ствола скважины и способ бурения с его применением (варианты) : № 2022108143 : заявл. 28.03.2022 : опубл. 21.06.2023 / А. М. Гайдаров, А. А. Хуббатов, М. М. Р. Гайдаров [и др.] ; заявитель Общество с ограниченной ответственностью "Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ". – EDN FRPJKE.
7. Патент № 2362793 С2 Российская Федерация, МПК С09К 8/08. буровой раствор : № 2007136827/03 : заявл. 04.10.2007 : опубл. 27.07.2009 / Р. Р. Хузин, Р. Р. Ибатуллин, Р. С. Хисамов [и др.]. – EDN CFNOSJ.
8. Патент № 2561634 С2 Российская Федерация, МПК С09К 8/10. Биополимерный буровой раствор СБК-UNI (PLUS) : № 2013153407/03 : заявл. 02.12.2013 : опубл. 27.08.2015 / Р. А. Усманов, М. С. Петров, В. П. Завьялов ; заявитель Общество с ограниченной ответственностью "СБК-ТЕХНОСЕРВИС". – EDN ZMEGSL.
9. 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.

ПОСТРОЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

А.В. Липатов, П.И. Демидова

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Россия, Самара

lipatovalexander@mail.ru, demidovapolina7@gmail.com

Аннотация. В настоящей работе предлагается вариант математической модели процесса ограничения водопритока, учитывающей механические свойства горных пород, минимальное горизонтальное напряжение, забойное давление и радиус скважины. Данная модель позволяет определить расчётную ширину трещины на заданном удалении от стенки скважины и объем образованной трещины с учетом фильтрации тампонажного раствора в пласт.

Ключевые слова: Горная порода, фильтрация, математическая модель, тампонажный раствор, трещина.

Проблема, связанная с качеством проведения цементирования скважины, является актуальной. Нефтегазодобывающие компании предъявляют все более высокие требования к качеству крепления обсадных колонн скважин. В аспекте оценки качества крепления скважин учувствуют следующие процессы:

1. Непосредственная закачка и продавка цементного раствора с учетом требований к высоте подъема тампонажного раствора в кольцевом пространстве.
2. Исключение вероятного гидроразрыва пласта во избежание поглощения цементного раствора в пласт.
3. Необходимость предотвращения глубокого проникновения фильтрата тампонажного раствора в проницаемые пласты для исключения загрязнения продуктивных толщ [4].

Выполнить одновременно все указанные требования без использования модифицирующих добавок невозможно. Все чаще разрабатываются и применяются сложные цементные композиции. При этом необходимость корректировки рецептур тампонажных составов появляется практически для каждой конкретной скважины.

Решение проблемы – разработка гидравлической программы цементирования (ПЦ) индивидуально на каждую скважину. В настоящее время, ПЦ не позволяет избавиться от аварий и осложнений, так как не учитывает вышеуказанные параметры. Так, например, при составлении плана работ не учитывается проникновение фильтрата тампонажного раствора в пласт и раскрытие естественных трещин в горной породе из-за высоких значений рабочего давления.

Для обеспечения безаварийного и качественного проведения работ в трещиноватых породах, разрабатывается математическая модель процесса цементирования скважин. Данная модель позволит определить расчётную ширину трещины на заданном удалении от стенки скважины и её объем, с учетом фильтрации тампонажного раствора в пласт. Предлагаемая математическая модель учитывает механические свойства горных пород, минимальное горизонтальное напряжение, забойное давление и радиус скважины.

За счёт тектонических сил порода находится в напряженном состоянии, причем любой элементарной объем горной породы при естественном залегании испытывает всестороннее сжатие взаимно ортогональными главными напряжениями. Одной из причин возникновения поглощения в процессе крепления скважин является превышение гидростатического давления в скважине над минимальным горизонтальным напряжением.

Доказано, что высокие давления нагнетания тампонажного раствора способствуют возникновению и расширению естественных трещин горных пород.

Многие исследователи изучают влияние различных модифицирующих добавок на основные технологические свойства тампонажных растворов. В результате разрабатываются рецептуры, включающие понизители фильтрации, с учетом особенностей условий ведения работ по цементированию скважин и требований проектных документов.

Моделирования процесса раскрытия трещин в скважине производится с помощью метода конечных элементов.

Необходимый набор входных параметров для применения в математической модели расчёта прогнозируемой трещины включает:

1. Механические свойства горной породы,
2. Горное давление,

3. Пористость горной породы,
4. Поровое давление,
5. Минимальное горизонтальное напряжение
6. Проницаемость горной породы.

Произведенное исследование процесса раскрытия трещины в скважине, с помощью метода конечных элементов, установило следующее. Чем более удаленное расположение цементной пробки, тем меньшая вероятность раскрытия трещины в ширину из-за увеличенных напряжений, закрывающих трещину, и развития в длину из-за уменьшенных растягивающих напряжений на конце трещины. Также, создание цементной пробки у «устья» трещины оказывает наименьшее влияние на повышение кольцевых напряжений и уменьшение растягивающих нагрузок.

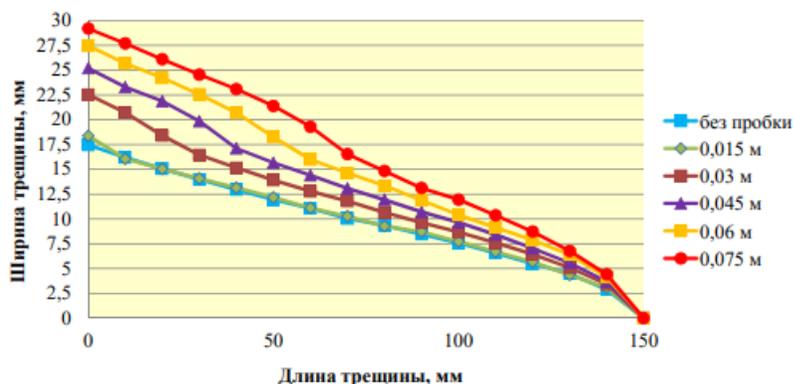


Рисунок 1 – Ширина трещины до и после установки пробки на различном удалении от стенки скважины

Таким образом, предлагаемую математическую модель можно использовать при прогнозе значений фильтрации с учетом требований проектных документов, условий ведения работ по цементированию расчетных значений давлений ГРП и поглощения при разработке гидравлической программы по цементированию скважин. Модельные значения основных технологических свойств позволят снизить число вероятных значений концентраций модифицирующих добавок при разработке рецептур, что приведет к экономии времени и средств на этапе подготовительных работ к креплению обсадных колонн скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Галкин В.И. Статистическое моделирование расширяющегося тампонажного состава / В.И.Галкин, А.А.Куницких // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2017. Т. 16. № 3. С. 215-244.
2. Чернышов С.Е. Результаты внедрения инновационной технологии цементирования нефтяных скважин на месторождениях Казахстана / С.Е.Чернышов, Н.И.Крысин, А.А.Куницких // Нефтяное хозяйство. 2012. № 8. С. 108-110.
3. Davis J.C. Statistics and data analysis in geology. John Wiley & Sons, 2002. 656
4. Чернышов С.Е. Разработка математических моделей управления технологическими параметрами тампонажных растворов / Чернышов С.Е.,

- Галкин В.И., Ульянова З.В., Дэвид Иаин Макферсон Макдоналд // Записки Горного института. 2020. Т. 242. С. 179-190
5. Липатов А.В. Математическая модель раскрытия трещины в процессе упрочнения ствола скважины. // Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции «АШИРОВСКИЕ ЧТЕНИЯ». 2016. С.258-264.
6. Подъячев А.А. Обоснование и разработка математической модели оценки устойчивости ствола наклонно направленных и горизонтальных скважин: дис. на соискание уч. степ. к.т.н. (25.00.15) / СПб, 2015. –101 с.

УДК 622.24

СИСТЕМА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА УПРАВЛЕНИЯ БУРЕНИЕМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕГРЕССИОННОГО АНАЛИЗА

И. Т. Кенджаев

*РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
E-mail kendzhayevi@mail.ru*

Аннотация. В статье рассматривается управление процессом бурения скважин, основанном на проектных режимах, которые не всегда оптимальны для конкретных условий. В связи с этим растет важность систем, способных адаптироваться к изменяющимся условиям и автоматически регулировать параметры бурения для обеспечения его эффективности и безопасности. Представлены результаты использования регрессионного анализа для оптимизации процесса бурения скважин с использованием Python и среды Jupyter Notebook. Модель успешно адаптируется к изменяющимся условиям и способна прогнозировать оптимальные режимные параметры, что повышает эффективность и экономическую выгоду процесса бурения скважин.

Ключевые слова. бурение скважин, режим бурения, адаптационное управление режимом бурения

Введение. В настоящее время управление процессом бурения скважин осуществляется преимущественно с применением систем мониторинга по рабочему проекту на строительство скважины. Однако такие проектные режимы, определенные по данным региона, не всегда оптимальны для конкретной скважины, что значительно снижает эффективность бурения. Бурение следующего интервала по данным проводки предыдущего, хоть и более точное, также не является оптимальным. Поэтому сегодня востребованы системы, способные в реальном времени адаптироваться к изменяющимся условиям и автоматически регулировать соответствующие параметры [1, 2]. Такие системы позволяют оптимизировать процесс бурения, обеспечивая его максимальную эффективность и безопасность.

Оптимизации процесса управления бурением с использованием регрессионного анализа. В настоящее время существует множество моделей, описывающих процесс бурения скважины. Все они имеют разную степень точности и применимости к различным условиям и типам скважин. Основное отличие заключается в методах анализа данных и построения моделей, а также в выборе критерия оптимального управления [1-4].

Регрессионный анализ является одним из методов, который позволяет не ограничиваться одной формой модели, а сконцентрироваться на определении текущей зависимости между различными параметрами процесса бурения. Так как сама модель является регрессионной, то есть она постоянно меняется в зависимости от внешних данных, то для расчета не важно какой вид формула может принять. А.А. Цуприковым [2] сделан вывод, что основным и единственно оперативным критерием при разбуривании забоя в реальном времени является максимум механической скорости проходки. При этом максимально допустимая механическая скорость проходки может быть ограничена с целью обеспечения безопасности процесса бурения [5-7].

В качестве функции механической скорости проходки в работе [2, стр. 19] предложен полином второй степени. Указанные положения были положены в основу настоящей работы и протестированы на реальных данных (скважина 445548г, куст 30 Приобского месторождения) с использованием программного комплекса на языке программирования Python и среды Jupyter Notebook.

В качестве примера на рис. 1 представлены результаты сравнения фактических и предсказанных (прогнозируемых) путем тестирования данных механической скорости проходки (м/ч) в зависимости от глубины забоя (м).

Для визуализации результатов построили график (рис. 2), на котором сравнили фактические данные механической скорости с предсказанными значениями модели. График позволяет наглядно увидеть, насколько хорошо модель соответствует исходным данным и какие тенденции прослеживаются в предсказанных значениях.

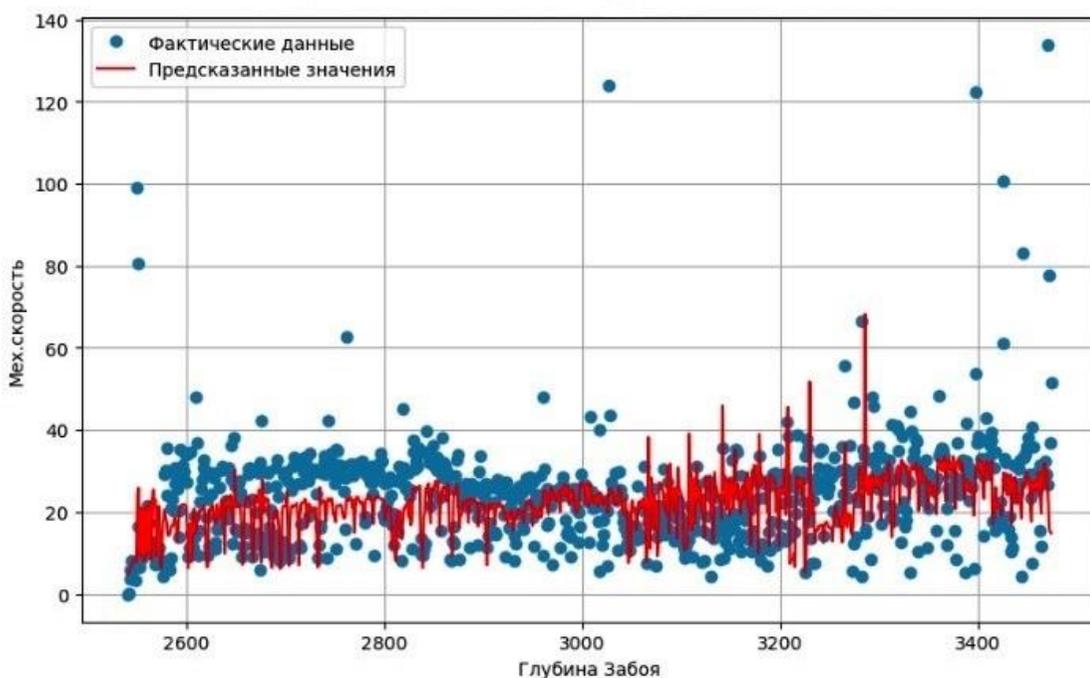


Рисунок 1 – Сравнение фактических и предсказанных данных механической скорости проходки

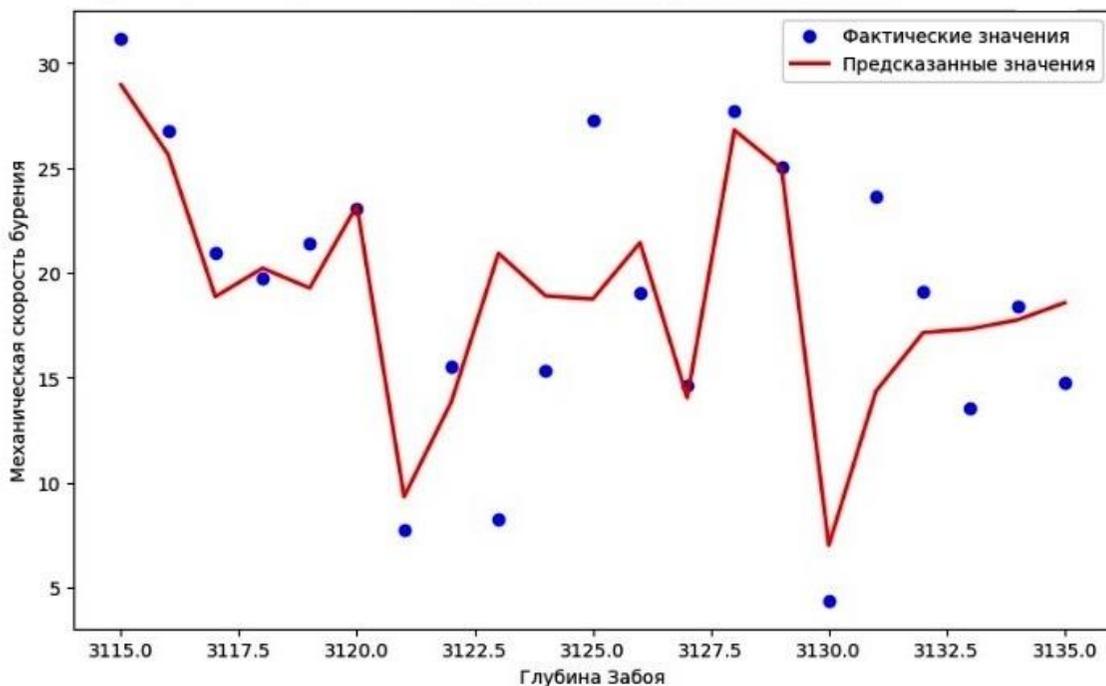


Рисунок 2 – Сравнение фактических и предсказанных данных механической скорости проходки (полиномиальная зависимость)

В регрессионном анализе не важен вид самой функции, главное определить важные параметры, которые влияют на значение самой функции. Для проверки этого положения была написана еще одна компьютерная программа, но уже с использованием логарифмического уравнения регрессии. Выбрали один и тот же промежуток входных данных для каждого вида функции. Результаты приведены на рис. 3. Анализ рис. 2 и 3 показывает, что обе функции (полиномиальная и логарифмическая) достаточно хорошо прогнозируют механическую скорость проходки.

Следующим шагом исследования было понять, какое количество входных данных необходимо для более точного описания процесса. При уменьшении количества входных данных обычно ожидается увеличение погрешности модели из-за потери важной информации. Однако это не всегда так, и иногда удаление лишних данных может улучшить производительность модели.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

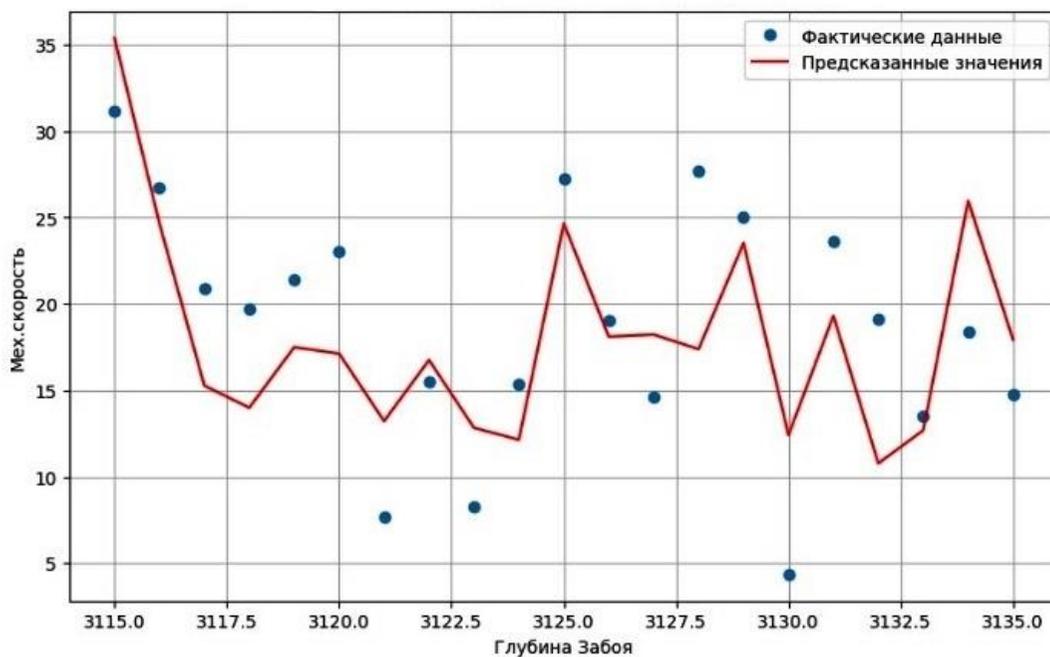


Рисунок 3 – Сравнение фактических и предсказанных данных механической скорости проходки (логарифмическая зависимость)

Как показывают результаты тестирования в среднем, если брать данные каждые три минуты (4-5) точек, то модель достигает хорошей точности (рис. 4 и 5).

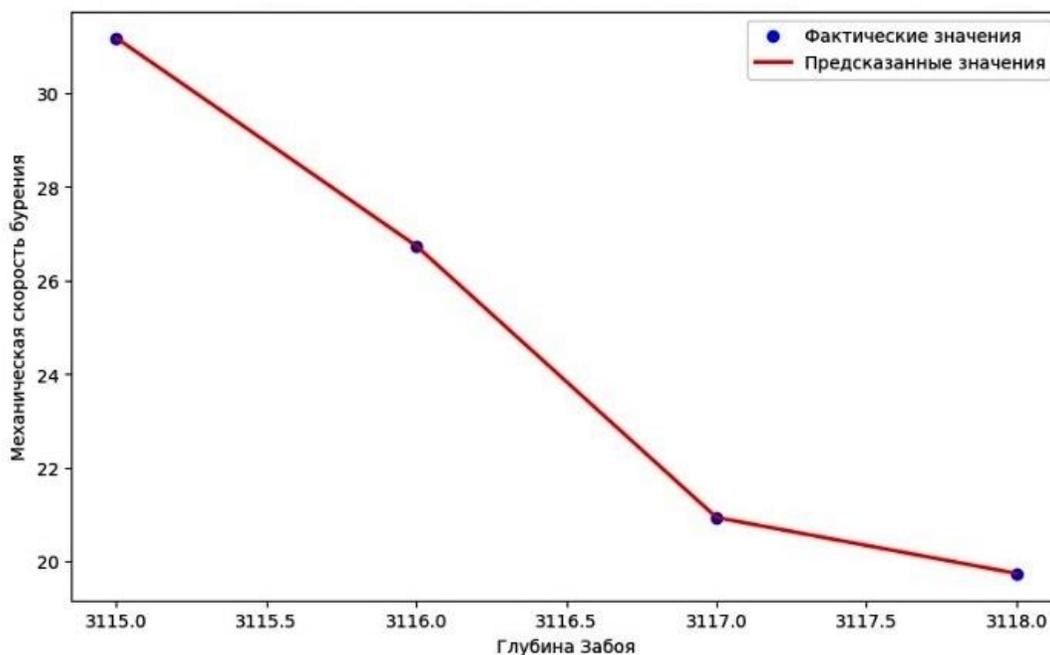


Рисунок 4 – Сравнение фактических и предсказанных данных механической скорости проходки (полиномиальная зависимость)

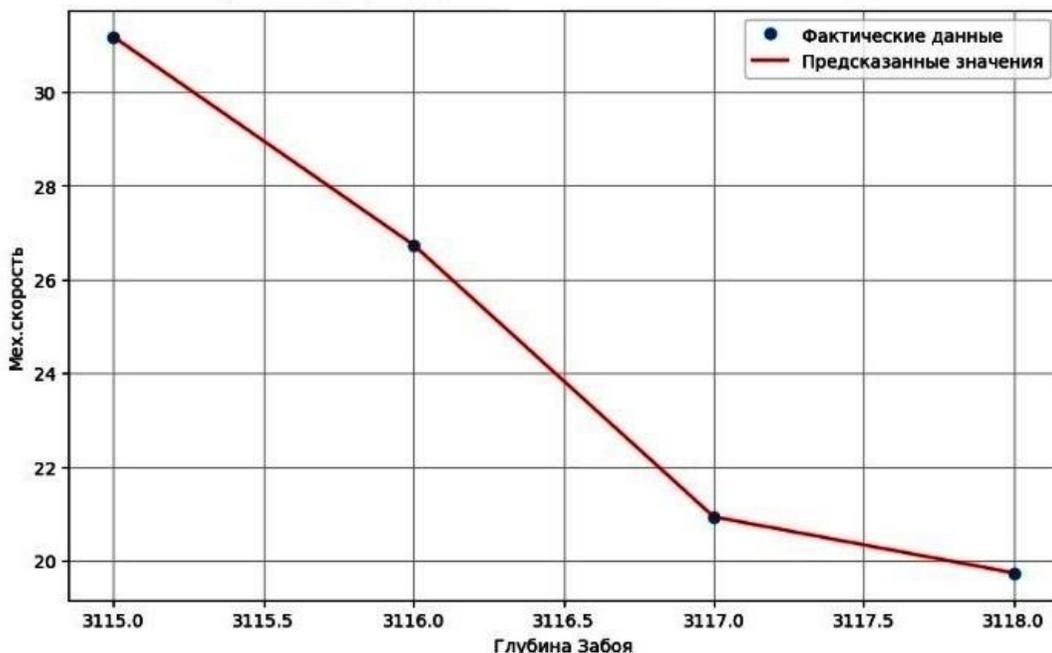


Рисунок 4 – Сравнение фактических данных и предсказанных данных механической скорости (логарифмическая зависимость)

В ходе регрессионного анализа было обнаружено, что модель успешно адаптируется к изменяющимся условиям. Это означает, что ее оптимальность сохраняется при изменении условий, что делает ее применимой и эффективной в различных ситуациях.

Для более точного описания процесса рекомендуется уменьшить период и количество входных данных. Уменьшение периода поможет лучше улавливать изменения в условиях и адаптировать модель под текущие требования. Однако необходимо учитывать, что слишком маленький период и количество данных могут привести к недостаточной репрезентативности модели. Поэтому важно найти оптимальный баланс между точностью описания и количеством данных для обеспечения адекватного исследования.

Данная модель позволит прогнозировать и подбирать самые оптимальные режимные параметры для повышения эффективности процесса бурения.

Заключение. В итоге имеем систему, которая может оптимизировать скорость бурения благодаря индивидуальной адаптации к условиям каждой скважины. Главное преимущество регрессионной модели заключается в том, что она постоянно работает с новыми данными и моментально подстраивается под новые условия, тем самым уменьшая неточности. При этом она способна выводить наиболее эффективные режимные параметры. Это в свою очередь влияет на экономическую эффективность, так как скважина может быть построена намного дешевле, учитывая что основополагающим фактором является время.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Джафаров Р.Ф. Оптимизация режима бурения скважин на шельфе долотами PDC на этапе планирования: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 2.8.2. – Москва, 2024. – 24 с.
2. Цуприков А.А. Интеллектуальная система адаптивного управления технологическим процессом бурения нефтегазовых скважин: автореф. дис. ... докт. техн. наук: 05.13.06. – Краснодар, 2018. – 39 с.
3. Бревдо Г.Д. Проектирование режима бурения. – М.: Недра, 1988. – 200 с.
4. Беркунов В.С., Леонов Е.Г. Обобщенные формулы для определения оптимальных значений времени отработки долота и его проходки // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1999. – № 10. – С. 20-21.
5. Балаба В.И. Безопасность технологических процессов бурения скважин: учебное пособие: В 2 частях. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. – Ч. 1. – 296 с.
6. Басарьгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: учебник. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
7. Шалыгин Р.К. Пути совершенствования циркуляции промывочной жидкости в морском бурении // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 411-412.

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ КЛЮЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Самойлов, Н.Ю. Хохлова

СамГТУ, Самара, Российская Федерация, andrei.30@mail.ru

Аннотация. В данной статье рассматриваются аспекты, связанные с интенсификацией добычи нефти из продуктивных пластов Ключевского месторождения.

Ключевые слова: методы интенсификации, добыча, нефть, продуктивные пласты, месторождение.

В современной нефтедобывающей промышленности России одной из актуальных задач разработки нефтяных и газовых месторождения является применение технологий, увеличивающих нефтеотдачу пластов. Для выбора подходящей технологии интенсификации притока нефти имеют значение параметры, которые включают глубину залегания пласта, его толщину, степень неоднородности, а также химические и физические свойства насыщенных жидкостей и теплофизические характеристики пластов. Состояние разработки пласта на момент внедрения метода также играет важную роль при выборе метода интенсификации скважинной продукции [1].

Поэтому представляется важным рассмотреть эффективность различных методов интенсификации добычи для максимального использования потенциала месторождения. Представляло интерес рассмотреть Ключевское месторождение, так как оно на сегодняшний день, является одним из крупнейших нефтяных месторождений в стране, и его добыча имеет важное значение для энергетической отрасли.

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. Рельеф месторождения представлен холмистыми участками с резкими перепадами высот, что создает определенные сложности при размещении нефтепромысловой инфраструктуры.

Ключевское месторождение представлено нефтеносными пластами карбонатных отложений евлановско-ливенского (D_{2ev} - D_{3lv}), бобриковского (C_{1bb}), воронежского (D_{3vr}), семилукско-рудкинского (D_{3sm}) горизонтов и в терригенных отложениях петинского горизонта (D_{3sm} - D_{3pt}) верхнего отдела девонской системы.

Полученная нефть на Ключевском месторождении обладает следующими характеристиками: малосмолистая (содержание смолы 3,9%), малосернистая (содержание серы 0,29%), парафинистая (содержание парафинов 3,2%). Содержание асфальтенов составляет 0,27, а выход легких фракций до температуры 200 градусов Цельсия составляет 42% [2].

Низкая продуктивность пластов изначительное количество воды на Ключевском месторождении приводят к невысокой добыче нефти, увеличивают стоимость процесса и создают проблемы при ее утилизации. Для решения этих проблем уже были проведены геологотехнические мероприятия (ГТМ) благодаря которым было дополнительно добыто 7973,3 тыс. тонн нефти.

Наибольшая часть дополнительной добычи относится к таким методам гидроразрыв пласта (ГРП), (ГС, включая мультистадийный гидроразрыв пласта - МСГРП), водоподпорное пластовое псевдадавление (ВПП) и зарезка боковых стволов [2]. Методы гидроразрыва пласта МСГРП и БГС МСГРП (Метод гидроразрыва пласта с боковым гидравлическим разрывом) характеризуются наиболее высокой дополнительной добычей - соответственно 19,2 тыс. тонн/скважина и 7,6 тыс. тонн/боксит скважина.

По состоянию на 01.01.2021 г. в разработке находилось пять объектов: D₃sm – семилукско-рудкинский, D₃sm-D₃pt – петинский, D₃vr – воронежский, D₃ev-D₃lv – евлановско-ливленский, С₁bb – бобриковский.

Распределение количества по методам воздействия мероприятий и дополнительно добытой нефтиса последние три года (2021-23 гг) показано на рис.1. В таблице 1 приводится сравнение эффективности фактически проведенных ГТМ с проектной. Как видно из таблицы и рисунка фактическая добыча превышает проектную, что показывает эффективность проведенных мероприятий.

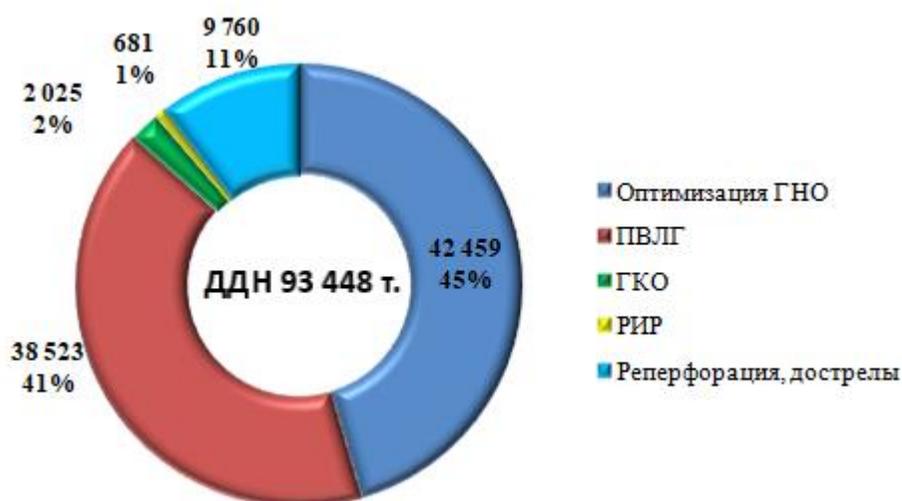


Рис. 1. Распределение дополнительной добычи нефти по видам ГТМ

Таблица 1

Эффективность применения ГТМ (2021-2023 гг.)

Вид ГТМ	2021				2022				2023			
	проект		факт		проект		факт		проект		факт	
	кол -во	ДД Н, т.т	кол -во	ДД Н, т.т	кол -во	ДД Н, т.т	кол -во	ДДН, т.т	кол -во	ДД Н, т.т	кол -во	ДДН, т.т
Физико-химические методы (ГКО)							1	2,02	1	1,2		
Потокоотклоняющие технологии					2	1,2						

Продолжение таблицы 1

Нестационарное заводнение								5	0,3			
РИР				1	0,1			2	1,4	2	0,68	
Перфорационные методы	1	2,0	1	9,1		1	0,7	5	5			
Оптимизация ГНО			3	37,8		1	1,96	2	0,5	3	2,74	
ПВЛГ			3	23,3		3	15,2					
СКО												
ВСЕГО	1	2,0	4	70,1	3	1,3	5	19,96	15	8,4	2	3,42

В результате проведенных мероприятий в 2021-2023 гг. получена дополнительная добыча нефти 93 448 тонн. В среднем на одну скважино-операцию приходится 5192 тонны нефти.

В таблице 3 рассмотрены мероприятия, которые могут быть проведены на пластах Ключевского месторождения и рассчитана дополнительно добытая нефть. В ближайшие 4 года, даже при незначительном количестве операций, можно получить 22,6 тыс.т дополнительно добытой нефти.

Таблица 2

Прогноз эффективности применения ГТМ и интенсификации добычи нефти на Ключевском месторождении

Применяемые МУН	Годы разработки				Итого за прогнозный период
	2024	2029	2034	2039	
	2028	2033	2038	2043	
прогноз					
Гидро разрыв пласта					
количество проведенных операций	2				2
дополнительная добыча нефти, тыс.т	10	5			15
Физико-химические методы (в т.ч. ГКО, СКО, ОПЗ)					
количество проведенных операций	2				2
дополнительная добыча нефти, тыс.т	1,5				1,5
дополнительная добыча нефти на одну тонну реагента,	0,15				0,15
Нестационарное заводнение					
количество проведенных операций	3	3	3	3	12
дополнительная добыча нефти, тыс.т	7,5	1,7	1,3	0,9	11,4
Водо-изоляционные работы и ремонтно-изоляционные работы					
количество проведенных операций	10	6	10		26
дополнительная добыча нефти, тыс.т	3,6	2,2	3,4		9,2
Итого дополнительная добыча нефти, тыс.	22,6	8,9	4,7	0,9	37,1

Для будущих перспектив также рекомендуется на месторождении внедрение методов увеличения продуктивности скважин в условиях низкопроницаемого коллектора, таких как гидроразрыва пласта (ГРП) и газосодержащий метод с использованием гидроразрыва пласта (ГС МСГРП).

А также увеличение охвата вытеснением путем селективного отключения высокопроницаемых обводненных интервалов и вовлечение низкопроницаемых интервалов (ВПП), и апробация новых технологий в процессе добычи [3].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акимов, В.Ф. Измерение расхода газонасыщенной нефти: моногр. / В.Ф. Акимов. - М.: [не указано], 2018. - 606 с.
2. «Дополнение к технологическому проекту разработки Ключевского нефтегазоконденсатного месторождения», составленный ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть», (протокол Татарстанской НГС ЦКР Роснедр по УВС №324 от 27.12.2016 г.), протокол УТО ЦКР Роснедр по УВС №574 от 10.06.2011 г.
3. Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М.Н. Персиянцев. - М.: Недра, 2018. - 653 с.

УДК 662.69

АНАЛИЗ РАБОТЫ СИСТЕМЫ СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН ПОКРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Е.В. Алекина, А.В. Денисов

СамараНИПИнефть, Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация: проведен технико – технологический анализ работы системы сбора продукции скважин Покровского месторождения и намечены перспективы её развития.

Ключевые слова: система сбора продукции скважин

Системы сбора продукции скважин нефтяных месторождений в РФ являются одним из наиболее крупных производственных объектов отрасли, характеризующихся огромными капитальными вложениями, многолетней эксплуатацией и охватом значительных территорий, находящихся, зачастую, в труднодоступных районах Сибири и Севера в суровых климатических условиях при крайне слабой развитости логистических связей [1, 2]. За время эксплуатации эти системы, как правило, неоднократно подвергались реконструкции и уже мало напоминают исходные.

Поэтому представляло интерес проанализировать работу исторически сложившейся системы сбора в одном из старых нефтеносных регионов РФ с позиций современных требований и наметить пути её дальнейшего развития и совершенствования. В качестве объекта исследования было выбрано Покровское нефтяное месторождение, расположенное на территории Грачевского и

Красногвардейского районов Оренбургской области в 60 км к северо – востоку от г. Бузулук.

Покровское месторождение открыто в 1959 г., находится в разработке с 1963 г.

Месторождение сложное многокупольное, многопластовое, большинство залежей осложнено литологическими и тектоническими экранами.

Всего в пределах Покровского месторождения установлено шесть газовых, одна - газонефтяная, 46 - нефтяных залежей. Залежи нефти выявлены в отложениях каширского (пласт А0), верейского (пласты А1+А2+А3) горизонтов и башкирского яруса (пласты А4, А5, А6) среднего карбона, визейского (пласты О2, О3, О4, О5б, О5в, О6, Б2) и турнейского ярусов (пласт Т1) нижнего карбона. В отложениях артинского яруса (пласт АРТ1) нижней перми выявлено три самостоятельные залежи: одна газонефтяная - в пределах собственно Покровского поднятия и две газовые - на северном (скв. №№ 50, 51) и на южном (скв. №52) куполах Восточно-Покровского поднятия. В отложениях уфимского яруса (пласт У1) выявлено четыре газовые залежи, приуроченные к Покровскому поднятию, северному и южному куполам Восточно-Покровского и Западно-Покровскому поднятий.

По результатам исследований и расчетов плотность пластовой нефти составляет $0,849 \text{ г/см}^3$, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре – 6,67 МПа, газосодержание – $43,6 \text{ м}^3/\text{т}$, динамическая вязкость пластовой нефти – 5,14 МПа*с. После дифференциального разгазирования в рабочих условиях плотность нефти составила $0,857 \text{ г/см}^3$, объемный коэффициент – 1,088.

По результатам исследований поверхностных проб нефть сернистая (массовое содержание серы 1,90%), высокосмолистая (смола силикагелевых 9,10% и асфальтенов 8,00%), парафинистая (1,80%).

К настоящему моменту на месторождении пробурена 561 скважина, из них 465 – добывающих, 45 – нагнетательных, 37 – водозаборных и 14 – газовых. Действующий фонд составляет 371 скважину – 236 добывающих, 130 нагнетательных и пять водозаборных. В бездействии три добывающие и десять нагнетательных скважин. Из всего пробуренного фонда в контрольный фонд переведено 66 скважин, в ожидании ликвидации – пять скважин, ликвидировано 98 скважин.

Сбор обводненной газонасыщенной нефти с Покровского месторождения осуществляется по напорной герметизированной схеме [3]. Продукция скважин Покровского месторождения по стальным трубопроводам диаметром от 114 до 325 мм поступает на АГЗУ типа «Спутник-Б-40-14/400. Все выкидные линии проложены подземно и уже отработали свой установленный срок службы. После замера дебита продукция скважин по трубопроводам поступает на Покровскую УПН. Перед входом на УПН из блока реагентов в нее дозируется деэмульгатор, расход которого определяется по качеству отстоя воды в сырьевых резервуарах УПН, после чего товарная нефть по нефтепроводу направляется на Кротовскую ЛДПС Бугурусланского РНУ. Исторически сложившаяся система сбора продукции скважин приведена на рис.1 и 2.

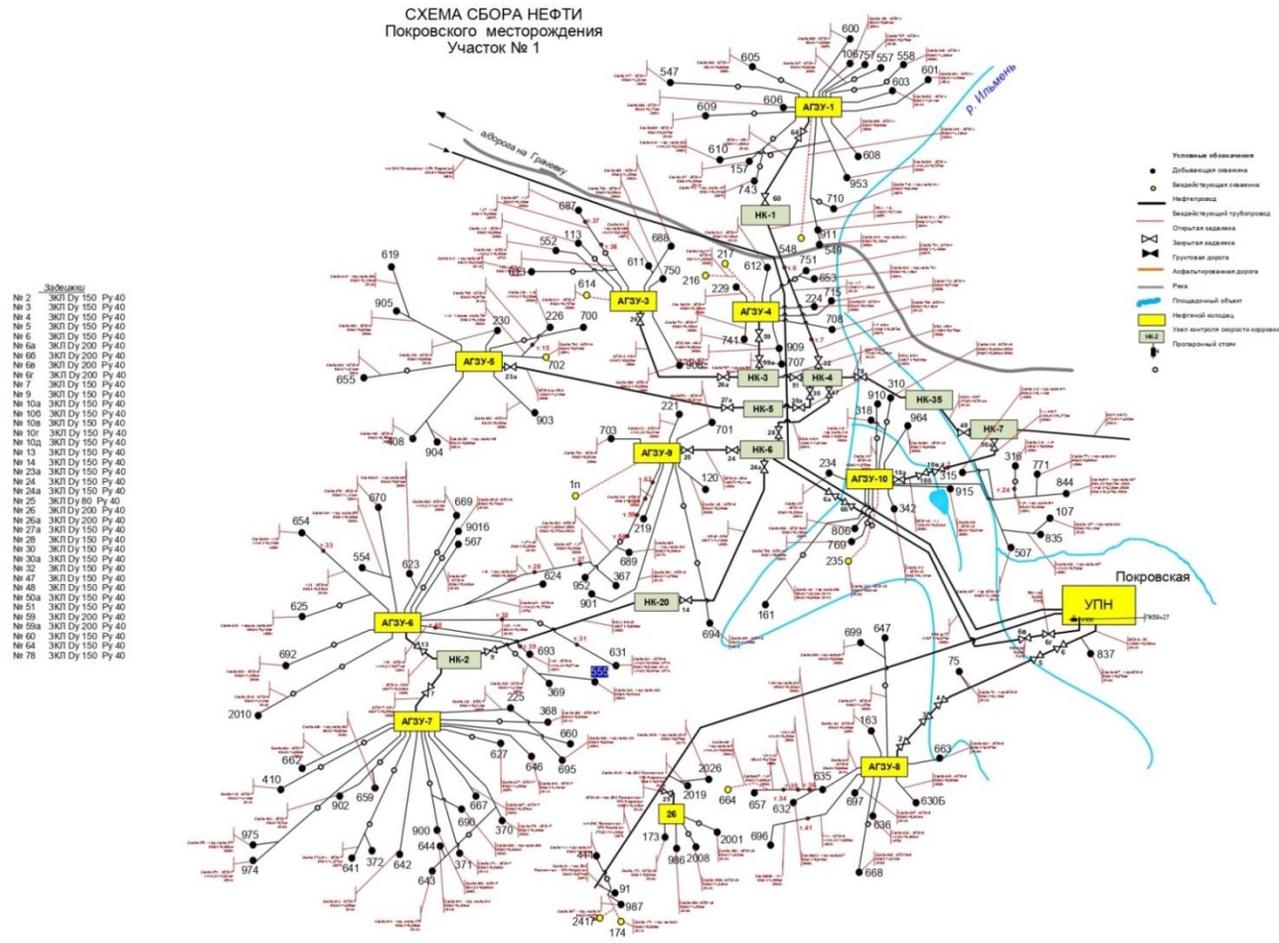


Рис.1. Система сбора продукции скважин Покровского месторождения (участок 1)

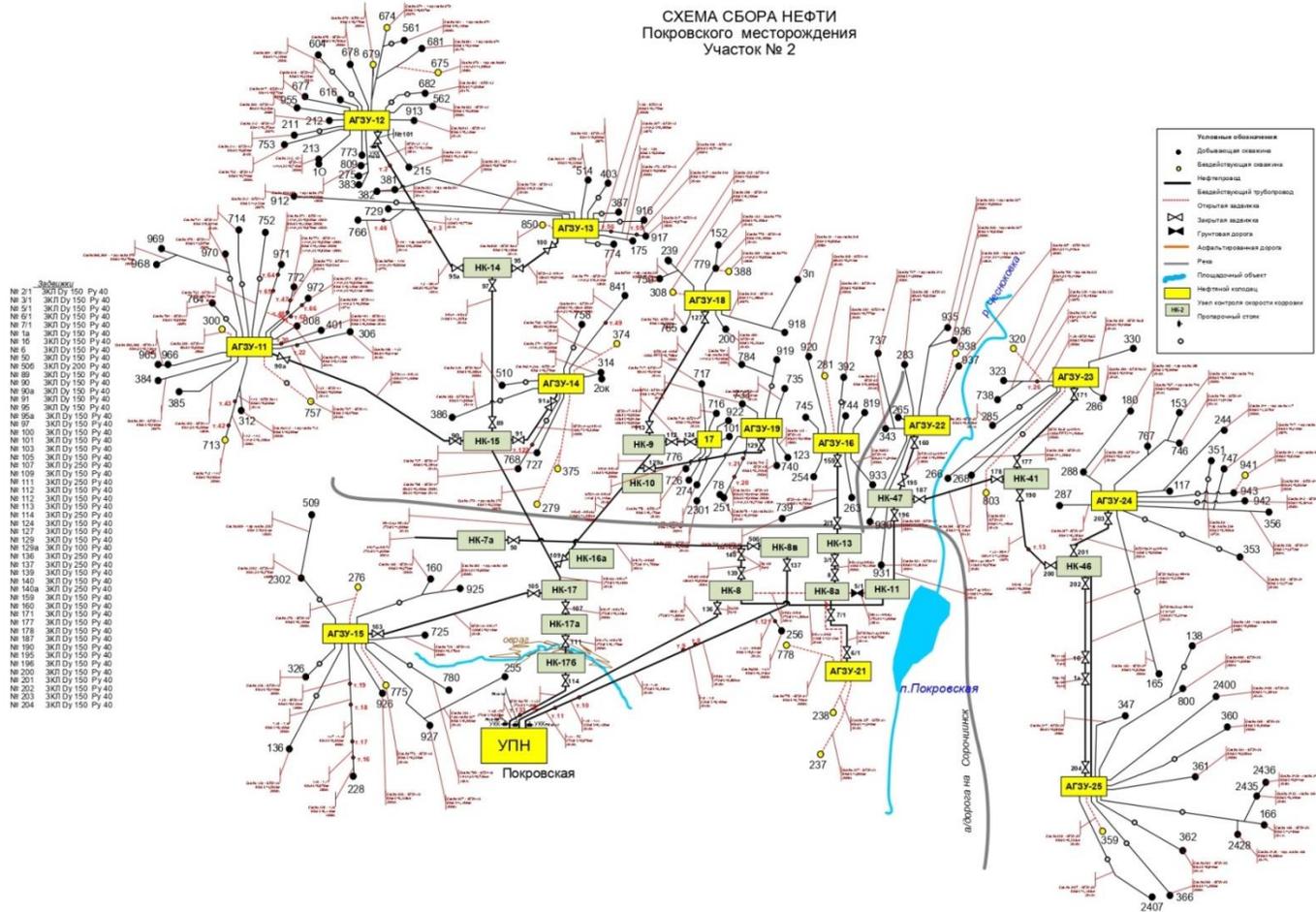


Рис.2. Система сбора продукции скважин Покровского месторождения (участок 2)

Система контроля технологического процесса сбора и транспорта нефти Покровского месторождения обеспечивает:

- местный контроль и измерение текущего давления на устье скважин с помощью технических манометров;
- местный контроль и сигнализацию аварийных параметров нефтегазосборных коллекторов от АГЗУ до узла приема на УПН с выводом на диспетчерский пульт;
- местный контроль качества продукции методом отбора проб через пробоотборные устройства на устье скважин с последующей обработкой их в лаборатории.

В то же время, замерить дебит каждой скважины по - прежнему невозможно, так как их продукция попадает на АГЗУ только после смешения с продукцией других скважин. Загрузка многих АГЗУ не оптимальна, а их сборный коллектор подсоединен к следующему АГЗУ. Продукция совершенно разных залежей смешивается, а реализация лучевого принципа не обоснована, не говоря уже о отсутствии узла подключения на УПН. Защита от коррозии не предусмотрена.

Исторически сложившаяся система сбора продукции скважин Покровского месторождения выполнена по лучевой разновидности основного варианта обустройства и, в целом, справляется с возложенными на неё функциями, но морально она давно устарела и явно нуждается в коренной модификации и реконструкции, что позволит существенно понизить себестоимость целевой продукции и повысить её конкурентно способность на многие десятилетия.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. Учебник для вузов.- 3-е издание, стереотипное. М.: ООО Альянс, 2005.- 319 с.
2. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004.- 268с.
3. Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов. РД 39-0148311-605-86

УДК 662.69

АНАЛИЗ РАБОТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ППД НА ПОКРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Е.В. Алекина, А.В. Денисов

СамараНИПИнефть, Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация: авторами проанализирована сложившаяся ситуация и предложены мероприятия по рациональному развитию системы поддержания пластового давления (ППД) Покровского месторождения.

Ключевые слова: ППД, разработка, пластовая вода.

Подготовка сточной воды для целей ППД, согласно требованиям нормативных документов [1], является не только комплексной завершающей стадией всего процесса добычи углеводородного сырья, но и одной из наиболее материалоёмких, ресурсоёмких и человекоёмких операций, во многом определяющих себестоимость нефти [2-5] и находящейся под самым пристальным вниманием государственных правоохранительных и экологических служб, что нередко вызывает немало справедливых нареканий и вопросов.

Более того, обустройство системы ППД начинается, как правило, в конце первого периода эксплуатации углеводородного месторождения, когда количества собственной сточной воды еще не хватает. В результате нередко приходится прибегать к использованию воды из водоносных горизонтов, а то и пресной или морской воды из открытых источников, что несет с собой большое количество хорошо известных проблем [6]. Для многопластовых месторождений, расположенных в структурах карбона, девона и перьми, и вводящихся в эксплуатацию поэтапно ситуация многократно усложняется, т.к. свойства пластовых вод могут существенно отличаться друг от друга.

Поэтому представляло интерес проанализировать результаты работы системы ППД на подобном объекте и оценить перспективы её развития.

В качестве объекта исследования было выбрано Покровское месторождение, расположенное на территории Грачевского и Красногвардейского районов Оренбургской области, в 60 км к северо-востоку от г. Бузулук (рис.1).

Покровское месторождение открыто в 1959 г., находится в разработке с 1963 г. Месторождение сложное многокупольное, многопластовое, большинство залежей осложнено литологическими и тектоническими экранами. Всего в пределах Покровского месторождения установлено шесть газовых, одна - газонефтяная, 46 - нефтяных залежей.

Наиболее крупными по запасам являются залежи нефти пластов Б2 бобринского, А1+А2+А3 верейского горизонтов, а также А4 башкирского яруса.

Литолого-стратиграфический разрез Покровского месторождения сложен породами кристаллического фундамента и осадочными отложениями девонского, каменноугольного, пермского и четвертичного возраста.

Согласно гидродинамической и гидрохимической зональности этого района, воды продуктивных пластов У1, АТ 1, А0, А1+А2+А3, А4, А5, А6, О2, О3, О4, О5б, О5в, О6, Б2, Т1 относятся к зоне затрудненного водообмена.

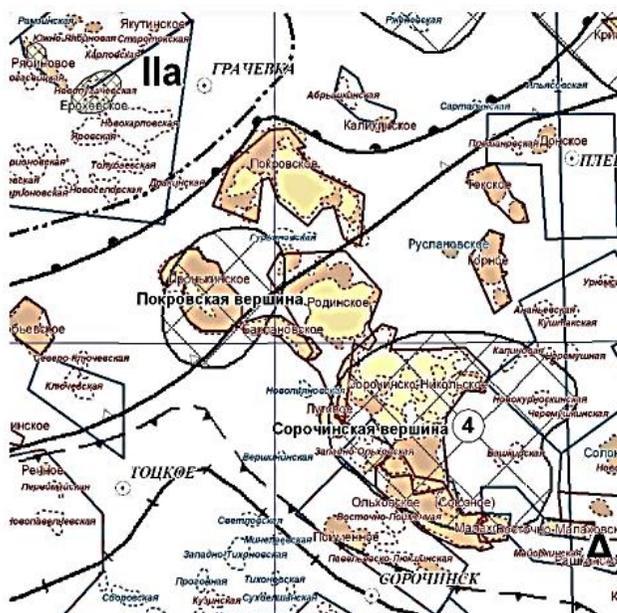


Рис.1. Фрагмент обзорной карты месторождений Оренбургской области

В настоящее время Покровское месторождение разрабатывается с поддержанием пластового давления продуктивных нефтяных пластов ART1, A0, A1+A2+A3, A4, A5, O4, O5в, O6, B2, T1. Закачка воды ведется в 110 нагнетательных скважин. В качестве рабочего агента используется подготовленная сточная вода с Покровской УКПН (рис. 2).

В табл.1 приведены фактические показатели качества закачиваемой воды.

Таблица 1

Фактические показатели качества воы для ППД

Критерии	Показатели
Содержание нефтепродуктов, мг/ дм ³	14
Содержание механических примесей, мг/дм ³	11

Минимальная проницаемость пластов на данном месторождении составляет 0,1 мкм², следовательно, качественные показатели воды для целей ППД укладываются в рамки требований. В табл.2. приведены нормативные требования к качеству воды, направляемой в систему ППД [1].

Таблица 2

Усредненные требования к качеству сточных вод, предназначенных для целей ППД

Тип коллектора	Проницаемость, мкм ²	Разрешенное содержание загрязнений, мг/л	
		Нефть	Мех. примеси
Поровый	Менее 0,2	15 – 20	10 – 15
	0,2 – 0,5	20 – 30	20 – 30
	Более 0,5	30 - 40	30 - 40
Трециновато-поровый	-	40 - 50	30 - 40

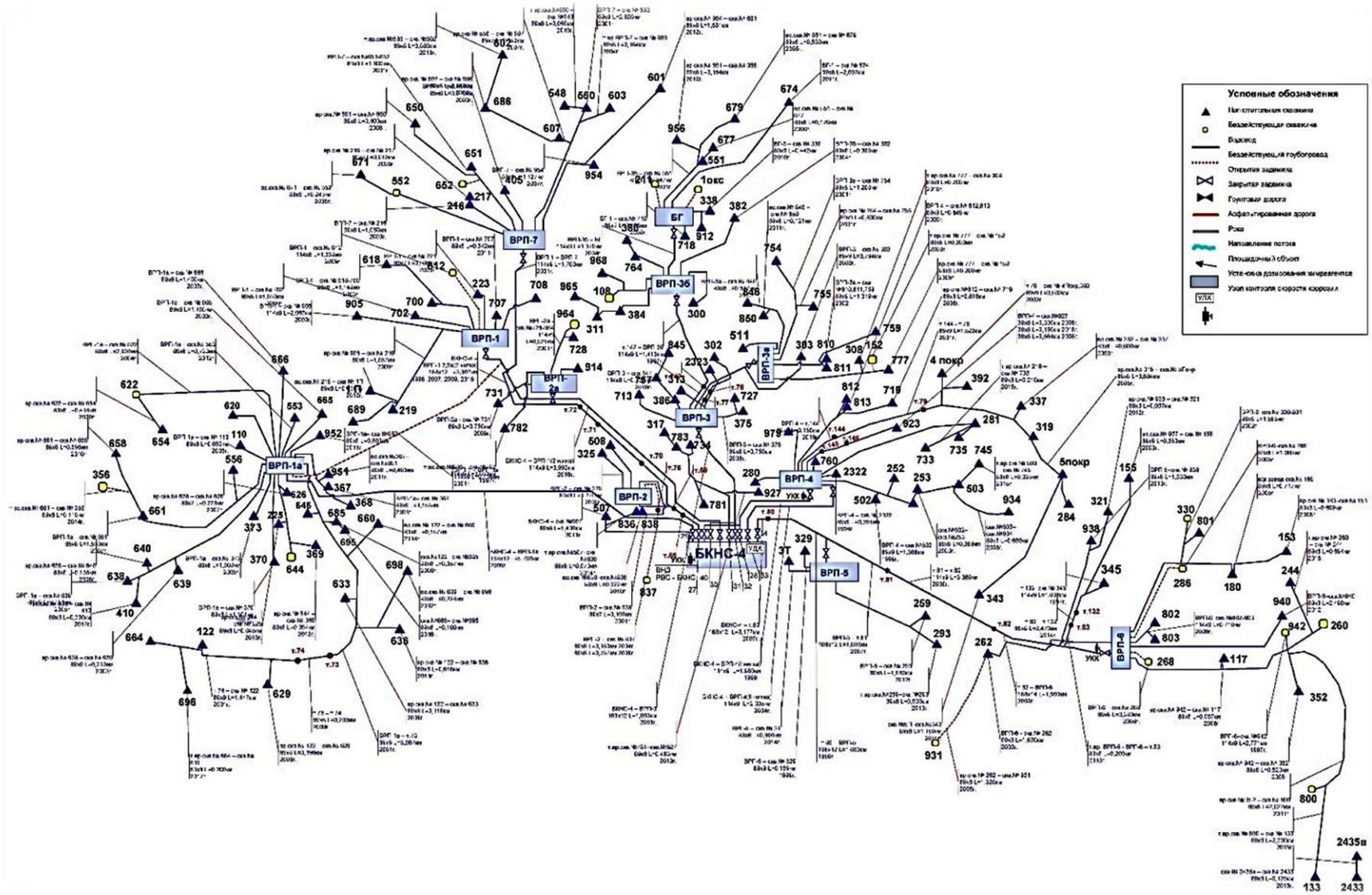


Рис.2. Схема системы ППД Покровского месторождения

В то же время, счетчиками расхода жидкости оборудованы только некоторые скважины. На большинстве скважин приемистость неизвестна, так как контролируется только суммарный расход воды на ВРП. Крайне необходимо оборудовать каждую скважину счетчиком расхода жидкости, например, СВУ-25.

Для защиты оборудования системы ППД от коррозии на ряде ВРП предусмотрена подача соответствующего ингибитора с помощью стандартного устройства БР. Ингибитор подается непосредственно в трубопровод высокого давления. Спектр применяемых реагентов достаточно широк и периодически меняется. В основном это НОРУСТ 760, Север-1, СНПХ-1002 и СНПХ-6012. Все они показывают хорошие результаты, обеспечивая степень защиты до 95 – 97 %.

При этом, подавляющее большинство трубопроводов, выполненных из стали 20 или 30, системы ППД отработали свой нормативный срок. Гибкие неметаллические трубы практически не используются.

Таким образом, исторически сложившаяся система ППД на Покровском месторождении хотя и устарела, но вполне справляется с возложенными на неё функциями, однако, не позволяет всесторонне наблюдать за процессом закачки и контролировать его по всем нагнетательным скважинам, что существенно сказывается на экономических показателях разработки.

Реконструкция системы ППД давно назрела и экономически целесообразна, так как месторождение планируется эксплуатировать еще несколько десятков лет.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ОСТ 39-225-88 Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству. -10 с.
2. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды.-М.: Альянс, 2014.- 320 с.
3. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006.- 320 с.
4. Назаров В.Д., Гурвич Л.М., Русакович А.А. Водоснабжение в нефтедобыче: учеб. Пособие.- Уфа: Виртуал, 2003.- 508 с.
5. Тронов В.П., Тронов А.В.. Очистка вод различных типов для использования в системе ППД.- Казань: Изд-во ФЭН, 2001.- 560 с.
6. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В., Хайдаров Ф.Р., Емельянов А.В., Голубев М.В., Каштанова Л.Е., Чернова К.В., Бугай Д.Е., Лаптев А.Б. Осложнения в нефтедобыче.- Уфа:: ООО «Издательство научно – технической литературы «Монография»», 2003.- 302

УДК 662.69

**АНАЛИЗ РАБОТЫ ВАХИТОВСКОЙ УПН С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ
КОНЦЕПТУАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕЁ РАЗВИТИЯ**

*Ю.П. Борисевич, Е.В. Алекина, А.В. Денисов, Н.Ю. Хохлова**
СамараНИПИнефть, СамГТУ*, Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация: проанализирована работа Вахитовской УПН с позиций концептуального проектирования и намечены перспективные пути её развития.

Ключевые слова: УПН, подготовка нефти, эксплуатация, месторождение.

Подготовка нефти на промыслах до требований нормативных документов [1] в РФ, как правило, осуществляется на УПН или УКПН, расположенных на ЦПС или НСП. Подготовка попутного газа и пластовой воды обычно проводится на УПГ и УПВ соответственно, территориально находящихся на тех же пром. площадках [2].

Все многообразие возможных технологических операций подготовки продукции скважин в РФ сведено к шести типовым схемам [3]. Однако, поскольку выбор объектов подготовки продукции скважин обусловлен целым рядом неоднозначных факторов [4] включая геолого – климатические условия в нефти – газо добывающих районах, размеры месторождений и длительность их эксплуатации, методы разработки и способы воздействия на пласт, удаленность объектов от потребителей и применяемая логистика, особенности промысловых систем сбора и т. д., проектирование и развитие системы подготовки не может быть строго регламентировано и обязательно несет в себе элементы субъективного подхода, учитывающего меняющиеся интересы компаний и местных властей.

Более того, объекты подготовки, расположенные на старых площадях, многократно подвергались реконструкции, вплоть до внедрения новых технологий.

Поэтому представляло интерес проанализировать работу исторически сложившейся системы подготовки продукции скважин в одном из старых нефтеносных регионов РФ с позиций современных требований и наметить пути её дальнейшего развития и совершенствования.

В качестве объекта исследования была выбрана Вахитовская УПН, расположенная в пределах Восточно-Оренбургского нефтегазоносного района, на территории Переволоцкого района Оренбургской области.

На УПН поступает продукция со скважин Вахитовского месторождения, а также частично подготовленная нефть с Донецко-Сыртовской ДНС – УПН. Товарная нефть откачивается на «Терминал» ст.Новосергиевск, сточная вода направляется в систему ППД, а выделившийся газ направляется на УКПНГ Загорская, частично используя на собственные нужды. Часть газа направляется на ГТЭС «Вахитовская». В состав технологической схемы УПН «Вахитовская» входят сооружения, представленные в таблице 1. Сырье Вахитовского месторождения через узел вводной гребенки поступает на прием нефтегазо-сепаратора НГСВ (рис.1).

Нефтяной газ первой ступени сепарации направляется в газосепаратор ГС, где отбивается капельная жидкость. Очищенный от капельной жидкости газ направляется через узел учета газа (ОУУГ-1) на ГКС «Вахитовская» и затем в газопровод ГКС «Вахитовская – Загорская УКПНГ. Часть газа направляется на собственные нужды (на газотурбинные электростанции, печи).

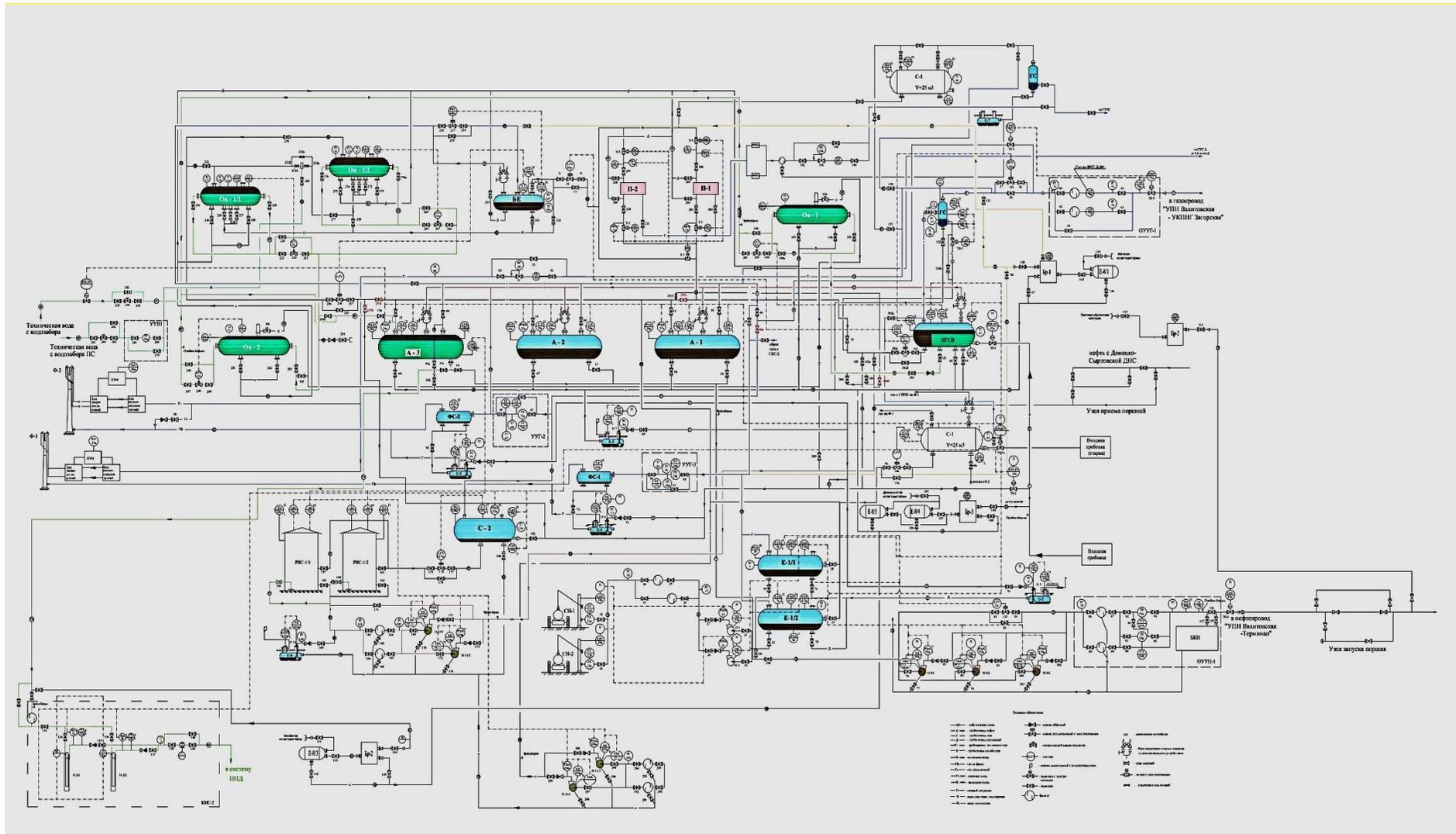


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема УПН «Вахитовская»

Для ввода пресной воды в нефтяную эмульсию предназначен смеситель СМ, расположенный на трубопроводе нефти между отстойниками ОН-1/1, ОН-1/2, ОН-1/3.

Отсепарированная нефть смешивается с продукцией, поступившей с ДНС-УПН «Донецко-Сыртовская», и направляется на печи ПТБ-5 №1,2.

Таблица 1

Сооружения, входящие в состав технологической схемы УПН «Вахитовская»

Аппараты	Количество
Сепаратор НГСВ-1,2 V=100м ³ , P=1,6 МПа	2 шт
Газосепаратор ГС, V=4м ³ P=1,6 МПа	1 шт
Сепаратор нефтегазовый ГС-25 P= 3,6 МПа	1 шт
Газосепаратор ГС-0,8 P=1,6 МПа	1 шт
Печь трубчатая блочная ПТБ-5 №1,2 Q=125-250т/ч, P=4,0Мпа	2 шт
Емкость дегазации БЕ V=25м ³ , P=1,0 МПа	2 шт
Аппарат обессоливания нефти Он-1/1, 1/2, 1/3, V=200м ³ , P=1,0МПа	3 шт
Апарат глубокой очистки воды Ов-1/1, 1/2 V=36м ³ , P=1,6МПа	2 шт
Емкости А-1,2,3 V=200м ³ , P=1,6 МПа	3 шт
Емкость буферная Е-8 1-25-1,6-2	1 шт
Фильтр сетчатый МИГ-Ф-150-6,3 V=0,113 P=6,3 МПа	2 шт
Фильтр сетчатый СДЖ 250-1,6-1,1 P=1,6 МПа	4 шт
Сепаратор нефтегазовый С-2 V=100м ³ , P=1,6МПа	1 шт
Факельный сепаратор ФС-1,2 V=4м ³	2 шт
Установка факельная модернизированная Ф-2 УФМГ-300ХЛ.02 с БЗС и БЗР, Н=30м	1 шт
Установка факельная модернизированная Ф-1УФМГ-150ХЛ.08.01 с БЗС и БЗР, Н=20м	1 шт
Резервуар вертикальный стальной РВС-1/1,2. РВС-2 V=3000м ³	3шт
Дренажная емкость ЕД-2, ЕД-5 V=63м ³	2 шт.
Дренажная емкость ЕД-3, ЕД-4, ЕД-6, ЕД-7, ЕД-8 V=12,5м ³	5 шт
Емкость для химреагентов Е-8/1,2,3 V=5м ³	3 шт
Емкость для химреагентов Е-8/4,5 V=10м ³	2 шт.
Установка блочная дозирования химреагентов БР-1,2,3,4	4 шт
Насосы внешнего транспорта Н-5/1,2,3 ЦНС 300x480 (1-рабочий, 2-резервный)	3 шт
Насосы внутренней перекачки Н-11/1,2,3,4 центробежные БНК-6 СД-УЛ4 P=1,0 МПа	4 шт
Погружные насосы Н-2,3,4,5,6 12НА-9x4	5 шт
УЭЦПК (установка электроцентробежная погружная кустовая) 2000x1400 №1,2	2шт
УЭЦВ (установка электроцентробежная вертикальная) 500x1497 №3	1 шт
УЭЦВ (установка электроцентробежная вертикальная) 700x1459 №4	1 шт
Горизонтальный центробежный агрегат УЭЦГ 800x1400	3 шт
БНС подтоварной воды	1 шт

Насосы БНС подтоварной воды ЦНСАТ38х110	2 шт
Оперативный узел учета нефти (ОУУН-1), подаваемой в нефтепровод «УПН Вахитовская-Терминал»	1 шт
БККН (блок контроля качества нефти)	1шт
Оперативный узел учета газа (ОУУГ-2)подаваемый на ГТЭС	1 шт
Узел учета газа сжигаемого на факеле Ф-2 (УУГ-3)	1 шт
Узел учета газа сжигаемого на факеле Ф-1 (УУГ-4)	1 шт
Узел учета технической воды УУВ1	1 шт
Смеситель пресной воды СМ СПВ-200-15-1,6	2 шт

Нагретая до 50°С нефть поступает в емкость дегазации БЕ, где происходит дальнейшее разгазирование нефти. Затем нефть поступает в отстойники нефти Он-1/1, 1/2, 1/3 типа БУОН, где происходит обезвоживание нефти до остаточного содержания воды 0,5%. Из отстойников нефть поступает в буферную емкость А-1. Из емкости А-1 подготовленная нефть поступает на прием насосов Н-5/1, 2, 3 и далее через блок фильтров, очищенная от мех. примесей до 0,05 % мас. направляется на узел учета нефти, БККН для перекачки в нефтепровод «Вахитовская УПН – ННТ ООО «Терминал».

Пластовая вода с НГСВ, поступает в отстойник Ов-1/1, 1/2 типа АГОВ, который предназначен для глубокой очистки промысловой пластовой воды от нефти и механических примесей. Пластовая вода с Он-1/1, 1/2 1/3 поступает в отстойник Ов-2. Пленка нефти из Ов-1,2 сбрасывается на вход сепаратора концевой ступени С-2. Подтоварная и пластовая вода из Ов-1,2 с содержанием нефти не более 30 мг/л поступает в буферную емкость А-3. В емкость В А-3 поступает также пресная техническая вода от водо-забора. В случае аварийной остановки УПН, предусмотрен суточный аварийный запас сырья в РВС-1/1,2. Раскачка резервуаров РВС-1/1,2, производится с помощью насосов Н-11/1,2,3,4 в трубопровод нефти на выходе из НГСВ. Для сбора дренажей из аппаратов предусмотрены подземные дренажные емкости Е-2, 3, 4, 5, 6, 7, 8. Откачка жидкости из Е-2, 3, 4, 5, 6, 8 производится автоматически (по уровню) погружными насосами Н-2,3,4,5,6,10 в трубопровод нефти в РВС 1/1, 2.

Для ввода демульгатора в поток газожидкостной смеси перед сепаратором НГСВ предусмотрена блочная установка для подачи реагентов БР-3 с тремя расходными емкостями Е-8/3. На УПН имеется площадка метанольного хозяйства, включающая емкость Е-8/1 для метанола и блочную дозировочную установку БР-1. Метанол применяется для борьбы с гидратообразованием в газопроводе «Вахитовская УПН – Вахитовская ГКС» и в факельном коллекторе. Для подачи в трубопровод подтоварной воды «Вахитовская УПН – система ППД Вахитовского м/н» ингибитора коррозии “Сонкор-9601” предусмотрена установка блока дозирования реагента БР-2 с емкостью Е-8/2.

Подача пресной воды на обессоливание и в систему ППД предусмотрена от водозабора технической воды. Для закачки пластовой воды в систему ППД предусмотрена КНС-2. Кустовая насосная станция КНС-2 состоит из трех горизонтальных насосов типа ГЦН 1,2,3 800х1400 и узла учета.

В качестве источника водоснабжения для КНС-2 используется подтоварная вода и пресная техническая вода от водозабора (через буферную емкость А-3 на УПН). Для контроля качества поступающей воды на КНС-2, проектом

предусмотрена установка щелевого пробоотборника на входной трубе, с обвязкой, позволяющей вывести пробоотборник в ремонт без остановки процесса.

Аппарат А-2,3. А-3, надземные газопроводы от аппарата БЕ, трубопроводы технической и пластовой воды, дренажные трубопроводы теплоизолируются и снабжены греющим кабелем.

Вахитовская УПН существует и успешно работает уже многие годы, выпуская товарную нефть всех групп качества, согласно действующего ГОСТа. За это время она неоднократно модернизировалась и реконструировалась, но все усовершенствования решали только ряд мелких вопросов, не затрагивая основной технологической схемы, что и не позволило перейти на выпуск нефти только высшей группы качества. Поэтому с точки зрения концептуального проектирования коренная реконструкция установки давно назрела.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 51858-2000 «Нефть. Общие технические условия»
2. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. Учебник для вузов -3-е издание, стереотипное. М.: ООО ТИД Альянс, 2005,- 319 с.
3. Вольшин И.Р. Концептуальное проектирование и совершенствование установок подготовки нефти, попутного газа и подтоварной воды при обустройстве месторождений. Самара, ООО «Портал Инноваций», 2019.- 112 с.
4. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. Казань, «ФЭН», 2000.- 416 с.

УДК 662.69

МЕТОД БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ

Н.С. Сиротин, Е.Г. Драницына

СамГТУ, Самара, Российская Федерация, nikita.sirotin201@yandex.ru

Аннотация. В данной статье рассматриваются проблемы, связанные с солеотложением на глубинно-насосном оборудовании на Южно-Ягуном месторождении.

Ключевые слова: солеотложения, скважина, добыча, нефть, месторождение, фонд, ингибитор.

Процесс добычи нефти в различных горно-геологических условиях сопровождается рядом факторов, осложняющих рассматриваемый технологический процесс. Наряду с отложениями асфальтосмолопарафиновых веществ, образованием высоковязких эмульсий, образованием гидратных отложений при добыче нефти возникает проблема солеотложений – появления твердых неорганических веществ на рабочих органах глубинного насосного оборудования, внутри трубопроводов и стенок скважины. Основная причина таких отложений - это вода, забираемая из пласта в процессе извлечения нефти. Скважины и оборудование, работающие с повышенной обводненностью в добываемой нефти, подвергаются риску появления солеотложений [1].

Скважины, добывающие нефть и имеющие статус действующих по состоянию на 01.01.2024г. – 998, это механизированный фонд скважин Южно-Ягунского месторождения оборудованный УЭЦН. Указанные установки образуют крупнейший сегмент эксплуатационного фонда скважин данного месторождения. Представим анализ осложненного фонда скважин, так на 01.01.2024г. это - 559 скважин, что составляет 59%, далее рассмотрим распределение скважин по осложняющим критериям:

- львиная доля осложненного фонда составляет АСПО – 234 скважин или 42%, далее скважины с высоким содержанием свободного газа – 162 скважин или 29%, гидратообразующий фонд 84 скважины или 15% фонда, далее солеобразующий 45 скважин или 8%, коррозионный 28 скважин (5%) и мех. примеси 6 скважин или 1%.

Как видно, из представленного анализа фонда скважин, солеотложения занимают лидирующее место, так как на остальных скважинах осложненного фонда динамика отказов положительная.

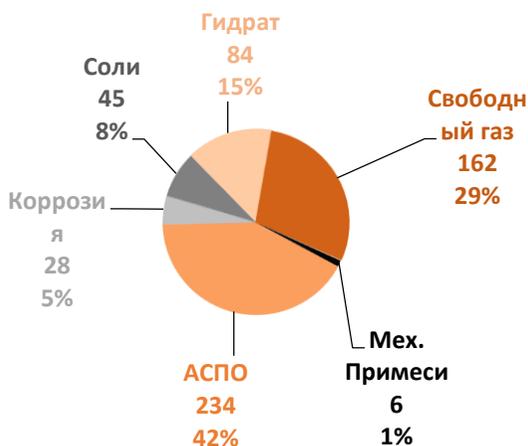


Рисунок 1. Структура осложнённого фонда скважин на 01.01.2024

По итогам года работы с 01.01.2022 по 01.01.2024г. произошел рост среднемесячных отказов УЭЦН по причине возникновения солеотложений с 48 до 90 ремонтов, со средней наработкой на отказ - 216 суток.

Места солеотложения на глубинном насосном оборудовании скважин оборудованных УЭЦН представлены на Рисунках 2 и 3.



Рисунок 2. Солеотложения на рабочих колесах ЭЦН



Рисунок 3. Солеотложения на НКТ

Следует отметить, что технологию борьбы с солеотложениями можно рассмотреть посредством мероприятий по предупреждению возникновения отложений неорганических солей и комплекса мер по удалению солеотложений.

В частности, в данной статье более подробно рассмотрим технологию предупреждения солеотложений. Возвращаясь к вопросу предупреждения солеотложений, можно обозначить такие методы как физические, химические, и технологические.

Например, физические методы делятся на воздействие на продукцию магнитным полем или акустическим полем. Технологические – это защитные покрытия, подбор и подготовка рабочего агента для системы поддержания пластового давления. Также к технологическим методам относится изменение технологических режимов работы скважин и насосного оборудования. Химические методы – это применение различных ингибиторов солеотложений [2].

Представим один из наиболее эффективных и экономически выгодных химических методов таких, как закачка ингибитора с применением контейнера «Трил».

Стандартный контейнер состоит из 9 секций, уникальной запатентованной конструкции, который позволяет надежно дозировать ингибитор осложнений в концентрациях, необходимых для устранения проблемы [3].

Принцип действия ингибитора сводится к обволакиванию микрочастиц солей, асфальтосмолопарафиновых веществ, находящихся в добываемой жидкости, и созданию защитной пленки на поверхности глубинно - насосного оборудования.

Обволакивающая (защитная) пленка препятствует отложению, слипанию и образованию крупных микрочастиц, выпадающих в осадок. Таким образом, микрочастицы солей, асфальтосмолопарафиновых веществ выносятся добываемой жидкостью во взвешенном состоянии.

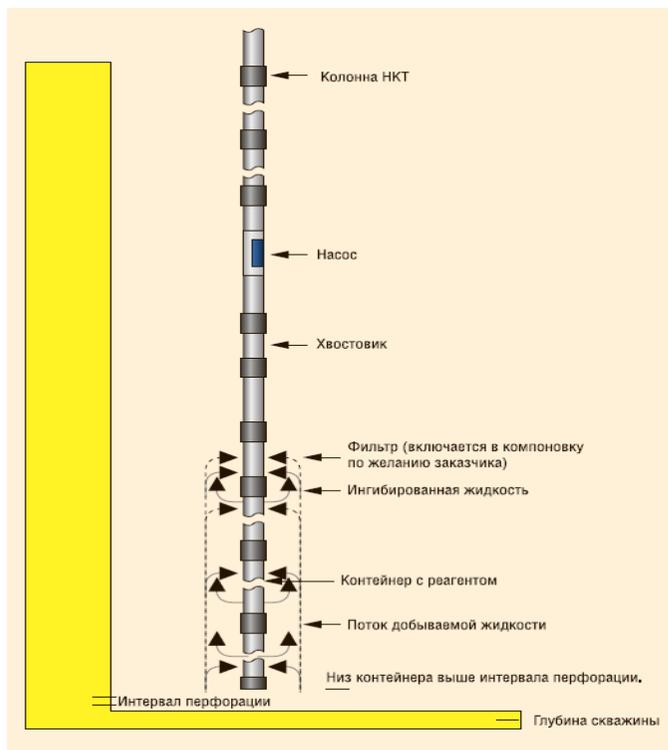


Рисунок 4 Схема установки контейнера «Трил»

Так, обращает на себя внимание тот факт, что использование погружного контейнера «Трил» на Южно-Ягунском месторождении позволило значительно повысить межремонтный период.

В настоящее время объем ингибитора спускаемых в «Трил» рассчитан на 1-1,5 год (в зависимости от регулировки расхода ингибитора). После окончания ингибитора соли продолжают откладываться на рабочих колеса УЭЦН и НКТ и приводят к преждевременным отказам оборудования по причине солеотложений.

Таким образом, для увеличения наработки на отказ предлагается, увеличить объем контейнера «Трил» в 2-3 раза и соответственно объем спущенного ингибитора в скважину.

Для предотвращения механического воздействия за счет увеличения веса контейнера на нижнюю часть УЭЦН, предлагается фиксировать контейнер «Трил» к эксплуатационной колонне, скважинным якорем

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В. и др. Осложнения в нефтедобыче / Уфа: Монография, 2003 г. 302 с.
2. Камалетдинов Р.С. / Обзор существующих методов предупреждения и борьбы с солеотложением в погружном оборудовании/ Производственно - технический нефтегазовый журнал Инженерная практика. -2009. -Пилотный выпуск.
3. Лялин С.В. / Эксплуатация регулируемых погружных скважинных контейнеров «ТРИЛ®» / Производственно – технический нефтегазовый журнал Инженерная практика. – 2009. Выпуск №02/2011/

УДК 662.69

**АНАЛИЗ РАБОТЫ НЕФТЕНАЛИВНОГО ТЕРМИНАЛА ВАХИТОВСКОЙ
УПН С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ КОНЦЕПТУАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ***Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, А.В. Денисов***СамГТУ, СамараНИПИнефть*, Самара, Российская Федерация,
NataliX99@mail.ru*

Аннотация: Проанализирована работа нефтеналивного терминала Вахитовской установки подготовки нефти (УПН) с позиций концептуального проектирования

Ключевые слова: нефтеналивной терминал, разработка, нефть, подготовка.

Подготовка нефти на промыслах до требований нормативных документов [1] в РФ, как правило, осуществляется на УПН или УКПН, расположенных на ЦПС или НСП.

Отгрузка товарной нефти потребителям железнодорожным, водным или автомобильным транспортом, обычно, производится на нефтеналивном терминале [2].

Как правило, на нефтеналивном терминале не осуществляется никаких дополнительных операций по подготовке нефти до требований нормативных документов за исключением хранения с улавливанием легких фракций при больших и малых дыханиях РВС.

Однако, если нефтеналивной терминал органически встроен в систему УПН, то часть операций по подготовке нефти может осуществляться и на нем.

Подобный подход достаточно редок и обуславливается целым рядом неоднозначных факторов [3] включая геолого – климатические условия в нефти – газо добывающих районах, размеры месторождений и длительность их эксплуатации, методы разработки и способы воздействия на пласт, удаленность объектов от потребителей и применяемая логистика, особенности промысловых систем сбора и т.д. Проектирование и развитие системы подготовки не может быть строго регламентировано и обязательно несет в себе элементы субъективного подхода, учитывающего меняющиеся интересы компаний и местных властей.

Более того, подобный симбиоз, не смотря на свою громоздкость, зачастую оказывается настолько гибким, что позволяет не только принимать и готовить нефть до товарных кондиций с целого ряда месторождений, существенно различающихся по физико – химическим свойствам, но и безболезненно реагировать как на увеличение, так и на снижение загрузки по сырью.

Поэтому представляло интерес проанализировать работу подобной исторически сложившейся системы подготовки продукции скважин в одном из старых нефтеносных регионов РФ с позиций современных требований и наметить пути её дальнейшего развития и совершенствования.

В качестве объекта исследования был выбран нефтеналивной терминал, органически встроенный в систему Вахитовская УПН, расположенный в пределах Восточно-Оренбургского нефтегазозоносного района, на территории Переволоцкого района Оренбургской области.

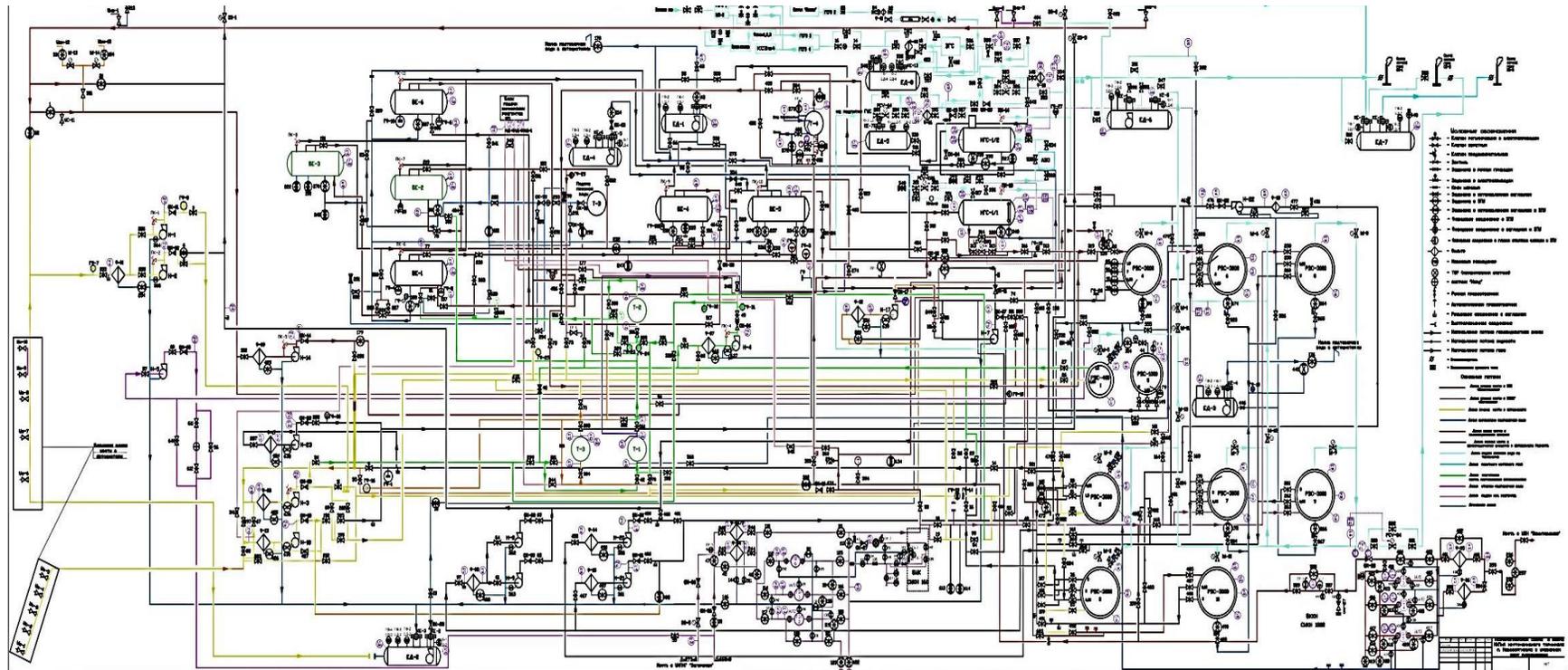


Рис.1. Принципиальная технологическая схема нефтеналивного терминала

Нефтеналивной терминал предназначен для приема, обессоливания, обезвоживания и стабилизации нефти до товарной кондиции первой группы качества [1], хранения её и последующей загрузки в железнодорожные цистерны для отправки потребителю.

Терминал расположен восточнее районного центра Новосергиевка Оренбургской области на территории бывшей межрайонной оптово-торговой базы.

Производительность нефтеналивного терминала по приему, отгрузке и подготовке составляет до 4 млн. тн/год.

На нефтеналивном терминале осуществляются следующие основные технологические процессы:

- прием, определение массы и слив нефти, поставляемой автотранспортом;
- прием и учет нефти, поставляемой по нефтепроводам Ø 273x8 "УКПНГ "Загорская" - ННТ" и Ø 273x8 "УПН «Вахитовская» - ННТ п. Новосергиевка";
- прием и слив нефти (или других жидких продуктов), поставляемой ж/д транспортом;
- подготовка нефти (обессоливание, обезвоживание, стабилизация) до показателей качества, соответствующих первой группе по ГОСТ Р 51858-2002;
- сепарация нефти;
- отгрузка нефти в железнодорожные цистерны для отправки потребителю.
- сброс подтоварной воды с технологических аппаратов и РВС, с откачкой подтоварной воды с ННТ п. Новосергиевка на УКПНГ «Загорская» по трубопроводу ННТ п. Новосергиевка-УКПНГ «Загорская Ø 168x8 и возможным наливом в автоцистерны и вывозом на УКПНГ «Загорская».

Нефть, поступающая по нефтепроводу УПН «Вахитовская» - ННТ п. Новосергиевка" проходит цикл обезвоживания и обессоливания нефти на установке Т-4→БЕ-1→БЕ-3→БЕ-2 (БЕ-6→БЕ-5→БЕ-4) поступает в технологические резервуары стабилизации РВС-3000 № 2, 3, 4, 8, 9, 10, РВС-1000 № 5, РВС-400 №1.

Нефть с остаточным ДНП до 500 мм.рт.ст. наливается в ж/д цистерны после двухчасового отстоя как товарный продукт готовый для отправки потребителю.

Технологическая схема нефтеналивного терминала с разделением потоков представлена на рис.

Таким образом, нефтеналивной терминал полностью дублирует функции Вахитовской УПН и Загорской УКПНГ, а также подготавливает сырую нефть, поставляемую автотранспортом минуя УПН и УКПНГ. Подобное дублирование функций ничем не оправдано (кроме аварийных ситуаций на УПН и УКПНГ) и явно является избыточным, тяжким бременем ложась на себестоимость товарной нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 51858-2000 «Нефть. Общие технические условия»
2. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти. газа и воды. Учебник для вузов -3-е издание, стереотипное. М.: ООО ТИД Альянс, 2005,- 319 с.
3. Вольшин И.Р. Концептуальное проектирование и совершенствование установок подготовки нефти, попутного газа и подтоварной воды при обустройстве месторождений. Самара, ООО «Портал Инноваций», 2019.- 112 с.

УДК 662.69

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГЛУБИНЫ ВЫПАДЕНИЯ АСПО В СКВАЖИНАХ ИНЗЫРЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, А.В. Денисов**

СамГТУ, СамараНИПИнефть, Самара, Российская Федерация,
NataliX99@mail.ru*

Аннотация: проведен анализ точности традиционных методов определения глубины выпадения АСПО в скважинах Инзырейского месторождения.

Ключевые слова: АСПО, глубина выпадения.

Одним из факторов, снижающих эффективность эксплуатации скважин является образование АСПО в скважинном оборудовании и призабойной зоне продуктивного пласта. Несмотря на то, что основные исследования, посвященные образованию АСПО, были выполнены 30 – 40 лет назад, проблема не потеряла своей актуальности и в настоящее время [1].

Речь прежде всего идет о рациональном выборе способа профилактики образования отложений и о правильном выборе способа удаления АСПО. Ни то, ни другое невозможно без точного знания диапазона существования данного осложнения. Поэтому представляло интерес проанализировать точность существующих на сегодняшний день традиционных методов определения местонахождения отложений в скважинах [2].

В качестве объекта исследования была выбрана скважина № 529 Инзырейского нефтяного месторождения [3], расположенного на территории южной части Ненецкого автономного округа Архангельской области в 150 км юго – восточнее г. Нарьян – Мара.

В среднем, плотность нефти месторождения в стандартных условиях изменяется в пределах 821,4-829,1 кг/м³, вязкость 12,52-17,22 мкМ²/с. Нефть высоко парафинистая (до 18,15% вес.), малосернистая (0,07-0,21 % вес.), малосмолистая и малоасфальтеновая (до 3,4 % мас.). Пластовая температура от +78 до 102 °С. Газосодержание от 83,2 до 170 м³/т при давлении насыщения 9,85 МПа.

Исходные данные для расчета по методикам [4, 5] приведены в таблице 1.

Таблица 1

Геолого-промысловые данные по скважине 529

Параметры	Единицы измерения	Значения параметров
Глубина спуска ЭЦН	м	2510
Температура на выходе из ЭЦН	°С	68
Диаметр НКТ	мм	73
Проектный дебит скважины	т/сут	68,4
Плотность дегазированной нефти	кг/м ³	822
Газовый фактор	м ³ /м ³	170
Устьевое давление	МПа	1
Давление насыщения	МПа	18

Распределение температуры по глубине добывающей скважины зависит от способа эксплуатации, дебита скважины, диаметра скважины или насосно-компрессорных труб, обводненности продукции и других параметров.

Температуру на определенной глубине в скважине можно определить по выражению:

$$T(H) = T_{пл} - (H_{кп} - H) \cdot \frac{0,0034 + 0,79 \cdot w \cdot \cos \alpha}{1020 \cdot d^{2,67}},$$

где:

$T_{пл}$ – пластовая температура, °С. Для расчета принимаем температуру жидкости на выходе из ЭЦН в виду того, что работающий ПЭД выделяет тепло, тем самым подогревая продукцию скважины;

$H_{кп}$ – глубина отметки кровли пласта, м. В расчетах принимаем глубину спуска ЭЦН;

H – текущая глубина, отсчитываемая от устья скважины, м;

q – проектный дебит жидкости, приведенный к стандартным условиям, м³/с;

d – внутренний диаметр колонны НКТ, м;

α – средний зенитный угол ствола скважины, °;

ω – геотермический градиент, °С/м.

$$w = \frac{T_{пл} - T_{нс}}{(H_{кп} - H_{нс}) \cdot \cos \alpha},$$

где:

$T_{нс}$ - температура нейтрального слоя. Температура нейтрального слоя для района расположения месторождения, $T_{нс} = 4$ °С;

$H_{нс}$ - глубина нейтрального слоя. Глубина нейтрального слоя от поверхности земли изменяется в разных районах от 20 до 40 м и может быть принята, в среднем равной 30 м.

Проектный дебит скважины, приведенный к стандартным условиям можно определить, зная массовый дебит скважины. Учитывая незначительную обводненность скважинной продукции (менее 0,5%), не учитываем ее при дальнейших расчетах:

$$q = \frac{Q_n}{86,4 \cdot \rho_{нд}},$$

где:

Q_n - дебит нефти, т. Расчет производим для суточного дебита нефти, наблюдаемого в периоды отсутствия аварий;

$\rho_{нд}$ – плотность дегазированной нефти, кг/м³.

Результаты расчетов представлены в таблице 2.

Распределение температуры по скважине № 529

Глубина Н, м	Температура Т, °С
0	15,1
250	20,4
500	25,7
750	30,9
1000	36,2
1250	41,5
1500	46,7
1750	52,0
2000	57,3
2250	62,5
2510	68,0

Под температурой насыщения пластовых нефтей парафином ($t_{нас}$) понимается такая температура, при которой нефть из однофазного состояния при условии термодинамического равновесия переходит в двухфазное (жидкость + твердая фаза). Твердая фаза, выпадающая из нефти наряду с парафинами, содержит также смолы, асфальтены и жидкие углеводороды, хотя всю фазу обычно называют парафином.

В пластовых условиях нефти могут быть насыщены парафином в различной степени. Насыщенность пластовых нефтей парафином характеризуют разностью между пластовой температурой и температурой насыщения нефти парафином.

По величине насыщенности парафином пластовые нефти условно разделяют следующим образом:

- насыщенные или близкие к насыщению парафином (температура насыщения нефти парафином равна или близка к пластовой $t_{нас} \approx t_{пл}$).
- недонасыщенные парафином (температура насыщения пластовой нефти парафином ниже пластовой $t_{нас} < t_{пл}$).
- нефти с большей степенью недонасыщенности парафином или практически не содержащие парафина.

При подъёме нефти в скважинах температура насыщения, с одной стороны, уменьшается из-за снижения давления, с другой – увеличивается по мере выделения растворенного в нефти газа в свободную фазу. Влияние второго фактора обычно является преобладающим, поэтому температура насыщения нефти парафином в поверхностных условиях практически всегда выше, чем для пластовой нефти. Температура насыщения нефти парафином определяется по эмпирической формуле, предложенной ВНИИнефть для дегазированной нефти:

$$t_{нас.д} = 11,398 + 34,0841 \cdot lg C_p,$$

где:

C_p - массовое содержание парафина в нефти.

Температуру насыщения нефти парафином в скважинных условиях можно определить по формуле ВНИИнефть:

$$t_{нас} = t_{нас.д} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma,$$

где:

$t_{нас.д}$ - температура насыщения парафином дегазированной нефти;

P – давление, МПа;

Γ - газовый фактор $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Для определения температуры насыщения в скважинных условиях необходимо определить распределение давления по стволу скважины и значение газосодержания в зависимости от глубины. Распределение давления и газосодержания определяем по методике А.П. Крылова.

Определим объемные расходы жидкой и газообразной фаз с учетом растворимости газа в нефти при различных давлениях. Величинами давлений зададимся.

Плотность нефти в зависимости от давления:

$$\rho = \rho_0 - P \cdot b_0,$$

где:

ρ_0 - плотность нефти в стандартных условиях;

b_0 - объемный коэффициент нефти.

Принимаем линейную зависимость между давлением газа и растворимостью газа в нефти.

Затем, при заданном давлении P находим массовое количество поступающего вместе с нефтью растворенного газа и вычисляем секундный объемный расход жидкой фазы в стандартных условиях.

При определении секундного объемного расхода свободного газа, приведенного к заданному давлению, исходим из средней температуры в колонне НКТ:

$$v = \frac{\rho_0 \cdot v_0 \cdot T}{\rho \cdot T_0},$$

где:

T - средняя температура потока в колонне труб.

Тогда, уравнение движения ГЖС:

$$\varepsilon = \frac{dP}{\rho_{ж} \cdot g \cdot dl} = \frac{q + \alpha_0}{q + \alpha_0 + \vartheta} + \alpha_1 \cdot v^2 + \alpha_2 \cdot q^{1,75} + \alpha_3 \cdot v \cdot q,$$

где:

$\alpha_1 = 0,87$; $\alpha_2 = 163$; $\alpha_3 = 453$; $\alpha_0 = 0,00385$

Плотность смеси:

$$\rho_c = (1 - \varphi) \cdot \rho_{ж} + \varphi \cdot \rho_{г},$$

Объем растворенного газа:

$$V_{гв} = \Gamma \cdot m(T) \cdot \{1 - R(\rho) \cdot [D(T) \cdot 1 + R(\rho) - 1]\},$$

где :

$$R(\rho) = \frac{1 + l g P}{1 + l g P_{нас}} - 1,$$

$$m(T) = 1 + 0,029 \cdot (T - 293) \cdot (\rho_{нд} \cdot \bar{\rho}_{го} \cdot 10^{-3} - 0,7966),$$

$$D(T) = 10^{-3} \cdot \rho_{нд} \cdot \bar{\rho}_{го} \cdot [4,5 - 0,00305 \cdot (T - 293)] - 4,785.$$

Результаты расчетов заносим в таблицу 3 и строим график зависимости температуры выпадения парафина и распределения температуры по стволу скважины (рисунок 1).

Параметры	Значения параметров							
	1	3	5	7	9	11	13	14,54
p , МПа	1	3	5	7	9	11	13	14,54
$\rho_{ж}$, кг/м ³	819,2	813,6	808,0	802,3	796,7	791,1	785,5	781,1
$\rho_{г}$, кг/м ³	0,166	0,055	0,033	0,024	0,018	0,015	0,013	0,011
v , м ³ /с, $\cdot 10^3$	13,568	4,089	2,194	1,381	0,930	0,642	0,444	0,328
q , м ³ /с, $\cdot 10^3$	0,785	0,807	0,829	0,852	0,875	0,899	0,923	0,941
$\rho_c/\rho_{ж}$	0,254	0,532	0,681	0,773	0,836	0,881	0,915	0,936
φ	0,746	0,468	0,319	0,227	0,164	0,119	0,085	0,064
ρ_c , кг/м ³	208,5	433,0	550,0	620,1	665,7	696,8	718,6	731,1
ε	0,260	0,534	0,682	0,774	0,837	0,882	0,916	0,937
dp/dl	0,0021	0,0043	0,0054	0,0061	0,0065	0,0068	0,0071	0,0072
l , м	0	629,4	413,6	347,8	316,7	298,9	287,8	216,3
L , м	0	629,4	1043,0	1390,8	1707,5	2006,4	2294,2	2510,5
T , °С	13,7	27,3	36,3	43,8	50,6	57,1	63,3	68,0
$R(p)$	-0,6	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	0,0
$m(T)$	1,004	0,995	0,989	0,985	0,980	0,976	0,972	0,969
$D(T)$	-1,365	-1,397	-1,418	-1,436	-1,452	-1,467	-1,482	-1,493
$V_{г.р}$	18,2	57,4	82,4	101,2	116,4	129,3	140,5	148,3
$t_{нас}$, °С	52,1	48,6	46,5	45,0	43,9	43,0	42,3	41,8

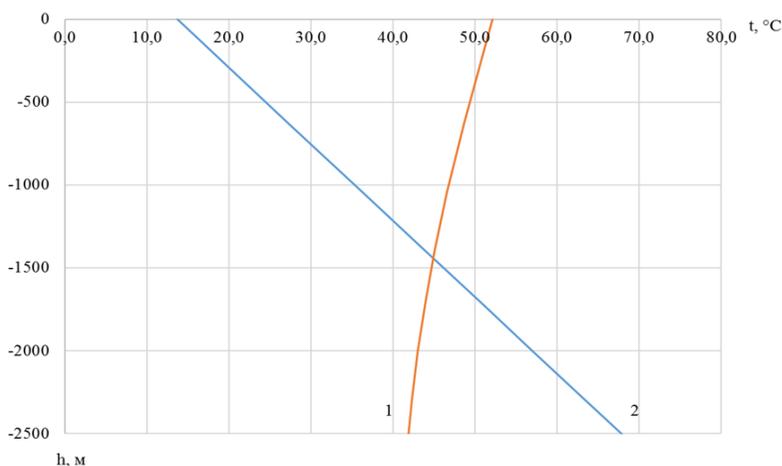


Рис.1. Зависимости температуры насыщения нефти парафином и температуры по стволу скважины от глубины.

1 – температура насыщения нефти парафином; 2 – температура по стволу скважины

Таким образом, действительно существует реальная возможность определения интервала глубин выпадения АСПО (по крайней мере, типа «П») в скважинах расчетным путем на основе сравнения изменения температуры насыщения нефти парафином и температуры продукции по стволу скважины.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти.- М.:ООО «Недра - Бизнесцентр», 2006.- 295 с.
2. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В., Хайдаров Ф.Р., Емельянов А.В., Голубев М.В., Каштанова Л.Е., Чернова К.В., Бугай Д.Е., Лаптев А.Б. Осложнения в нефтедобыче.- Уфа: ООО «Издательство научно – технической литературы «Монография»», 2003.- 302 с.
3. Фенин Г.И., Травина Т.А., Чумакова О.В. Проблемы освоения залежей с повышенными и аномальными пластовыми давлениями на примере Инзырейского нефтяного месторождения Тимано-Печорской провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. №3, с.22
4. Галикеев Р.М., Леонтьев С.А. Расчет температуры насыщения нефти парафином // Территория Нефтегаз. 2010. №6, с.11-14.
5. Гиматудинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию и эксплуатации нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1983 г. – 455 с.

УДК 622.276

**ПУТИ РЕШЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ
ЗАВОДНЕНИЯ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**

*А.В. Усов, Н.М. Данилова*¹

ФГБОУ ВО «СамГТУ»¹

город Самара, Россия E-mail: nadia,danilova2018@yandex.ru

Аннотация. Поддержание пластового давления (ППД) на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки, является необходимым условием для достижения проектных показателей коэффициента извлечения нефти (КИН). В карбонатных коллекторах необходимо учитывать особенности, связанные с процессами массообмена между трещинным пространством и матрицей породы, существенно отличающимися по своим фильтрационным характеристикам.

Ключевые слова: Карбонатные коллектора, система заводнения, энергетическое состояние пласта, трассерные исследования, изменение фильтрационных потоков.

В настоящее время большая часть месторождений Самарской области находится на поздней стадии разработки, что характеризуется снижением добычи углеводородов вследствие извлечения из недр большей части запасов. В этих условиях очень важным показателем является энергетическое состояние пласта, которое может регулироваться с помощью системы заводнения. На примере анализа разработки [1] карбонатного пласта одного из месторождений Самарской области можно наглядно увидеть, насколько эффективна очаговая система заводнения (Рис.1).

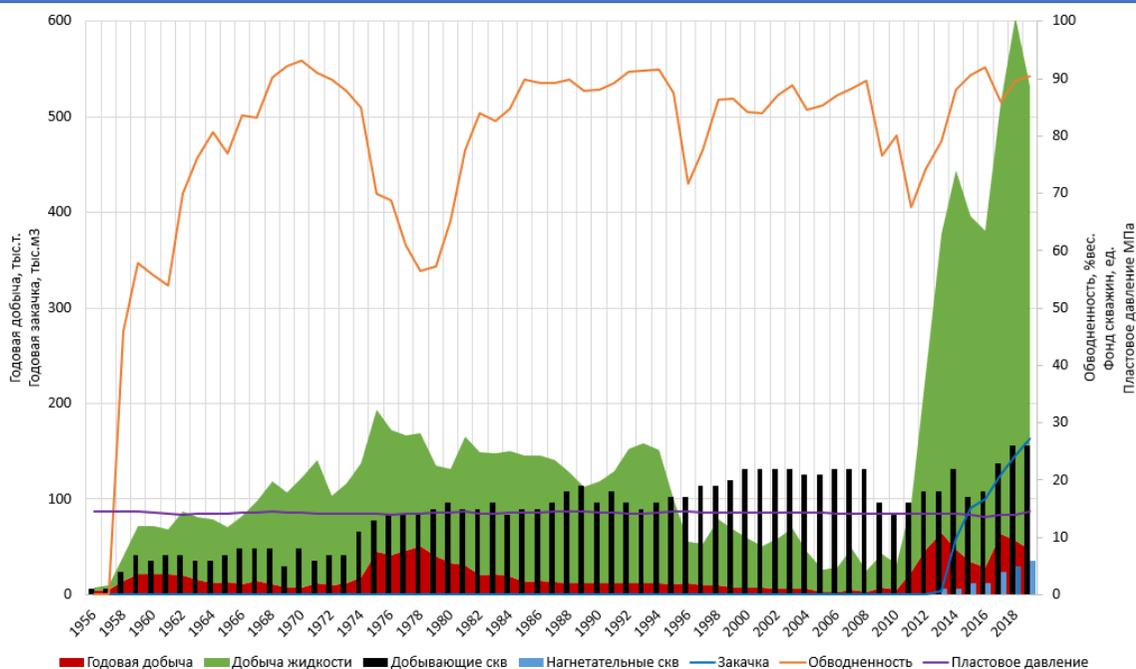


Рисунок 1. Энергетическое состояние залежи

Очаговое заводнение применяется довольно широко на практике. Это обосновано тем, что данный вид заводнения значительно повышает эффективность выработки запасов из отдельных линз, связанных с неоднородностью геологического строения, а также из застойных зон.

Кроме этого, для повышения эффективности системы ППД в карбонатных коллекторах необходимо применять различные методы для уточнения трещиноватости, которая значительно влияет на равномерное заводнение пласта. Для этих целей применяются трассерные (индикаторные) исследования [2], с помощью которых можно определить наличие гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами (Рис.2) Механизм исследования включает в себя следующие этапы:

- введение в нагнетательную скважину меченой жидкости;
- оттеснение меченой жидкости к добывающим скважинам вытесняющим агентом;
- отбор проб с добывающих скважин;
- лабораторный анализ скважинной жидкости;
- интерпретация результатов.

График поступления трассера в контрольную скважину
и накопленный вынос трассера

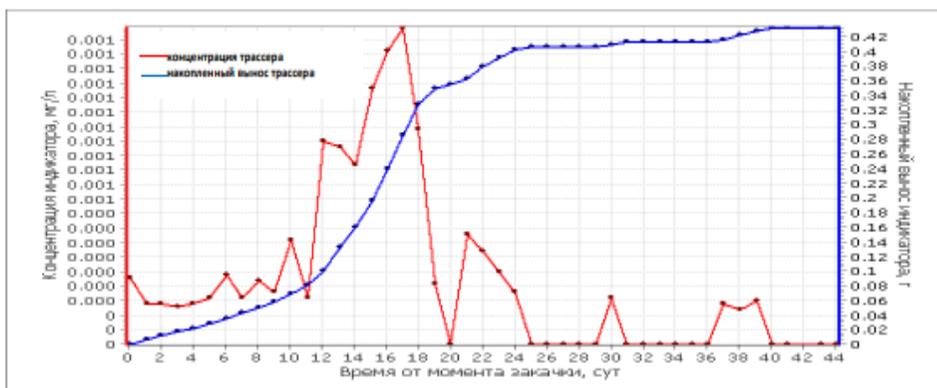


Рисунок 2. Результаты трассерных исследований

Имея данные по уточненной трещиноватости коллектора, анализируя динамику показателей добычи и закачки можно с большей степенью успешности проектировать дальнейшую разработку месторождений в части оптимизации системы заводнения. Наличие дополнительных сведений о несовершенствах реализуемой системы заводнения, вследствие которых нагнетаемая вода опережающими темпами обходит добывающие скважины, проходя напрямую или через водоносный горизонт, также позволяет повысить текущий КИН.

Изменение фильтрационных потоков в процессе закачки [3] с применением технологий нестационарного заводнения продуктивных коллекторов также повышает эффективность систем заводнения. Этот способ заводнения приводит к активизации фильтрационных процессов в застойных зонах пласта и интенсификации процессов капиллярной пропитки низкопроницаемых пропластков водой из более обводненных высокопроницаемых пропластков. При этом важно учитывать, что при изменении направлений фильтрационных потоков на поздней стадии разработки карбонатных коллекторов для предотвращения повторной пропитки нефтью гидрофобных блоков породы более целесообразно изменять режимы работы добывающих, а не нагнетательных скважин. В условиях инновационного развития нефтегазодобывающих компаний в рамках концепции "Индустрия 4.0". в настоящее время на предприятиях широко внедряются различные современные гидродинамические симуляторы, которые позволяют моделировать процесс закачки трассера в пласт и отслеживать его движение к добывающим скважинам. Сопоставление динамических скоростей фильтрации флюидов с данными промысловых трассерных исследований дает возможность уточнить свойства пласта и внести соответствующие корректировки в исходные данные цифровой фильтрационной модели. В ходе моделирования трассерных исследований учитываются основные фактические направления движения трассера и оцениваются скорости прохождения его до контрольных добывающих скважин. В результате с допустимой долей погрешности можно получить данные о скорости прохождения меченой жидкости в пласте, закаченной в нагнетательную скважину до реагирующих добывающих скважин. Таким образом, можно утверждать, что трассерные исследования являются одним из наиболее информативных методов

исследования с точки зрения контроля за процессом заводнения, т.к. они позволяют получить качественную и достоверную информацию, изучить и дать количественную оценку фильтрационно-емкостным свойствам пород-коллекторов.

Учитывая вышеизложенное можно отметить, что повышение эффективности системы заводнения в значительной мере зависит от информации по фактическому состоянию разработки объекта, применению цифровых технологий и изучению успешного производственного опыта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Покровского нефтяного месторождения Самарской области (протокол ЦКР №6779 от 21.12.2020 г)
2. www.petroleumengineers.trassernye_issledovaniya_2_pdf.
3. <http://ngdelo.ru/files/ngdelo/2019/2/ngdelo-6-2023-p6-14.pdf>

УДК 662.69

АНАЛИЗ ТИПОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОЗИЦИЙ КОНЦЕПТУАЛЬНОГО ПОДХОДА НА ПРИМЕРЕ СИСТЕМЫ ППД КРАСНОПОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, А.В. Денисов**

СамГТУ, СамараНИПИнефть, Самара, Российская Федерация,
NataliX99@mail.ru*

Аннотация: проанализированы типовые подходы к обустройству системы ППД Краснопольского месторождения с позиций концептуального проектирования.

Ключевые слова: ППД, водозаборная скважина, пластовая вода.

Подготовка сточной воды для целей ППД, согласно требованиям нормативных документов [1], является не только комплексной завершающей стадией всего процесса добычи углеводородного сырья, но и одной из наиболее материалоёмких, ресурсоёмких и человекоёмких операций, во многом определяющих себестоимость нефти [2-5] и находящейся под самым пристальным вниманием государственных правоохранительных и экологических служб, что нередко вызывает немало справедливых нареканий и вопросов. Более того, обустройство системы ППД начинается, как правило, только в конце первого периода эксплуатации углеводородного месторождения, когда количества собственной сточной воды еще не хватает. В результате нередко приходится прибегать к использованию воды из водоносных горизонтов, а то и пресной или морской воды из открытых источников, что несет с собой большое количество хорошо известных проблем [6].

Поэтому представляло интерес проанализировать современные типовые подходы к обустройству системы ППД на нефтяном месторождении, вводящимся в эксплуатацию в настоящее время. В качестве объекта исследования было выбрано Краснопольское месторождение.

В административном отношении Краснопольское месторождение расположено на территории Переволоцкого района Оренбургской области в пределах Радовского лицензионного участка АО «Оренбургнефть». Залежь нефти приурочена к карбонатному пласту-коллектору каменноугольных отложений (А5). По данным ГИС пласт состоит из 8 проницаемых пропластков толщиной от 0,7 до 7,6 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 5,3 м. Коэффициент песчанности составляет – 0,36 д. ед., коэффициент расчлененности – 4. Согласно гидродинамической и гидрохимической зональности воды продуктивного пласта А5 относятся к зоне затрудненного водообмена и принадлежат к хлоридно-кальциевому типу.

Минерализация пластовых вод пласта А5 составляет 242,9 г/дм³. Плотность в стандартных условиях 1,166 г/см³ (в пластовых условиях 1,152 г/см³). Вязкость в пластовых условиях равна 1,04 мПа·с. Содержание в воде ионов кальция составляет 14,3 г/дм³, магния 1,92 г/дм³, сульфатов 0,13 г/дм³, первая соленость 85,2 %-экв. Пластовые воды характеризуются низкой степенью метаморфизации ($r_{Na/rCl}=0,86$).

В настоящее время на Краснопольском месторождении системы ППД или поглощения не существует. Но в соответствии с рекомендуемым вариантом разработки, в перспективный период эксплуатацию Краснопольского месторождения предлагается осуществлять при закачке воды в продуктивный пласт А5 ориентировочно с 2024г.

Максимальный фонд действующих нагнетательных скважин за весь период разработки составит 3 шт.

В соответствии с характеристикой основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости планируемый объем закачки воды своего максимального уровня достигнет в 2027г. и составит 111,0 тыс. м³/год или 304,1 м³/сутки.

В рассматриваемый период разработки Краснопольского месторождения в качестве источника водоснабжения для целей заводнения продуктивного пласта рекомендуется использовать воду татарского и биармийского водоносных комплексов РТ+РУ. Для использования воды татарского и биармийского водоносных комплексов в системе заводнения Краснопольского месторождения ориентировочно потребуется бурение трех водозаборных скважин.

Характеристика основных показателей работы системы ППД Краснопольского месторождения приведена в таблице 1

Ситуационная схема системы ППД Краснопольского месторождения приведена на рис. 1.

Таблица 1

Характеристика основных показателей работы системы ППД Краснопольского месторождения

Годы	Планируемый объем закачки воды с целью ППД, м ³ /сутки	Расход воды из подземных источников для нужд системы ППД, м ³ /сутки	Ввод нагнетательных скважин, шт.	Действующий фонд нагнетательных скважин, шт.
5	52,1	52,1	1 (№90)	1
6	159,3	159,3	1 (№95)	2
7	263,7	263,7	1 (№99)	3
8	304,9	304,9	-	3
9	299,4	299,4	-	3
10	282,9	282,9	-	3
11	260,9	260,9	-	3
12	250,0	250,0	-	3
13	239,0	239,0	-	3
14	230,7	230,7	-	3
15	228,0	228,0	-	3
16	225,2	225,2	-	3
17	222,5	222,5	-	3
18	219,7	219,7	-	3
19	217,0	217,0	-	3
20	214,2	214,2	-	3
21	214,2	214,2	-	3
22	217,0	217,0	-	3
23	206,0	206,0	-	3
24	214,2	214,2	-	3
25	206,0	206,0	-	3
26	214,2	214,2	-	3
27	203,2	203,2	-	3
28	206,0	206,0	-	3

Ориентировочные объемы строительства объектов и сооружений системы заводнения Краснопольского месторождения приведены в таблице 2. Вода продуктивного пласта А5 принята условно стабильной в отношении выпадения карбонатов.

Вода уржумского комплекса стабильна по карбонату кальция. Вода продуктивного пласта и вода уржумского комплекса отличаются сульфатной стабильностью при пластовых температурах при условии отсутствия смешения их между собой.

Нормы качества закачиваемой воды определены для пласта А5 согласно ОСТ 39-225-88 (проницаемость ниже 0,1 мкм²): нефти - до 5 мг/л и мехпримесей - до 3 мг/л.

В настоящее время и в перспективный период разработки утилизация избытка попутно добываемых вод в глубокие поглощающие горизонты Краснопольского месторождения не предусматривается.

В районе Краснопольского месторождения исследования по наличию и обеспеченности запасами подземных вод верхних водоносных горизонтов не проводились, данных по имеющимся геофизическим исследованиям недостаточно.

Поэтому необходимо провести исследования водоносных горизонтов на Краснопольском месторождении, уточнить их наличие и в случае необходимости исследовать другие источники закачки.

Водоносный горизонт находится в зоне активного водообмена. Водонасыщенными являются песчаники и доломиты. Мощность водоносного горизонта около 550 м.

Высота напора составляет 50 м. Допустимое понижение 80 м.



Рис.1. Ситуационная схема системы ППД Краснопольского месторождения

Таблица 2
Ориентировочные объемы строительства объектов и сооружений системы заводнения Краснопольского месторождения

Объекты строительства/ годы	2024	2025	2026	2024-2026
Обустройство устьев нагнетательных скважин после бурения, шт.	1 (№90)	1 (№95)	1 (№99)	3
Бурение водозаборной скважины глубиной порядка 150-220м, шт.	1 (№90В)	1 (№95В)	1 (№99В)	3
Обустройство устья водозаборной скважины, шт.	1	1	1	3
Оборудование водозаборной скважины насосом марки типа ЭЦН, шт.	1	1	1	3
Высоконапорный водовод к нагнетательной скважине Дусл.=100мм, км	0,03 (№90)	0,03(№95)	0,03 (№99)	0,09

На Краснопольском месторождении эксплуатацию татарского и биармийского водоносных комплексов для целей ППД продуктивного пласта А5 предполагается осуществлять тремя водозаборными скважинами.

Производительность водозабора будет равна потребности в воде в год максимального водопотребления для целей ППД в каждой водозаборной скважине: №92в – 116,7м³/сут, №95в – 116,1м³/сут, в №99в – 112,9м³/сут. Суммарная максимальная потребность в воде для технологических нужд системы заводнения предположительно составит 306,8м³/сутки.

Расстояние между водозаборными скважинами около 1000 м.

Для проведения предварительного подсчета эксплуатационных запасов татарского и биармийского водоносных комплексов приняты следующие параметры: водопроницаемость пласта K_m – 59,14 м²/сут, уровнепроводность пласта a – 1×10^3 м²/сут, допустимое понижение S – 70 м.

По гидрогеологическим условиям месторождение относится к II группе сложности.

Подсчет эксплуатационных запасов подземных вод выполнен аналитическим методом для отдельно стоящей одиночной скважины в условиях неограниченного потока на расчетный срок эксплуатации 10000 сут (25 лет).

Эксплуатационные запасы подземных вод водоносного татарского и биармийского водоносных комплексов для ППД пласта А5 на Краснопольском месторождении в суммарном объеме 306,8 м³/сут обеспечены и оценены по категории С1.

Согласно ОСТ 39-225-88 п.1.1 - значение рН закачиваемых вод должен находиться в пределах от 4,5 до 8,5.

Для обеспечения стабильной приемистости нагнетательных скважин и фильтрационной характеристики призабойной зоны закачиваемые воды должны характеризоваться химической совместимостью с пластовыми водами продуктивных горизонтов и отвечать нормам качества воды для целей ППД, выполняемых по РДС 39-01-041-81 на основе данных о коллекторских свойствах нефтесодержащих пород и свойствах, насыщающих коллектор нефти, газа и воды.

Закачиваемые подземные воды, планируемые для заводнения пласта А5 на Краснопольском месторождении, регламентируются нормами по содержанию в воде нефти и мехпримесей в диапазоне 3-5 мг/л.

Значение рН закачиваемых вод удовлетворяет приведенным выше нормам.

Для предотвращения образования осадка в поровом пространстве рекомендуется использовать ингибиторы карбонатных отложений.

Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/дм³.

В воде, нагнетаемой в продуктивные коллектора, пластовые воды которых не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать. Для этого необходимо дозировать поглотитель сероводорода.

Для ведения мониторинга подземных вод необходимо создание сети наблюдательных скважин.

Для проведения режимных наблюдений рекомендуется организовать режимную наблюдательную сеть АО «Оренбургнефть» на Краснопольском месторождении.

На Краснопольском месторождении наблюдению подлежит татарский водоносный комплекс, сложенный песками, используемый для хозяйственно-питьевого водоснабжения. Наблюдения за режимом подземных вод в наблюдательных скважинах включают замеры уровня и температуры воды и отбор проб воды на химический анализ ежемесячно.

Согласно требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01 и СП 2.1.5.1059-01 полный химический анализ проводится один раз в год, в остальные месяцы – сокращенный (сухой остаток, нефтепродукты, хлориды, сульфаты, натрий и калий, кальций, магний, перманганатная окисляемость, азот аммония, запах, мутность).

Программа ведения мониторинга водозаборных (артезианских) скважин, добывающих воду для хозяйственно-технического водоснабжения, представлена в таблице 3.

Таблица 3

Программа ведения мониторинга водозаборных (артезианских) скважин, добывающих техническую воду для хозяйственно-технического водоснабжения

№ п/п	Вид наблюдений	Способы контроля и отбора проб	Периодичность проведения наблюдений
1	Наблюдения за величиной водоотбора	Счетчик, расходомер	ежемесячно
2	Замер дебита скважины	расходомер	1 раз в 7 суток
3	Замер буферного (Рбуф.) и межтрубного давления (Рзат.)	Манометр	1 раз в 3 суток
4	Динамический уровень подземных вод (Рзаб.)	Прибор «Судос»	1 раз в квартал
5	Статический уровень подземных вод (Рпл.)	Прибор «Судос»	при остановке или подземном ремонте скважины, не реже 1 раза в полгода
6	Замер температуры	Термометр (ИТ)	1 раз в год
7	Наблюдения за изменением химического состава в процессе эксплуатации	Отбор проб воды на шестикомпонентный хим. анализ	1 раз в квартал
8	Техническое состояние скважины	Расходомерия, термометрия	не реже 1 раза в 2 года

Таким образом, типовое проектирование объектов обустройства системы ППД не учитывает всех индивидуальных особенностей объекта и требует проведения целого ряда дополнительных исследований водоносных горизонтов и прежде всего их наличия и подсчета эксплуатационных запасов, не говоря уже о необходимости создания сети наблюдательных скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ОСТ 39-225-88 Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству.
2. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды.-М.: Альянс, 2014.- 320 с.
3. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006.- 320 с.
4. Назаров В.Д., Гурвич Л.М., Русакович А.А. Водоснабжение в нефтедобыче: учеб. Пособие.- Уфа: Виртуал, 2003.- 508 с.

5. Тронов В.П., Тронов А.В.. очистка вод различных типов для использования в системе ППД.- Казань: Изд-во ФЭН, 2001.- 560 с.
6. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В., Хайдаров Ф.Р., Емельянов А.В., Голубев М.В., Каштанова Л.Е., Чернова К.В., Бугай Д.Е., Лаптев А.Б. Осложнения в нефтедобыче.- Уфа.: ООО «Издательство научно – технической литературы «Монография»», 2003.- 302 с.

УДК 622.276.8

ПРИМЕНЕНИЕ ОТСТОЙНИКА ДЛЯ ОЧИСТКИ НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЙ

В.Д. Дорошенко, М.А. Шейкина

Самарский Государственный Технический Университет, г. Самара, Россия

doroshenko-vladd@mail.ru

Аннотация

В условиях добычи нефти неизбежно возникают проливы нефтяной эмульсии из-за аварий на оборудовании. В таких случаях нефтяную эмульсию собирают вместе с грунтом летом или со снегом и льдом зимой. Иногда требуется собирать нефтяную эмульсию с грунтом, снегом и льдом одновременно. Собранный материал отправляют в отстойник для разделения на нефть, грунт и воду. Но текущие отстойники неэффективно справляются с очисткой, так как в нефтяной эмульсии после очистки остаются загрязнения и вода. Рассмотренная модель направлена на увеличение эффективности процесса очистки нефтяной эмульсии.

Ключевые слова: отстойник, нефтяная эмульсия, загрязнения, поперечная переливная перегородка, узел ввода пара.

Отстойник для нефти - это аппараты, используемое для разделения нефти и воды, которые могут смешиваться в процессе добычи нефти. Он помогает улавливать воду и другие примеси, позволяя чистой нефти проходить дальше по трубопроводу.

Отстойники, применяемые на установках по подготовке нефти, имеют ряд проблем и недостатков, а именно:

- ограниченная эффективность: отстойники нефти могут не обеспечить полную очистку нефти от воды, твердых частиц и других примесей;

- необходимость регулярного обслуживания: для поддержания высокой эффективности работы отстойника необходимо проводить регулярную очистку и обслуживание;

- ограниченный объем обработки: отстойники имеют определенную емкость и могут не справиться с большим объемом нефти;

– возможность загрязнения окружающей среды: при неправильной эксплуатации отстойника могут произойти аварийные ситуации, которые приведут к утечке неочищенной нефти на грунт [1].

В рассматриваемом патенте [2] предложена модель отстойника для внутрипромысловой подготовки нефти, применение которой могло бы улучшить эффективность разделения нефти от загрязнений и воды.

Предлагаемое устройство для отделения нефти от отходов относится к нефтяной промышленности и может использоваться на нефтедобывающих объектах для сбора и предварительной обработки пролитой нефти и нефтепродуктов. Основным техническим преимуществом данного аппарата является повышение эффективности очистки нефтяной эмульсии от механических загрязнений.

Отстойник для подготовки нефти состоит из цилиндрического корпуса с боковыми сферическими стенками, узла подачи нефтяной эмульсии с примесями, узла отвода нефтяной эмульсии, узла отвода примесей и поперечной переливной перегородкой. Перегородка разделяет внутренний объем аппарата на два отсека в пропорции 2:3 соответственно, причем верхняя часть перегородки находится выше 75% диаметра корпуса и выполнена в виде сетки с ячейками размером 20x20 мм из проволоки толщиной 2-3 мм. Во втором отсеке присутствует дополнительная неполная перегородка, способствующая эффективной очистке эмульсии, а узел ввода пара в первом отсеке обеспечивает процесс разжижения нефти с механическими загрязнениями [2].

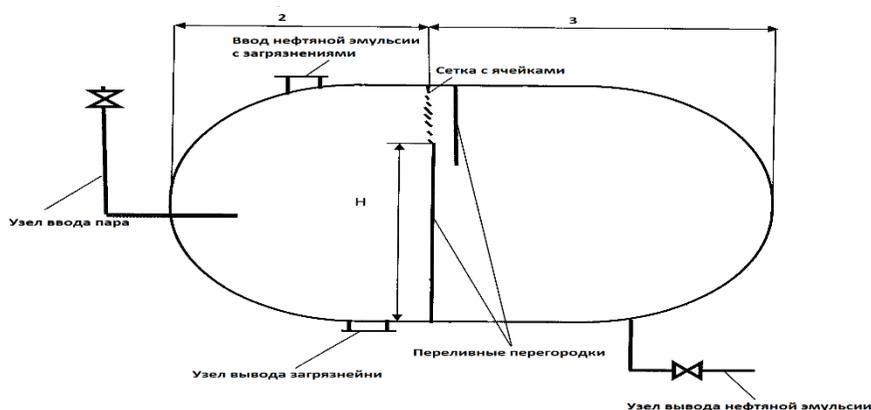


Рисунок 1 – Модель отстойника с переливными перегородками

Предложенная модель отстойника работает следующим образом.

Введение нефтяной эмульсии с загрязнениями в первый отсек происходит при условии, что загрязнения не превышают 75% диаметра корпуса аппарата и не достигают отверстий сетки. Пар, поступающий через узел, используется для разжижения нефтяной эмульсии с загрязнениями при давлении 1-2 атм. и температуре 100-150°C. Подача пара осуществляется в течение 20 минут.

После этого проводится технологическая выдержка для разделения нефтяной эмульсии и загрязнений. Затем во второй отсек перетекает отделившаяся нефтяная эмульсия, а первый отсек повторно заполняется нефтью с загрязнениями.

По мере заполнения отделившаяся нефтяная эмульсия перетекает через поперечную переливную перегородку и сетку из первого отсека во второй отсек. Сетка предотвращает перетекание крупных загрязнений нефтяной эмульсии.

Этот процесс повторяется до полного заполнения двух отсеков емкости. Нефтяную эмульсию выводят через узел вывода из заполненного корпуса, а загрязнения выводят через отдельный узел вывода.

Выводы

Применение рассматриваемой конструкции отстойника позволит значительно улучшить процесс отделения нефти от загрязнений, тем самым обеспечить более чистую и качественную продукцию. Введение в эксплуатацию предложенного отстойника обещает значительное повышение эффективности и экономическую выгоду для предприятий, занимающихся подготовкой нефти.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ахметов А.Ф. Методы утилизации нефтешламов различного происхождения / А.Р. Гайсина, И.А. Мустафин // Прикладные и академические исследования.- 2011.-Том 9 №3. – С. 98-101
2. Патент № 184794. Отстойник для внутрипромысловой подготовки нефти: № 2018122010: заявл. 14.06.2018: опубл. 09.11.2018 / С.А. Трубкин, А.И. Каримов, Ф.Т. Маннапова; заявитель, патентообладатели Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина - 6 с.

УДК 622.24

**МЕТОД КИСЛОТНОГО ТУННЕЛИРОВАНИЯ КАК СПОСОБ
ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ***Р.И. Степанов*

*Сибирский Федеральный Университет. Институт нефти и газа.
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.
Россия, г. Красноярск, Е – mail: rusya.stepanov.2017@bk.ru*

Аннотация: Не секрет что в нефтегазодобывающей сфере основными способами повышения продуктивности скважин является применение геолого – технических мероприятий, как для повышения базовой, так и получения дополнительной добычи. Одним из таких методов является проведение обработок призабойной зоны пласта. В статье будет рассмотрен один из наиболее современных способов проведения интенсификации добычи нефти, метода кислотного туннелирования.

Ключевые слова: обработка призабойной зоны, продуктивный пласт, скважина, интенсификация добычи нефти, продуктивность.

Введение

Актуальность обусловлена необходимостью изучения особенностей проведения кислотной обработки скважины методом кислотного туннелирования, а также прогноза продуктивности скважин по результатам исследования.

Цель: рассмотреть способ кислотного туннелирования, как метод интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи продуктивных скважин.

Объекты: терригенные и карбонатные коллекторы, нефтяных и газовых месторождений.

Геолого – технические мероприятия являются эффективным инструментом для повышения производительности нефтяных и газовых скважин[4]. Одними из наиболее известных являются методы кислотной обработки призабойной зоны скважины. И наиболее распространенным и современным является метод кислотного туннелирования. Метод кислотного туннелирования был предложен в 2012 году Мисселбруком Дж. Д и др[5]. Также данная технология называется методом химически усиленного бурения. Методика особенно подходит при работе с продуктивными карбонатными коллекторами. При работе с продуктивной скважиной создается один или более пробуренных боковых стволов, в необсаженном стволе скважины. Пример спускаемой компоновки кислотного туннелирования приводится на рисунке 1.

Согласно спускаемой компоновкой она оборудована одними или же несколькими шарнирными соединениями, угол отклонения которых примерно регулируется давлением в спущенной ГНКТ. Также в компоновку могут включаться устройства как геонавигации, так и каротажа для оценки и показа направления туннеля[4]. После их образования они остаются необсаженными, что обеспечивает улучшение гидродинамической связи пласт – скважина. Туннель образуется при помощи: компоновку забойную присоединяют к ГНКТ и спускают в скважину, после достижения соплом желаемой глубины, происходит позиционирование

компоновки относительно стенок скважины, путем регулировки шарниров[1]. Посредством открытия отсекаателя происходит закачка кислоты по ГНКТ, при высоком давлении. Кислота выходит из сопла и растворяет часть пласта, которая прилегает к соплу и образует туннель. Обратный клапан обеспечивает движение жидкости во внутреннем отверстии лишь в одном направлении, а именно в сторону растворяемой породы. Сама компоновка приводится на рисунке 2.

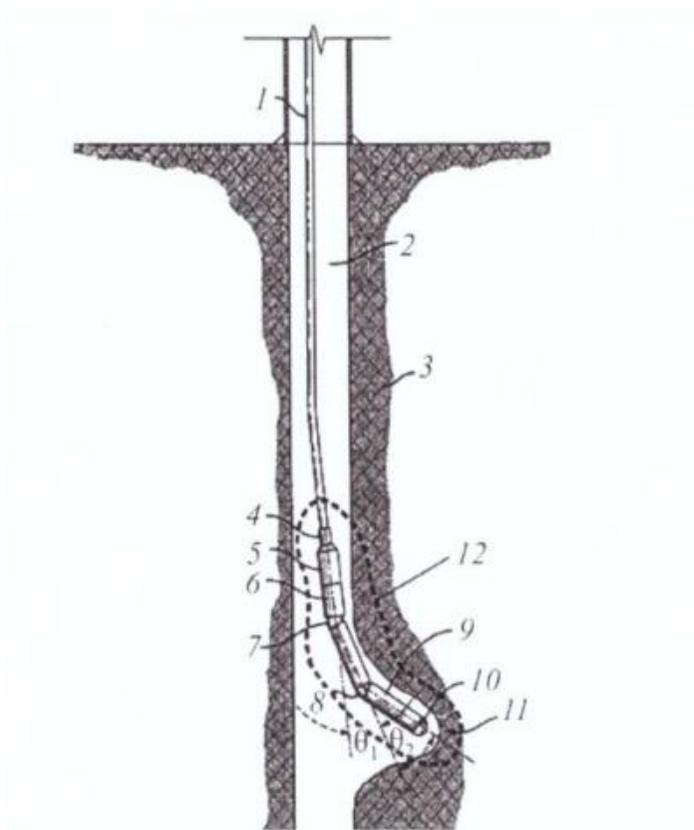


Рисунок – 1 Принципиальная схема проведения кислотного туннелирования:

1 – ГНКТ, 2- ствол скважины, 3 - горная порода, 4 – коннектор, который присоединяет забойную компоновку к ГНКТ, 5 - обратный клапан, 6 – гидравлический отсекаатель, 7 – верхнее и 8 – нижнее шарнирные соединения, 9 – жесткий переходник, 10 – сопло, 11 – инициируемый кислотный туннель в горной породе ,12 – забойная компоновка



Рисунок – 2 Забойная компоновка которая осуществляет операцию

Применение методики на месторождениях с целью интенсификации добычи

Данная технология находит свое успешное применение как способ повышения нефтеотдачи продуктивных пластов. В основном она применяется для решения вопросов, связанных с повышением нефтеотдачи карбонатных коллекторов. Наиболее распространенными являются месторождения Лено – Тунгусской и Волго – Уральской провинции. Причинами использования являются ухудшение коллекторских свойств, планирование и реализация ГТМ, падение показателей разработки месторождений. Метод кислотного туннелирования, коррелирует фильтрационно – емкостные свойства, технология повышает средние значения дебитов скважин, а также повышать необходимые уровни текущей и дополнительной добычи на месторождениях. Также данная методика может находить свое успешное применение при работе не только с добывающим, но и с нагнетательным фондом скважин, для увеличения приемистости или выравнивания профиля притока.

Заключение

В результате написания данной работы автором был кратко охарактеризован метод кислотного туннелирования, как способ повышения производительности скважин и интенсификации добычи. Методика является наиболее известным и современным способом обработки призабойной зоны, который является основополагающим, при работе с карбонатными коллекторами, которые обусловлены процессами естественной трещиноватости. Метод применяется как для

повышения дебитов скважин, так и увеличения приемистости нагнетательных скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 - Алиев З.С. Мараков Д.А. Факторы влияющие на производительность газовых и газоконденсатных скважин и их учет при проектировании разработки. – Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2020. – с. 256
- 2 - Ибрагимов Л.Х. Мищенко И.Т. Челоянц. Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М. Наука. 2000 – с. 414 с
- 3 - Квеско Б.Б. Квеско Н.Г. Физика пласта. Учебное пособие// Б.Б Квеско. Н.Г. Квеско. – М. Инфра – Инженерия. 2018, – с. 228
- 4 - Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований. Удмуртский университет. 2004, с. 720
- 5 - Мирзаджанзаде А.Х. Кузнецов О.Л. Басниев К.С. Алиев З.С. Основы технологии добычи нефти и газа. – М. ОАО «Издательство» Недра 2003. – с. 880

УДК 553.98

ВЫБОР СМАЗОЧНЫХ ДОБАВОК ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

А.С. Дударенко¹, В.А. Станкин¹, Д.А. Мельникова²

1-магистр; 2- к.т.н., доцент

*ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия*

Для снижения рисков осложнений при бурении глубоких, горизонтальных и наклонно направленных скважин важно уделять особое внимание выбору компонентов, входящих в рецептуру бурового раствора.

В наклонно-направленных и горизонтальных скважинах проблемы преодоления сил трения, роста крутящего момента при вращении, нагрузок при подъеме буровой колонны ощутимы особенно остро. Именно в таких условиях следует особенно внимательно подходить к выбору качественного и количественного состава смазочных добавок, добавляемых в буровой раствор.

При бурении интервала под техническую колонну на Северо-Хоседаюском месторождении существовала проблема частых посадок и затяжек бурового инструмента.

Одним из направлений исследований стал качественный и количественный подбор смазочной добавки (лубриканта) для бурового раствора с отслеживанием коэффициента трения по методике API [1], а также в системе «металл-металл».

Исследовали два варианта смазочных добавок: PetroLube и Глитал, так как они находились на буровой площадке во время проведения работ.

PetroLube – это смазочная добавка на основе состава из производных продуктов высших жирных кислот, анионных ПАВов и полиакриленгликолей.

Смазочная добавка Глитал [2] представляет собой композицию природных жирных кислот, полиалкиленгликолей, оксаля, гидроксида натрия или полипропиленгликоля, моно-ди- триэтаноламина, сульфированного рыбьего жира. Испытания смазочных добавок проводили на усовершенствованной рецептуре полиакриламидного бурового раствора. (Таблица 1, рецептура Исх). Испытанию подвергались буровые растворы с различными сочетаниями смазочных добавок. Рецептуры исследованных буровых растворов представлены в Таблице 1 (рецептуры 1 – 4).

Таблица 1 – Рецептура полиакриламидного бурового раствора

Наименование реагента	Рецептуры буровых растворов				
	Исх	1	2	3	4
	Концентрация, кг/м ³				
Каустическая сода	1	1	1	1	1
PetroPAC LV	3	3	3	3	3
PetroPAC HV	3	3	3	3	3
Xanthan Petro L	1	1	1	1	1
Petro Det	2	2	2	2	2
Микрорамор КМ-60/10/100	80	80	80	80	80
FLODRILL PAM 1040	3	3	3	3	3
FLODRILL TS 705	5	5	5	5	5
ГКЖ	2	2	2	2	2
Richmole component 100	8	8	8	8	8
Глитал	-	-	-	3	6
PetroLube	-	12	20	-	-
PetroDet	-	-	-	-	-
Полигликоль	10	10	10	10	10
MCH	3	3	3	3	3
Petro ASF	12	12	12	12	12

Дополнительно в образцы 2 – 4 добавляли измельченный шлам со скважины Северо-Хоседаюского месторождения (интервал 1500-1600 м).

Образец исходного бурового раствора (Таблица 1, рецептура Исх) помещали в ячейку фильтр-пресса LPLT и выдерживали 30 минут. Данную процедуру, применяли на образцах бурового раствора по рецептурам 1 – 4 (Таблица 1). Коэффициент трения глинистой корки, образовавшейся на фильтровальной бумаге определяли на приборе КТК-2. Данный метод имитирует трение колонны бурильных труб о стенку скважины. Результаты испытаний представлены на рисунке 1. Цифрами на диаграмме обозначены рецептуры буровых растворов, представленные в таблице 1.

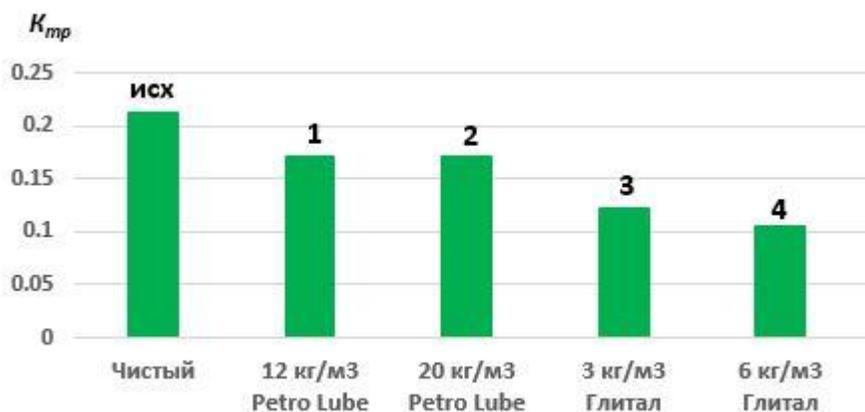


Рисунок 1 – Результаты определения коэффициентов трения корок бурового раствора с различными смазочными добавками, полученные на приборе КТК-2

Из рисунка видно, что наиболее часто применяемая смазочная добавка PetroLube незначительно снижает коэффициент трения корки. Важно отметить, что увеличение концентрации смазочной добавки PetroLube в составе бурового раствора не влияет на значение коэффициента трения (Рисунок 1, столбцы исх, 1-2). Введение реагента Глитал в количестве 3 г/л и 6 г/л в буровой раствор существенно снижает значение коэффициента трения корки ($K_{тр} = 0,1228$ и $0,1051$ соответственно), причем увеличение концентрации ведет к закономерному снижению коэффициента трения корки. На основе экспериментальных данных установлено, что максимально снизить коэффициент трения и благоприятно повлиять на адгезионные свойства раствора способен реагент Глитал.

Также имеющиеся смазочные добавки для буровых растворов были испытаны в системе «металл-металл». Эксперимент проводили на приборе УСП-1 [4]. Испытанию подвергались рецептуры буровых растворов, представленные в таблице 1. Дополнительно к буровому раствору была добавлена измельченная глина в концентрации 10%. Образец глины взят с интервала 2000 м скважины 1211 Северо-Хоседаюского месторождения. Момент нагрузки при измерении коэффициента трения составлял 33,9 Н·м [4]. Результаты испытаний представлены на рисунке 2.

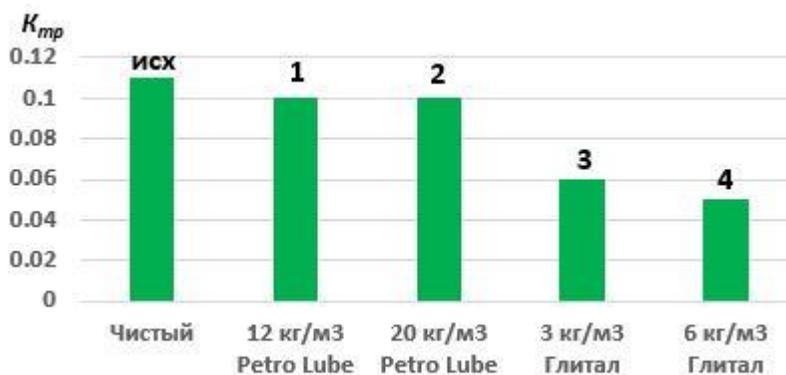


Рисунок 2 – Результаты определения коэффициентов трения бурового раствора с различными смазочными добавками в системе «металл-металл»

Экспериментальным путем установлено, что смазочная добавка PetroLube в составе бурового раствора не оказывает существенного влияния на коэффициент трения между металлическими поверхностями в буровом растворе. Увеличение концентрации PetroLube не снижает коэффициент трения (рисунок 2, столбцы исх, 1-2). Смазочная добавка Глитал в составе бурового раствора снижает коэффициент трения в системе «металл-металл», причем при увеличении концентрации реагента коэффициент трения закономерно снижается (Рисунок 2, столбцы 3-4).

По результатам проведенных исследований было выявлено, что смазочная добавка PetroLube практически не влияет на коэффициент трения в системе «порода-металл», ни в системе «металл-металл». Для улучшения смазывающей способности бурых растворов целесообразно добавлять реагент Глитал.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 332213-2014 Контроль параметров буровых растворов в промышленных условиях. Растворы на водной основе. – М: Стандартинформ. – 2017. – 80 с.
2. Пат. 2304604 Российская Федерация, МПК С09 8/035 Смазочная добавка для буровых растворов БИОЛУБ LVL [Текст] / Яхшибеков Ф.Р., Рассадников В.И., Лушпеева О.А. [и др.]; заявитель и патентообладатель: Яхшибеков Ф.Р., Рассадников В.И., Лушпеева О.А. [и др.] – 2005109003/03 заявл. 30.03.2005; опубл.10.09.2006, Бюл. №23. – 5 с.
3. Очистные агенты и тампонажные смеси: Методические указания к лабораторным работам студентов специальности 21.05.03 «Технология геологической разведки» / Санкт-Петербургский горный университет. Сост. Леушева Е.Л., Нуцкова М.В., Страупник И.А., [и др.] – Спб: Санкт-Петербургский горный университет. – 2018. – 65 с.

УДК 622.276

**ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ГИДРОРАЗРЫВА В ПЛАСТАХ С
ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ**

*Э.К. Сижазhev¹, А.С. Шакитко², Я.В. Данчина³, М.С. Аль-Идриси⁴,
Е.Н. Даценко⁵*

^{1,2,3,4,5}Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия

ss.shak.02@gmail.com

Аннотация: В данной работе автором рассматривается актуальная аналитика применения гидроразрыва пласта. В работе приведены и проанализированы данные статей про применение гидроразрыва пласта в коллекторах с высоковязкой нефтью. В данной статье рассмотрены результаты применения метода гидравлического разрыва пласта (ГРП) на залежах вязкой и высоковязкой нефти. Анализ результатов гидроразрыва дает возможность уменьшить или сохранить уровень обводненности продукции и обеспечить увеличение нефтеотдачи продуктивных пластов.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта (ГРП), высоковязкие нефти, обводненность, увеличение нефтеотдачи, пласт, жидкости ГРП.

**ASSESSMENT OF THE IMPACT OF HYDRAULIC FRACTURING IN
FORMATIONS WITH HIGH-VISCOSITY OIL**

A.S. Shakitko, E.K. Sizhazhev, Y.V. Danchina³, M.S. Al-Edresi⁴, E. N. Datsenko⁵

^{1,2,3,4,5}Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia

ss.shak.02@gmail.com

Abstract: In this paper, the author examines the current analysis of the application of hydraulic fracturing. The paper presents and analyzes data from articles on the use of hydraulic fracturing in reservoirs with high viscosity oil. This article discusses the results of the application of the hydraulic fracturing method on deposits of viscous and highly viscous oil. Analysis of the results of hydraulic fracturing makes it possible to reduce or maintain the level of waterlogging of products and ensure an increase in oil recovery of productive formations.

Keywords: hydraulic fracturing (fracturing), high-viscosity oils, water cut, enhanced oil recovery, reservoir, hydraulic fracturing fluids.

Введение: гидроразрыв (или гидроразбуривание) является одним из методов увеличения добычи нефти из коллекторов с высоковязкой нефтью. Этот процесс включает в себя внедрение высокого давления жидкости в пласт для создания трещин и увеличения проницаемости, что способствует увеличению потока нефти к скважине [1]. Применение гидроразрыва может быть эффективным способом улучшения производительности скважин и общей добычи нефти.

В рамках данного исследования будут проанализированы результаты применения гидроразрыва в реальных условиях эксплуатации месторождений с высоковязкой нефтью. Основное внимание будет уделено следующим аспектам:

Актуальность: анализ результатов применения гидроразрыва в коллекторах с высоковязкой нефтью позволит выявить эффективность этого метода, его преимущества и ограничения, а также определить возможности для его оптимизации и улучшения. Полученные результаты могут быть полезны как для научного сообщества, так и для индустрии нефтедобычи с целью разработки более эффективных и устойчивых методов добычи нефти.

Проблема эффективной добычи нефти из коллекторов [2] с высоковязкой нефтью является актуальной и важной для нефтяной промышленности, особенно в контексте исчерпания легкодоступных запасов нефти и увеличения доли высоковязкой нефти в общем объеме добычи. Гидроразрыв представляет собой перспективный метод увеличения добычи в таких условиях, поскольку он способен улучшить проницаемость коллектора и стимулировать поток нефти к скважине.

Обзор литературы показывает, что вопросы применения гидроразрыва в коллекторах с высоковязкой нефтью активно изучаются как в академических, так и в промышленных исследованиях. Ряд работ посвящен анализу эффективности этого метода, оптимизации его параметров, разработке новых технологий и решению технических проблем. Однако, несмотря на достигнутые успехи, еще остается много нерешенных вопросов, особенно в контексте практического применения метода на реальных месторождениях.

Постановка задачи: целью данного исследования является анализ результатов применения гидроразрыва в коллекторах с высоковязкой нефтью с целью оценки эффективности этого метода и его влияния на процесс добычи нефти. Для достижения этой цели предполагается выполнение следующих задач:

1. Проведение обзора литературы по теме применения гидроразрыва в условиях высоковязкой нефти с целью выявления текущего состояния исследований и основных достижений в этой области.

Гидроразрыв породы (ГРП) – это физико-гидродинамический процесс, при котором горная порода разрывается по плоскостям минимальной прочности под воздействием давления, создаваемого закачкой особой жидкости разрыва через скважину [3].

Для равномерной добычи нефти из пластов с различными фильтрационными характеристиками применяется селективный метод гидроразрыва, который включает комбинацию технологий предварительной гидроперфорации и последующей инициации трещины методом наращивания давления жидкости с добавлением

пропанта. Этот подход, известный как "струйный" метод гидроразрыва, используется на месторождениях ПО "Татнефть" [4].

В регионе Татарстан широко распространена высоковязкая нефть, преимущественно в отложениях среднего и нижнего подразделений каменноугольной системы, где вязкость нефти колеблется от 30 до 200 мПа·с, а плотность в условиях пласта составляет 890-920 кг/м³ [3, с. 22] (рис.1).

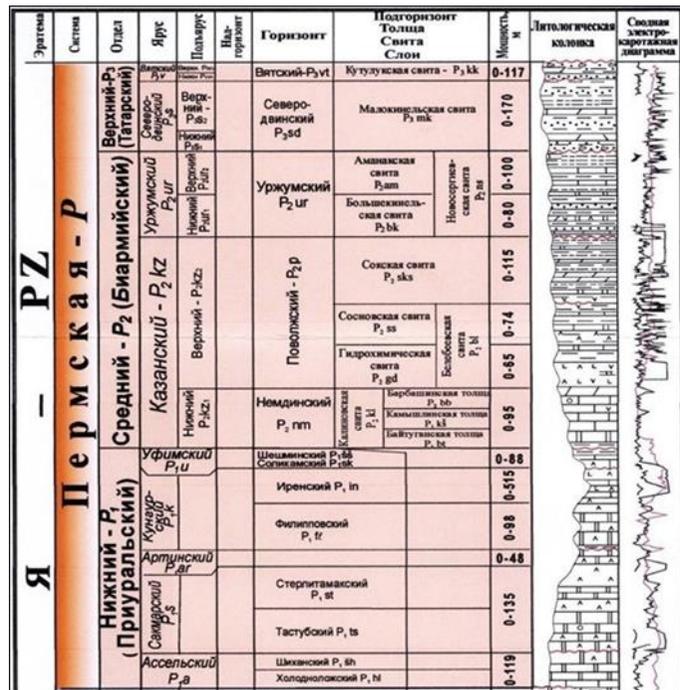


Рис.1 - Сводный геологический разрез по каменноугольной системе

Анализ показывает, что два из 13 мероприятий проводились на верейских горизонтах, 4 на тульских, 3 на бобриковских, 1 на тульско-бобриковских и 2 на турнейских отложениях.

Приведенные данные показывают, что высоковязкая нефть преимущественно имеется в горизонтах с вязкостью нефти свыше 30 мПа·с., например, на верейских горизонтах вязкость составляет 66-79 мПа·с, на тульских 31-67 мПа·с, на бобриковских 58-99 мПа·с, а на турнейских 38 мПа·с [5].

Данные характеристики подтверждают, что высоковязкая нефть преимущественно встречается в горизонтах среднего и нижнего подразделений каменноугольной системы, что соответствует предыдущим исследованиям.

Для обеспечения равномерной добычи нефти из прослоев с различными емкостно-фильтрационными свойствами, геологи и инженеры успешно применяют инновационный селективный метод гидроразрыва, известный как "струйный" метод [6]. Этот метод сочетает в себе предварительную гидроперфорацию с последующим

формированием трещин в коллекторе путем увеличения скорости закачки жидкости с пропантом. Такая технология, основанная на использовании обратных эмульсий, эффективно применяется на месторождениях [7] в Татарстане, в частности, на промыслах ПО "Татнефть".

Татарстан широко известен своими высоковязкими нефтяными месторождениями, которые преимущественно располагаются в отложениях среднего и нижнего отделов каменноугольной системы. В этих пластах вязкость нефти может достигать значений от 30 до 200 мПа·с, а ее плотность в условиях залежей колеблется в диапазоне от 890 до 920 кг/м³. Эти характеристики делают высоковязкую нефть Татарстана привлекательным объектом для применения передовых технологий добычи, таких как "струйный" метод гидроразрыва.

Главной целью применения селективного метода гидроразрыва на подобных месторождениях является обеспечение эффективной добычи нефти из разнородных пластов, где свойства пород и фильтрации значительно отличаются. Сочетание предварительных технологий гидроперфорации с последующим созданием трещин с использованием специальных композиций позволяет оптимизировать процесс добычи и повысить общую эффективность разработки месторождения.

Таким образом, интенсивное развитие инновационных подходов к гидроразрыву [6,7] на месторождениях с высоковязкой нефтью в Татарстане открывает новые перспективы для эффективной и устойчивой добычи ценного энергоносителя в данном регионе.

В условиях искусственного водонапорного режима на месторождениях с высоковязкой нефтью, эффективность гидроразрыва в коллекторах играет ключевую роль в оптимизации процессов добычи. Проведение гидроразрыва нефтяных коллекторов приводит к изменениям в распределении давлений в различных зонах залежи [5].

В зоне нагнетания давления, техногенные трещины и суперколлекторы становятся основными путями для формирования пути притока жидкости к скважине. С другой стороны, в зоне отбора давлений, пластовое давление увеличивается в более низкопроницаемой части разреза, что может способствовать улучшению добычи [8]. После проведения гидроразрыва, ствол скважины вступает в контакт с удаленной зоной пласта, что приводит к изменениям в давлениях и потоке жидкости.

На практике, успешно апробированные технологии гидроразрыва на объектах с высоким содержанием воды или узкими разделяющими экранами включают предварительное проведение водоограничительных работ с использованием цемента или глины. Также установленные изоляционные экраны при гидроразрыве могут значительно повысить успешность процесса и ожидаемую дополнительную добычу нефти.

Для предотвращения подключения нежелательных прослоев, в процессе гидроразрыва может использоваться специализированные композиции, обладающие изолирующими свойствами [9]. Проектирование водоограничительных гидроразрывов требует тщательного подбора режимов подачи технологических

композиций для эффективного заполнения трещин и предотвращения проникновения воды или других компонентов.

В целом, взаимосвязь между разработкой запасов и энергетическим состоянием пласта сказывается на производительности скважин после проведения гидроразрыва. Рост вязкости нефти и обводненности после гидроразрыва может быть связан с увеличением общей добычи, что подчеркивает важность данного технологического процесса в оптимизации добычи на месторождениях с высоковязкой нефтью [5,7].

Результаты применения гидроразрыва в коллекторах с высоковязкой нефтью на месторождениях представляют собой важный аспект и отражается в таких факторах как:

1. Увеличение дебита скважин: Главным результатом применения гидроразрыва является повышение дебита нефти и жидкости из скважин. Это особенно важно на месторождениях с высоковязкой нефтью, где добыча может быть ограничена из-за низкой проницаемости пород.

2. Снижение вязкости нефти: Гидроразрыв способствует снижению вязкости нефти путем создания трещин и увеличения ее проницаемости. Это делает нефть более подвижной и облегчает ее добычу.

3. Улучшение фильтрационных свойств пласта: Применение гидроразрыва может значительно улучшить фильтрационные свойства пласта, что способствует более эффективной добыче нефти и увеличению общего объема извлекаемых запасов.

4. Оптимизация процессов добычи: Результаты гидроразрыва могут помочь оптимизировать процессы добычи на месторождениях с высоковязкой нефтью, включая выбор оптимальных параметров закачки жидкости, распределение давления и другие технологические аспекты.

5. Экономический эффект: Анализ результатов применения гидроразрыва также включает оценку его экономического эффекта. Это включает в себя оценку затрат на проведение работ по гидроразрыву, увеличение добычи и общий возврат инвестиций.

Результаты применения гидроразрыва в коллекторах с высоковязкой нефтью могут быть положительными, способствуя повышению производительности месторождения и увеличению извлекаемых запасов нефти. Однако для достижения оптимальных результатов необходимо учитывать особенности геологического строения месторождения, характеристики нефти и другие факторы [8].

На практике же (ГРП) показывает, что применение такого метода повышения нефтеотдачи высоковязких фракций зависит от множества факторов и не всегда может приводить к одинаковым результатам [10] такими примерами могут стать:

1. Скважина Steamboat Hill 15-17, Канада:

В 2015 году на месторождении Steamboat Hill в Канаде был успешно применен гидроразрыв для увеличения добычи высоковязкой нефти. Благодаря

созданным трещинам в коллекторе удалось повысить проницаемость породы и увеличить дебит скважины.

2. Месторождение Kern River, США:

На месторождении Kern River в Калифорнии гидроразрыв использовался для увеличения добычи высоковязкой нефти. Результаты показали, что после проведения операции добыча на некоторых скважинах увеличилась более чем на 50%.

3. Скважина Athabasca Oil Sands, Канада:

В районе Athabasca Oil Sands в Канаде гидроразрыв применялся для улучшения добычи нефти из песчаных тар-песков. В результате проведения этой технологии удалось увеличить поток нефти и повысить общую эффективность добычи.

4. Месторождение Cold Lake, Канада:

На месторождении Cold Lake в провинции Альберта в Канаде применяется технология гидроразрыва для добычи высоковязкой нефти из песчаных тар-песков. Этот процесс позволяет увеличить проницаемость породы и улучшить дебит скважин, что способствует более эффективной добыче.

5. Месторождение Belridge, США:

В Калифорнии на месторождении Belridge компания Aera Energy использует гидроразрыв для увеличения добычи высоковязкой нефти. Эта технология помогает оптимизировать процесс добычи и повышает эффективность использования скважинных ресурсов.

6. Месторождение Grosmont, Канада:

На месторождении Grosmont в провинции Альберта в Канаде применяется гидроразрыв для добычи высоковязкой нефти из карбонатных отложений. Этот метод позволяет увеличить проницаемость породы и улучшить выход нефти.

7. Месторождение Orinoco, Венесуэла:

В Венесуэле на месторождении Orinoco гидроразрыв применяется для добычи экстра-тяжелой нефти из сланцевых и песчаных тар-песков. Эта технология позволяет повысить добычу на скважинах и улучшить экономические показатели месторождения.

Таким образом разнообразие месторождений и условий, в которых успешно применяется технология гидроразрыва для увеличения добычи высоковязкой нефти. Каждое месторождение имеет свои особенности, и использование гидроразрыва может быть адаптировано под конкретные требования и условия добычи. Реальные результаты и успехи могут сильно различаться в зависимости от конкретных условий месторождения, параметров гидроразрыва и комплекса мероприятий по оптимизации добычи.

Выводы: в заключение, применение гидроразрыва в коллекторах с высоковязкой нефтью на различных скважинах является эффективным методом для увеличения добычи и оптимизации процесса добычи нефти. Результаты использования этой технологии могут включать увеличение дебита скважин, повышение выхода нефти, улучшение динамики добычи, снижение давления в пласте и достижение экономической целесообразности.

Реальные примеры применения гидроразрыва на различных месторождениях, таких как Steamboat Hill в Канаде, Kern River в США, и многих других, подтверждают успешность этой технологии в различных геологических условиях. Гидроразрыв позволяет увеличить проницаемость породы и улучшить поток нефти к скважине, что приводит к увеличению общей добычи и улучшению экономических показателей месторождений.

Тем не менее, важно учитывать индивидуальные особенности каждого месторождения при принятии решения о применении гидроразрыва, а также тщательно оценивать технические, экономические и экологические аспекты данной технологии.

Современные технологии и инновационные подходы к использованию гидроразрыва в добыче высоковязкой нефти позволяют оптимизировать процессы добычи, улучшить качество добычи нефти и снизить эксплуатационные расходы. Постоянное совершенствование методов гидроразрыва, исследование новых подходов и адаптация к конкретным условиям месторождений являются важными шагами в направлении повышения эффективности добычи нефти из высоковязких коллекторов.

Таким образом, анализ результатов применения гидроразрыва на различных скважинах позволяет не только оценить эффективность этой технологии, но и определить оптимальные пути улучшения процесса добычи нефти. Использование инновационных методов и технологий в сочетании с систематическим мониторингом и анализом результатов позволяет добиться оптимальных показателей производственной деятельности и сделать добычу высоковязкой нефти более эффективной и экономически целесообразной.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гидроразрыв пласта в вертикальных и горизонтальных скважинах / Гилаев Г.Г., Ольховская В.А., Гилаев Г.Г., Хафизов В.М. // Учебное пособие для вузов / (Издание второе, исправленное) Санкт-Петербург, 2023.
2. Гилаев, Г. Г. Повышение эффективности разработки месторождений нефти в сложных геологических условиях / Г. Г. Гилаев // Научно-технический вестник ОАО "НК "Роснефть". – 2007. – № 4. – С. 38-43. – EDN WUCZAY
3. Направления совершенствования технологий освоения залежей тяжелой нефти на примере Карабикуловского месторождения / Н. А. Петров, Ю. К. Мизякин, К. В. Пчела [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 3. – С. 26-32. – EDN YGBSVJ.
4. Малышев Г. А. Анализ технологии проведения ГРП на месторождениях ОАО "Сургутнефтегаз" / Г. А. Малышев // Нефтяное хозяйство. - 1997. - №9. - С. 46-51.

5. Изменение реологических параметров высоковязких нефтей с использованием СВЧ / Гилаев Г.Г., Зимбурский Е.В., Сидоров М.О., Данчина Я.В., Михайлина И.С. — Сборник: Векторы развития ТЭК России. Материалы I Международной (III Всероссийской) научнопрактической конференции. Краснодар, 2023. С. 208-215.
6. Мусин К. М. Методические подходы по определению параметров сверхвязких тяжелых нефтей / К. М. Мусин // Сборник научных трудов Тат-НИПИнефть. - 2012. - № 80. - С. 56-65.
7. Физико-химические методы управления эффективностью систем разработки нефтегазовых месторождений на завершающей стадии / Гилаев Г.Г., Аламлех М.Дж.А., Аль-Идриси М.С., Амер М. — В сборнике: Наука. Новое поколение. Успех. Материалы IV международной научно-практической конференции. 2023. С. 131-135.
8. Артеминко А. И. Вязкое дело / А. И. Артеминко // Нефтегазовая вертикаль. - 2000. - № 3. - С. 21-22.
9. Гилаев, Г. Г. Об эффективности ремонтно-изоляционных работ в добывающих скважинах / Г. Г. Гилаев, А. Т. Кошелев // Нефтепромысловое дело. – 2003. – № 11. – С. 48-50. – EDN VTGWOP.
10. Альмухаметова Э.М., Ворсина Н.А., Сыртланов О.В. Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Повховского месторождения // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. Вып. (93). С. 23-29.

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ СУХОКИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ

В.А. Марникова, П.В. Склюев, Н.М. Данилова¹

¹Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Российская Федерация¹
marnikovaveronika@gmail.com

Аннотация. Добыча нефти в терригенных коллекторах характеризуется снижением проницаемости призабойной зоны (ПЗ) добывающих и нагнетательных скважин. С целью восстановления естественной проницаемости ПЗ коллектора необходимо учитывать механизм физико-химического воздействия кислотных составов с учетом конкретных промысловых условий.

Ключевые слова: кислотная обработка, призабойная зона пласта, пенокислотная обработка, твердые кислоты, проницаемость коллектора.

Для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений проводятся различные геолого-технические мероприятия (ГТМ), направленные на увеличение продуктивности добывающих скважин и темпов выработки извлекаемых

запасов [1]. Для решения данной проблемы определенный интерес представляют сухокислотные составы (рисунок 1).



Рисунок 1. Пеногенерирующие кислотные шашки

В целом, химические шашки используются для размещения небольшого количества химреагентов в скважине, обычно на забое скважины и непосредственно в интервалах перфорации. При растворении шашки выполняют требуемую функцию, например: удаление твердого осадка, вспенивание воды или нефти, замедление коррозии, замедление образования твердого осадка, замедление парафинообразования, выделение красящих веществ (индикаторов), более быстрая очистка скважины и вывод на режим после гидроразрывов. Химические шашки могут быть использованы для обработок интервалов ниже зоны перфорации, затрубных пространств и других труднодоступных интервалов [2].

Опыт применения кислотных обработок (КО) показывает, что их эффективность зависит от выбора состава кислотной композиции и дизайна кислотного воздействия с учетом геолого-физических и техногенных параметров продуктивного пласта. [3]. Одной из причин низкой эффективности КО является преимущественное поступление кислотного состава (КС) в обводненные интервалы, где происходит быстрая нейтрализация используемой кислоты. В результате нефтенасыщенные участки оказываются обойдены воздействием. С целью увеличения охвата воздействием при КО предложено замедлять скорость взаимодействия кислоты и породы. [4].

Пенные шашки используются в нагнетательных скважинах в комбинации с кислотными шашками с целью уменьшения давления нагнетания. Шашки помогают удалить нефтяную плёнку с поверхности твёрдых нерастворимых отложений, повышая эффективность кислотных обработок. Пенокислотные обработки призабойной зоны пласта имеют ряд преимуществ по сравнению с обычными кислотными обработками:

1) замедляется растворение карбонатного материала в кислотной пене, что способствует более глубокому проникновению активной кислоты в пласт; в результате этого приобщаются к дренированию удаленные от скважины участки пласта, ранее недостаточно или совершенно не охваченные процессом фильтрации;

2) малая плотность кислотных пен ($400\text{--}800\text{ кг/м}^3$) и их повышенная вязкость позволяют существенно увеличить охват воздействием кислоты всей вскрытой

продуктивной мощности пласта; это включает в себя преимущества, достигаемые при поинтервальных кислотных обработках, что особенно важно при больших продуктивных мощностях пласта и пониженных пластовых давлениях;

3) улучшаются условия очистки призабойной зоны пласта от продуктов реакции: присутствие поверхностно-активных веществ снижает поверхностное натяжение как активной, так и отреагировавшей кислоты на границе с нефтью, а наличие сжатого воздуха в отреагировавшем растворе, расширяющегося во много раз при освоении скважин (при снижении забойного давления), улучшает условия и качество освоения [5].

Использование эффективных пенных составов для обработки призабойной зоны пласта сокращает сроки восстановления проницаемости забитых шламом коллекторов за счет очищения поверхности их путем увеличения растворения малорастворимых солей и уменьшения интенсивности образования солеотложений на поверхности коллекторов, а также за счет увеличения разглинизации обрабатываемых пластов, тем самым увеличивая межремонтный период их работы в 3-4 раза. Также компоненты, входящие в состав подобных композиций могут менять смачиваемость поверхности. Так, например, пенный состав, описанный в патенте [6] содержит высокодисперсный гидрофобный материал (ВДГМ), комплексон, гидроксид щелочного металла и утяжелитель (в шашках), а качестве инициатора реакции органическую кислоту. В результате закрепления в поровом объеме за счет мелкого размера частиц ВДГМ увеличивает гидрофобизацию поровых каналов, за счет чего увеличивается краевой угол смачивания и уменьшается капиллярное давление на границе вода/нефть. В результате гидрофобизации поверхности пор уменьшается количество капиллярно-защемленной в них воды и при впитывании, и при дренировании, что способствует более полному восстановлению фазовой проницаемости по нефти [6].

С целью приготовления пенокислотной шашки использовали реагенты, приведенные в таблице 1. В качестве основной кислоты использовалась сухая неорганическая кислота, не образующая осадков при взаимодействии с карбонатами. Аскорбиновая кислота выполняет функцию стабилизатора железа [7], неонол АФ 9-12 и лауретсульфат натрия, являясь ПАВ, придают составу пенообразующие и пеностабилизирующие свойства, а также снижают поверхностное натяжение на границе раздела нефть-вода. Нитрит натрия и карбамид вступают в окислительно-восстановительную реакцию с выделением азота:

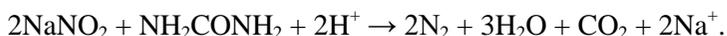


Таблица 1. Компонентный состав пеногенерирующей кислотной шашки

Наименование реагента	Массовая доля, %
Кислотный состав	
Неонол АФ 9-12	1
Кислота	30
Аскорбиновая кислота	15
Диоксид кремния	1,5
Газогенерирующий состав	
Лаурет-2	1
Нитрит натрия	35
Карбамид	15
Диоксид кремния	1,5

Компоненты кислотного состава и газогенерирующего состава, указанные в таблице 1, прессовали в цилиндрическую форму в соотношении 1 к 1 по массе; общая масса составила 5 г (рисунок 2). Прессованный цилиндр помещали в мерный цилиндр объёмом 250 см³, содержащий 30 см³ воды, при этом образовалось свыше 250 см³ кислой пены, при этом не оставалось свободной воды (рисунок 3).



Рисунок 2. Внешний вид пенокислотной шашки



Рисунок 3. Выделение пены в результате действия пенокислотной шашки

В результате данной работы получен прототип пенокислотной шашки, перспективной для обработки призабойной зоны пласта добывающих и

нагнетательных скважин, а также для удаления жидкости из газовых и газоконденсатных скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Марникова В.А, Данилова Н.М. Разработка газогенерирующих кислотных композиций для восстановления естественной проницаемости коллекторов нефти и газа //Новые технологии в ТЭК, энергоэффективность и энергосбережение в ТЭК. 2023. С. 313-317.
2. <https://npohos.ru>
3. Андреев К.В. Анализ применения кислотных составов в высокотемпературных карбонатных коллекторах // Недропользование. 2021 №2. С. 76-83.
4. Mohammed Al-Shargadi [et al.]. A critical review of self-diverting acid treatments applied to carbonate oil and gas reservoirs // Petroleum Science. 2023. Vol 20, P. 922-950
5. Сидоров Н.А. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. - М. Недра, 1982. – 376с.
6. Патент РФ 2351630 С2, 2009. Волков В. А., Беликова В. Г., Турапин А. Н., Царьков И. В., Данилова Н. М. Газогенерирующий пенный состав для обработки призабойной зоны пласта (варианты)
7. Паникаровский В. В., Паникаровский Е. В. Кислотные обработки сложнопостроенных коллекторов // Известия вузов. Нефть и газ. 2014. №5. – с.40-45

ПРЕИМУЩЕСТВА НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А.В. Денисов¹, Е.В. Алёкина²

1 - магистрант, 2 курс, 251М группа;

*2- Научный руководитель к.х.н., доцент каф. «РиЭНиГМ»
Самарский государственный технический университет
г.Самара, Россия*

В работе рассмотрены преимущества применения полимерно-армированных трубопроводов.

Ключевые слова: полимерные армированный трубопровод, промышленный трубопровод, коррозия.

В настоящее время трубопроводная система Российской Федерации имеет протяженность порядка трехсот тысяч километров [1]. Примерно 75% промышленных трубопроводов введены в эксплуатации более 20 лет назад [2], соответственно имеется высокий физический износ существующего трубопроводного фонда (за 2019 г было порядка 10,5 тысяч случаев нефтерозливов, основная причина – коррозия металла трубопроводов [3]).

С целью повышения эксплуатационной надежности и срока службы необходимо применять полимерные трубы, в частности полимерно-армированные.

Полимерно-армированные трубы – это трубы многослойной конструкции, в которой слоем, несущим нагрузки, является армирующий и которая достаточно гибкая для намотки в бухты или на барабаны для транспортирования и хранения [4].

Принципиальная схема полимерных армированных труб представлена на рисунке 1.

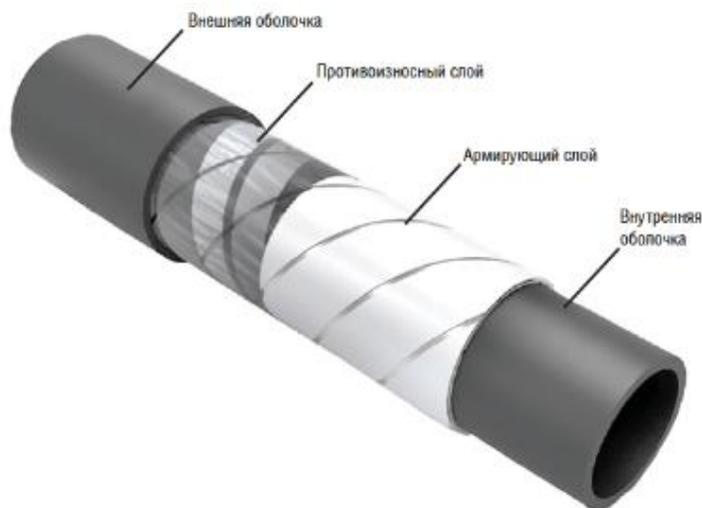


Рисунок 1 – Принципиальная схема ПАТ

На рисунке 2 представлен пример конструкции ПАТ с армирующим слоем из нитей, проволоки, корда [4].

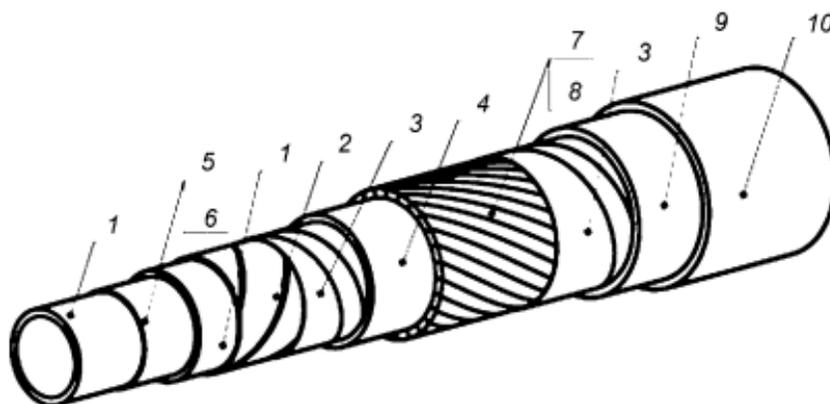


Рисунок 2 - пример конструкции ПАТ с армирующим слоем из нитей, проволоки, корда
 1 – внутренняя оболочка; 2 – армирующий слой; 3 – разделительный слой (опционально); 4 – наружная оболочка; 5, 6 – барьерный и адгезионные слои (опционально); 7, 8 – кабельный слой с сегментами с токопроводящими жилами и/или волоконно-оптическим кабелем (опционально); 9 – теплоизоляционный слой (опционально); 10 – защитная оболочка (опционально)

Сборка ПАТ на транспортировочном барабане представлена на рисунке 3.



Рисунок 3 – сборка ПАТ на транспортировочном барабане

Полимерно-армированные трубы имеют следующие преимущества по сравнению со стальными:

Более высокая коррозионная стойкость и, как следствие, более низкие затраты на строительные-монтажные работы за счет отсутствия необходимости строительства средств по защите от коррозии;

Меньший вес;

Простота транспортировки и монтажа;

Меньшая шероховатость внутренней поверхности стенок (потери давления на 1 км трубопровода из ПАТ будут меньше чем у аналогичного из стали);

Эластичность;

Высокая скорость строительства;

Следует отметить тот факт, что в ПАО НК «Роснефть» активно используются ПАТ для строительства промысловых трубопроводов [5].

Особенности транспортировки и хранения ПАТ: транспортируются всеми видами транспорта в соответствии с правилами перевозки. Доставленные в зимний период ПАТ необходимо выдержать перед использованием до 2-х часов при плюсовой температуре; хранить трубы из полипропилена не допускается под открытыми солнечными лучами, оберегая от атмосферных осадков, загрязнения, вдали от источников открытого огня и нагревательных приборов (далее 1 м), растворителей, клеев, красок и других химически активных материалов.

Земляные работы по подготовке траншей для укладки подземного ПАТ аналогичны стальным трубопроводам.

Способы соединения ПАТ: разъемное и неразъемное соединение.

Разъемное – фланцевое, при котором ПАТ стыкуются друг с другом с помощью фланцевых соединений. Данный способ позволяет соединить ПАТ со стальным трубопроводом. Так же к неразъемным относятся резьбовое соединение.

Неразъемное соединение выполняется термоконтakтным способом – по аналогии с пластмассовыми трубопроводами (сварка встык).

Разъемное фланцевое соединение представлено на рисунке 4.

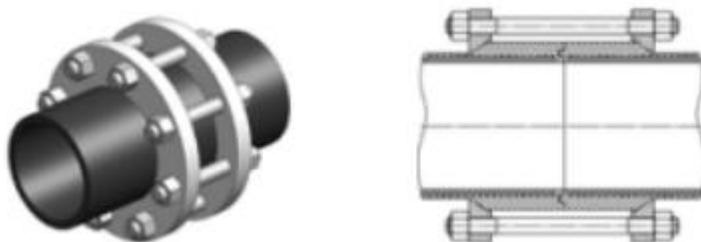


Рисунок 4 – фланцевое соединение ПАТ.

При эксплуатации ПАТ могут возникнуть проблемы, связанные с надежностью эксплуатации. Для ПАТ характерны следующие причины отказов: разрушение армированного каркаса при превышении давления перекачиваемой среды выше допустимых значений. Возникновение кольцевых трещин в местах стыков ПАТ по причине гидравлических ударов.

Для безопасной эксплуатации ПАТ необходимо: вести учет качества трубопроводов, исследование дефектов, проводить диагностику ПАТ. Следует отметить факт возможности проведения ультразвуковой диагностики для обследования ПАТ [7].

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гибкие полимерно-армированные трубы - новое слово в оснащении нефтегазовых объектов - [Электронные ресурс]. Режим доступа <https://marketing.rbc.ru/articles/12573/#:~:text=Гибкие%20полимерно-армированные%20трубы%2C%20или%20ПАТ%2C,рабочим%20давлением%20до%204%2F10%2F25%20МПа>
2. Состояние трубопроводного транспорта в России: Старое против нового - [Электронные ресурс]. Режим доступа <https://dprom.online/oilngas/sostoyanie-truboprovodov-v-rossii-staroe-protiv-novogo/>
3. ЦДУ ТЭК Дело-труба - [Электронные ресурс]. Режим доступа https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2021/4/890/
4. ГОСТ Р 59834-21 «Трубопроводы промышленные. Трубы гибкие полимерные армированные и соединительные детали к ним. Общие технические условия»;
5. Опыт применения полимерно-армированных трубопроводов в ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» - [Электронный ресурс]. Режим доступа <https://glavteh.ru/wp-content/uploads/2020/04/opyt-primeneniya-polimerno-armirovannyh.png>
6. Специальные технические условия на проектирование и строительство объекта «Проект развития Русско-Реченского месторождения. Нефтепровод от мобильной установки подготовки нефти (МУПН) Русско-Реченского месторождения до

приемстадоочного пункта (МПСП) на Тагульском месторождении». – ООО «ПромЭкоКонсалтинг» - 2022.

7. Результаты ОПИ методов диагностирования полимерно-армированных трубопроводов - [Электронный ресурс]. Режим доступа <https://corr-conf.ru/upload/iblock/bfa/bfa7c88d213808995080e4b402226e39.pdf>

УДК 553.98

БЕЗОПАСНОСТЬ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ УСТЬЕМ СКВАЖИН

А.С. Терешенков¹, А.А. Жалилова², Д.А. Мельникова³

1- Магистр; 2- Ассистент; 3- Научный руководитель: к.т.н., доцент
*ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
г.Самара, Россия
e-mail: melnikovada1988@mail.ru*

Аннотация. В статье рассматриваются основные аспекты безопасности автоматизированных систем управления (АСУ) устьями скважин, которые играют ключевую роль в обеспечении безопасности и эффективности добычи нефти и газа. Особое внимание уделяется электробезопасности, взрывобезопасности, защите от коррозии, защите от механических повреждений.

Ключевые слова: Автоматизированные системы управления (АСУ), безопасность, устья скважин, электробезопасность, взрывобезопасность, защита от коррозии, защита от механических повреждений, модернизация, надежность, нефтегазовая отрасль.

Автоматизированные системы управления (АСУ) устьями скважин играют ключевую роль в обеспечении безопасности и эффективности добычи нефти и газа. Они позволяют контролировать и регулировать процессы добычи, предотвращая возможные аварии и обеспечивая бесперебойную работу скважин. Однако, как и любые технические системы, АСУ устьев скважин требуют особого внимания к вопросам безопасности.

В нефтегазовой отрасли безопасность АСУ устья скважин является одним из важнейших аспектов, который требует особого внимания и контроля со стороны специалистов. В данной статье мы рассмотрим основные аспекты безопасности АСУ устья скважин, меры предосторожности и рекомендации, которые могут помочь обеспечить безопасность и предотвратить возможные аварии.

Актуальность данной темы обусловлена необходимостью обеспечения безопасности в нефтегазовой отрасли, где аварии могут привести к серьёзным последствиям для окружающей среды, здоровья персонала и оборудования.

Целью данной статьи является анализ основных аспектов безопасности АСУ устья скважин и разработка рекомендаций по обеспечению безопасности и предотвращению возможных аварий.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- рассмотреть основные аспекты безопасности АСУ устья скважин;

- проанализировать меры предосторожности и рекомендации по обеспечению безопасности АСУ устья скважин;
- разработать рекомендации по повышению безопасности АСУ устья скважин.
- Модернизация безопасности АСУ устья скважин.

Основные аспекты безопасности АСУ устья скважин

Электробезопасность: АСУ устьев скважин включают в себя электрические компоненты, которые могут представлять опасность при неправильном использовании или неисправности. Необходимо обеспечить защиту от поражения электрическим током, а также предотвратить возможность возникновения пожаров из-за короткого замыкания.

Взрывобезопасность: В процессе добычи нефти и газа могут образовываться взрывоопасные смеси. АСУ устьев скважин должны быть спроектированы и установлены таким образом, чтобы исключить возможность возникновения искры или пламени, которые могут привести к взрыву.

Защита от коррозии: АСУ устьев скважин работают в условиях, где возможно воздействие агрессивных сред, таких как сероводород или соляные растворы. Необходимо обеспечить защиту металлических компонентов от коррозии, чтобы предотвратить их разрушение и возможные аварии.

Защита от механических повреждений: АСУ устьев скважин могут подвергаться воздействию механических нагрузок, таких как вибрация или удары. Необходимо обеспечить прочность и надёжность конструкции, чтобы предотвратить возможные повреждения и аварии.

Основными мерами предосторожности и рекомендациями можно считать: регулярное техническое обслуживание и проверка АСУ устьев скважин для выявления и устранения возможных неисправностей; обучение персонала правилам безопасности и эксплуатации АСУ устьев скважин; соблюдение правил и требований безопасности при установке, эксплуатации и обслуживании АСУ устьев скважин; использование сертифицированных компонентов и оборудования, соответствующих стандартам безопасности; своевременное реагирование на сигналы тревоги и оповещения о возможных неисправностях АСУ устьев скважин.

Модернизация безопасности АСУУС является важным аспектом обеспечения надёжности и эффективности нефтегазовой отрасли. Она позволяет предотвратить возможные аварии и катастрофы, связанные с автоматизированными системами управления устьем скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Глазунов Л.П., Грабовецкий В.П., Щербаков О.В. Основы теории надежности автоматических систем управления. - Л.: Энергоатомиздат, 1984.
2. Автоматизация управления технологическими процессами бурения нефтегазовых скважин : учебное пособие для вузов / В. Г. Храменков. — Москва : Издательство Юрайт, 2024.
3. Бурение скважин и автоматизированные системы управления в нефтяной промышленности западной сиббири 1976г. Белов В. И., канд. техн. паук; Богопольский А. И.; Винштейн И. И.; Григорьев П. Н., канд. техн. наук (отв. редактор); Карпов В. М., канд. техи. наук; Прасолов В. Л., канд техн. наук; Сушон Л. Я., канд. техн. наук; Томус Ю. Б.; Цепляев И. И.

УДК 622.276.8

**ПРИМЕНЕНИЕ ОТСТОЙНИКА ДЛЯ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ
ЭМУЛЬСИИ И ВЫВОДА ПРОМЕЖУТОЧНОГО СЛОЯ
НА НИКОЛЬСКОЙ УПСВ**

Д.Д. Вавилов

*Самарский Государственный Технический Университет, г. Самара, Россия
e-mail: Dvavilov2000@mail.ru*

Аннотация

Горизонтальные отстойники, применяемые на Никольском месторождении, способствуют эффективной подготовке нефти, однако проблема, возникающая в эксплуатации промежуточного слоя, на сегодняшний день остаётся особо актуальной. Чтобы обеспечить стабильное функционирование систем подготовки нефти, промежуточные слои, которые обычно отличаются высокой стойкостью, из этих отстойников периодически или в непрерывном режиме сливаются в резервуары для хранения нефти. Там они подвергаются обработке деэмульгатором и затем возвращаются в начальную точку технологического процесса, что может негативно сказаться на качестве самой нефти.

Ключевые слова: отстойник, водонефтяная эмульсия, загрязнения, промежуточный слой, оттяжные пружины.

Анализ произведён по основному объекту разработки Никольского месторождения, где не происходит вывод промежуточного слоя.

Актуальность обсуждаемой проблемы крайне высока. Отстойники, применяемые на установках по подготовке нефти, имеют ряд недостатков:

- ограниченная эффективность: отстойники не всегда обеспечивают полную очистку нефти от воды, твердых частиц и примесей;
- необходимость регулярного обслуживания: для поддержания высокой производительности отстойника требуется периодическая очистка и обслуживание;

- ограниченный объем обработки: отстойники имеют определенную вместимость и могут быть неспособны справиться с большим объемом нефти;
- присутствие сульфида железа в нефтяной эмульсии усложняет процесс деэмульсии и приводит к повышенной коррозии горизонтальных отстойников и коммуникаций.

Одна из предложенных моделей отстойников, которая показала наиболее эффективной для применения на установках по подготовке нефти, была предложена в патенте: «Горизонтальный отстойник для разделения водонефтяной эмульсии».

Для разделения водонефтяной эмульсии применяют горизонтальный сепаратор, имеющий корпус как с входящими, так и с выходными патрубками и устройство для извлечения среднего слоя, а также устройство для высадки среднего слоя. Стенки сепаратора прикреплены к прочной металлической камере, расположенной вне зоны завихрения потока, имеющей решающее значение для удаления среднего слоя, и прикреплены захватом к стенкам сепаратора. В камере имеются подпружиненные клапаны, закрывающие циркуляционные отверстия в камере, которые управляются поршнями пневмоцилиндров, установленными перпендикулярно циркуляционным отверстиям внутри. Поршни приводятся в движение давлением воздуха от компрессора.

Целью применения модернизированной конструкции отстойника на Никольской установке по подготовке нефти является:

- снижение расходов на подготовку нефти;
- улучшение процесса удаления промежуточного слоя из системы очистки.

Чтобы достичь желаемого эффекта, была облегчена структура системы очистки и увеличена надёжность оборудования.

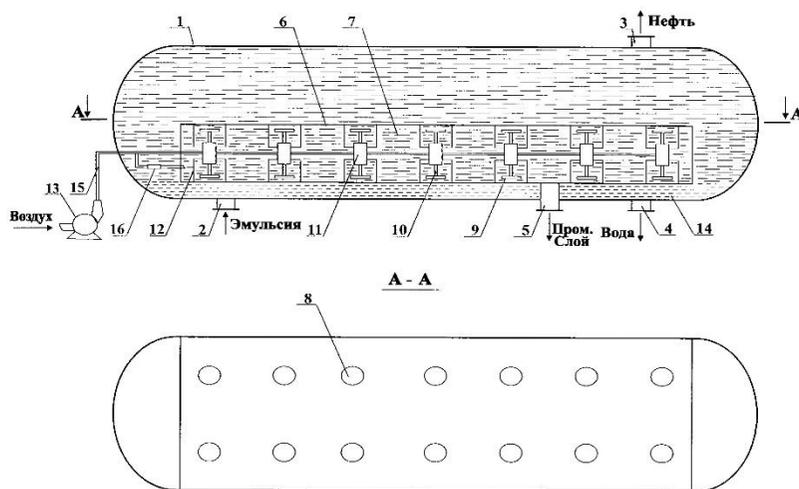


Рисунок 1 – Модель отстойника для вывода промежуточного слоя

Принцип работы предложенной конструкции отстойника следующий:

Нефтесодержащая жидкость (НСЖ), плотность которой составляет 900 кг/м³ а температура 16 градусов Цельсия, получает достаточную дозу специального

реагента для лучшего разделения фаз и поступает в отстойник через входной патрубок 2. Нефть проходит через специальные отверстия 8 и выходит через выходящий патрубок 3, расположенный в верхней части аппарата. Вода, отделившаяся от нефти, осаждается в нижней части и удаляется через выкидную трубу 4. Уровень раздела фаз и сброшенной воды контролируется специальной автоматической системой.

Промежуточный слой 7, является причиной ухудшения качественного отстоя нефтесодержащей жидкости. Чтобы избавиться от этого слоя, необходимо закрыть циркуляционные отверстия 8 при помощи клапана 9, затем подать воздух при помощи компрессора 13 для создания необходимого давления в воздушной линии 15.

Для вытеснения промежуточного слоя 7 в выходной патрубок 5 открывают обратный клапан 16, чтобы под действием избыточного давления получился нужный эффект. Очистив промежуточный слой 7 компрессор 13 выключается, и оттяжные пружины (на схеме они не указаны) в пневматических цилиндрах 11 расширяются, вернув клапаны 9 в исходное положение и восстановив нормальную работу горизонтального отстойника.

Вывод

Предлагаемый горизонтальный отстойник для разделения нефтяной эмульсии обладает высокой эффективностью благодаря своей простоте, надежности и стабильности. Эта модель удобна в использовании тем, что ускоряет процессы разделения, снижает трудозатраты и обеспечивает безопасность рабочих. Применение данного отстойника также позволяет сократить финансовые расходы на подготовку нефти к дальнейшей её переработке.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Байков Н.М. и др. Сбор, транспорт и подготовка нефти. - М.: Недра, 1975, с.195.
2. Бухаленко Е.И. Нефтепромысловое оборудование - М.: Недра, 1990
3. Л.Г. Чичеров, Г.В. Молчанов, А.М. Рабинович и др. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования: Учеб. Пособие для вузов. - М.: Недра, 1987. - 442 с.
4. Горизонтальный отстойник для разделения водонефтяной эмульсии https://yandex.ru/patents/doc/RU2216380C2_20031120.

УДК 621.3.079

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТОЧНОСТИ РАСЧЕТА ДИНАМИЧЕСКОГО УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ, ОСНАЩЕННОЙ ЭЦН, РАЗЛИЧНЫМИ СПОСОБАМИ

К.М. Чубаров, А.В. Стариков

*Самарский государственный технический университет**Самара, Россия**E-mail: star58@mail.ru***Введение**

Современные станции управления погружными электрическими центробежными насосами имеют в своем составе программируемые контроллеры с большими вычислительными возможностями. Это позволяет производить расчет динамического уровня жидкости в скважине по сигналам датчиков тока и напряжения, установленных на выходе станции управления [1, 2].

Один из способов расчета заключается в измерении фазного тока I_{cy} на входе повышающего трансформатора и вычислении динамического уровня $H_{дин1}$ по формуле [1]

$$H_{дин1} = \frac{\left[\left(\frac{I_{cy} - I_{xx.ТМПН}}{k_{ТМПН}} \right)^2 - I_0^2 \right] M_{ном}}{\left[I_{1ном}^2 - I_0^2 \right] \frac{k_Q \rho g}{\eta_{нас}}} - \frac{\eta_{нас} M_0}{k_Q \rho g} - H_{тр} - \frac{P_{буф}}{\rho g} + H_2, \quad (1)$$

где $I_{xx.ТМПН}$ и $k_{ТМПН}$ – ток холостого хода и коэффициент трансформации повышающего трансформатора; $I_{1ном}$ – номинальный ток статора погружного асинхронного двигателя (ПЭД); I_0 – ток холостого хода погружного двигателя; $M_{ном}$ и M_0 – номинальный момент и момент трогания двигателя совместно с погружным центробежным насосом; $\eta_{нас}$ – коэффициент полезного действия погружного насоса; $H_{тр}$ – потери напора на преодоление сил трения в насосно-компрессорных трубах при движении потока жидкости; $P_{буф}$ – буферное давление на устье скважины; ρ – плотность нефтяной смеси; g – ускорение свободного падения; H_2 – дополнительный напор, вызванный работой выделяющегося из

жидкости газа; k_Q – коэффициент пропорциональности, связывающий производительность насоса со скоростью вращения.

Еще один способ основан на измерении фазных токов I_{cy} , напряжений U_{cy} и частоты f_1 на выходе станции управления и расчете динамического уровня жидкости в скважине $H_{дин2}$ по другой формуле

$$H_{дин} = d_1 f_1 - d_2 - \sqrt{d_3 f_1^2 - d_4 U_{cy} (I_{cy} - d_5) + d_6 (I_{cy} - d_5)^2 \sqrt{d_7 + d_8 f_1^2}}, \quad (2)$$

$$\text{где; } d_1 = \frac{\pi \eta_{нас} M_{ПЭД.ном}}{Z_n k_Q \rho g (\omega_0^{50} - \omega_{ном})}; \quad d_2 = \Delta H; \quad d_3 = d_1^2;$$

$$d_4 = \frac{3 M_{ПЭД.ном} \eta_{нас}^2 \eta_{ПЭД} \cos \varphi}{(k_Q \rho g)^2 (\omega_0^{50} - \omega_{ном})};$$

$$d_5 = I_{xx.ТМПН}; \quad d_6 = \frac{d_4}{k_{ТМПН}^2}; \quad d_7 = R_{кл}^2; \quad d_8 = 4\pi^2 L_{кл}^2; \quad \omega_0^{50} - \text{ скорость идеального}$$

холостого хода двигателя при частоте питающего напряжения 50 Гц; $M_{ПЭД.ном}$ и $\omega_{ном}$ – номинальные момент и скорость вращения ПЭД; Z_n , $\eta_{ПЭД}$ и $\cos \varphi$ – число пар полюсов, коэффициент полезного действия и коэффициент мощности

$$\text{двигателя; } \Delta H = H_{тр} + \frac{P_{буф}}{\rho g} - H_z.$$

Очевидно, что на точность расчета динамического уровня по формулам (1) и (2) будет оказывать влияние погрешность датчиков тока и напряжения, а также определенные упрощения, которые были сделаны при выводе этих формул. В связи с этим целью проводимого исследования является оценка точности (погрешности) расчета динамического уровня жидкости в скважине двумя рассматриваемыми способами.

Решение задачи

Для решения поставленной задачи произведем компьютерное моделирование гипотетической нефтяной скважины, оснащенной погружным электроцентробежным насосом с асинхронным двигателем и станцией управления с преобразователем частоты. Для согласования выходного напряжения станции управления с напряжением ПЭД применен повышающий трансформатор ТМПНГ100/3. Скважина имеет площадь затрубного пространства $S_z = 0,0083 \text{ м}^2$, плотность добываемой нефтяной смеси $\rho = 1,041 \text{ кг/м}^3$, коэффициент продуктивности нефтяного пласта $k_{np} = 9,118 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{сут.}$, статический уровень жидкости в скважине $H_{ст} = 180 \text{ м}$. Насос, имеющий при работе на воде номинальную производительность $Q_{ном.в} = 125 \text{ м}^3/\text{сут.}$, характеризуется коэффициентом $k_Q = 4,558 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{рад}$ и $\eta_{нас} = 0,493$. Рассматриваемый ПЭД имеет следующие характеристики: $I_{1ном} = 27,5 \text{ А}$, $I_0 = 17,4 \text{ А}$, $M_{ном} = 151,6 \text{ Нм}$ и $M_0 = 8,2 \text{ Нм}$. Для согласования выходного напряжения преобразователя частоты с напряжением ПЭД используется повышающий трансформатор с коэффициентом трансформации $k_{ТПН} = 3,65$ и током холостого хода $I_{хх.ТПН} = 5,5 \text{ А}$.

Расчетная модель совокупности нефтяной скважины, центробежного насоса, ПЭД, преобразователя частоты ПЧ и двух вычислителей динамического уровня жидкости, реализующих формулы (1) и (2), приведена на рис. 1. Преобразователь частоты позволяет формировать линейный закон напряжения U_{cy} в функции частоты f_1 с заданным темпом изменения во времени. Вычислитель динамического уровня жидкости в скважине, работающий на основе формулы (1), представлен следующим набором блоков (рис.2). Вычислитель динамического уровня, реализующий формулу (2), имеет расчетную модель, приведенную на рис. 3. Разработанная расчетная модель позволяет построить в одних осях графики изменения во времени фактического динамического уровня жидкости в скважине и выходных сигналов вычислителей.

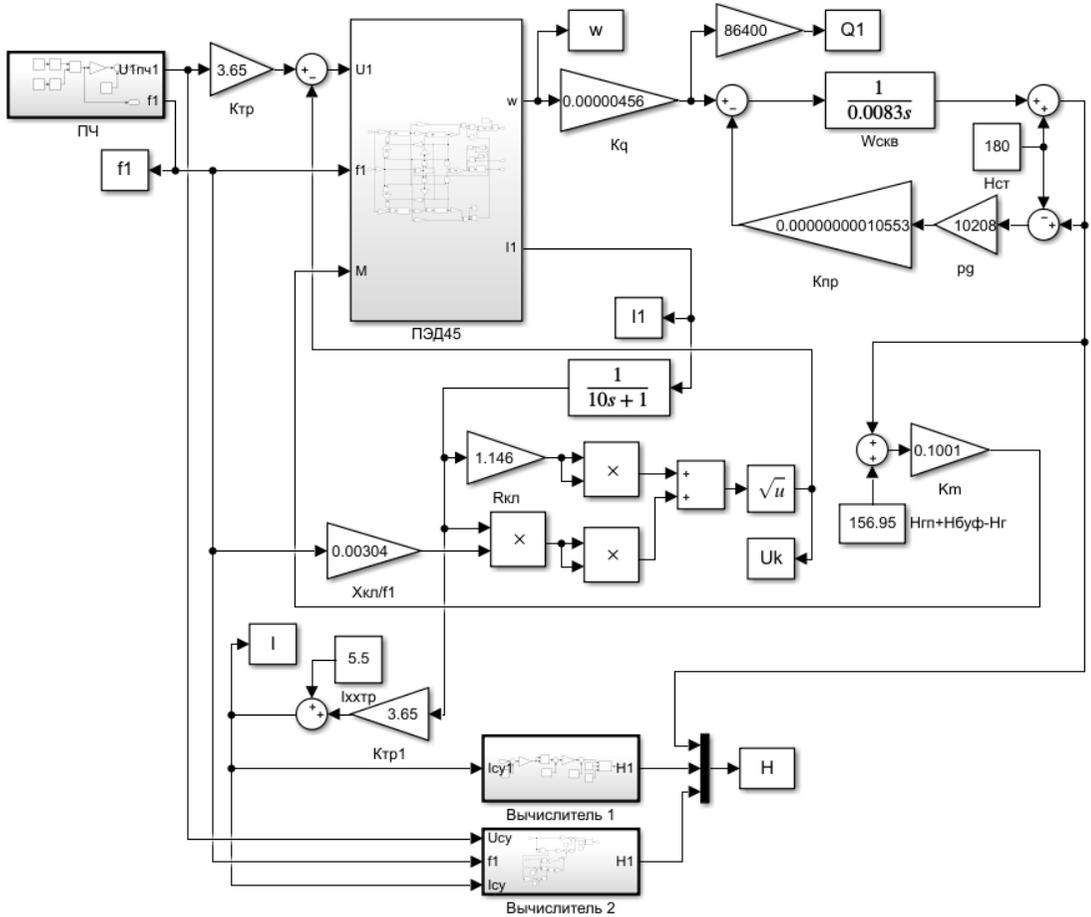


Рис. 1. Расчетная модель предложенной системы стабилизации динамического уровня жидкости в скважине

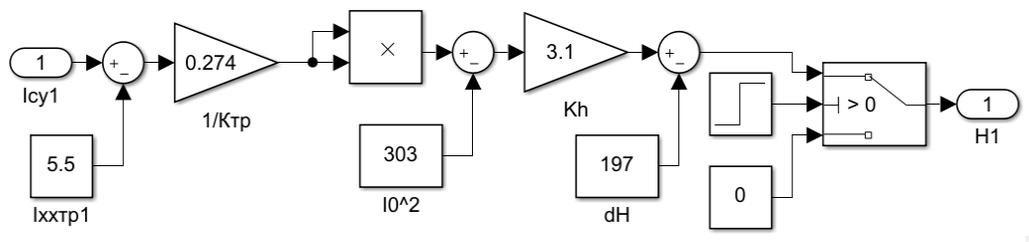


Рис. 2. Расчетная модель вычислителя динамического уровня жидкости в скважине, реализующего формулу (1)

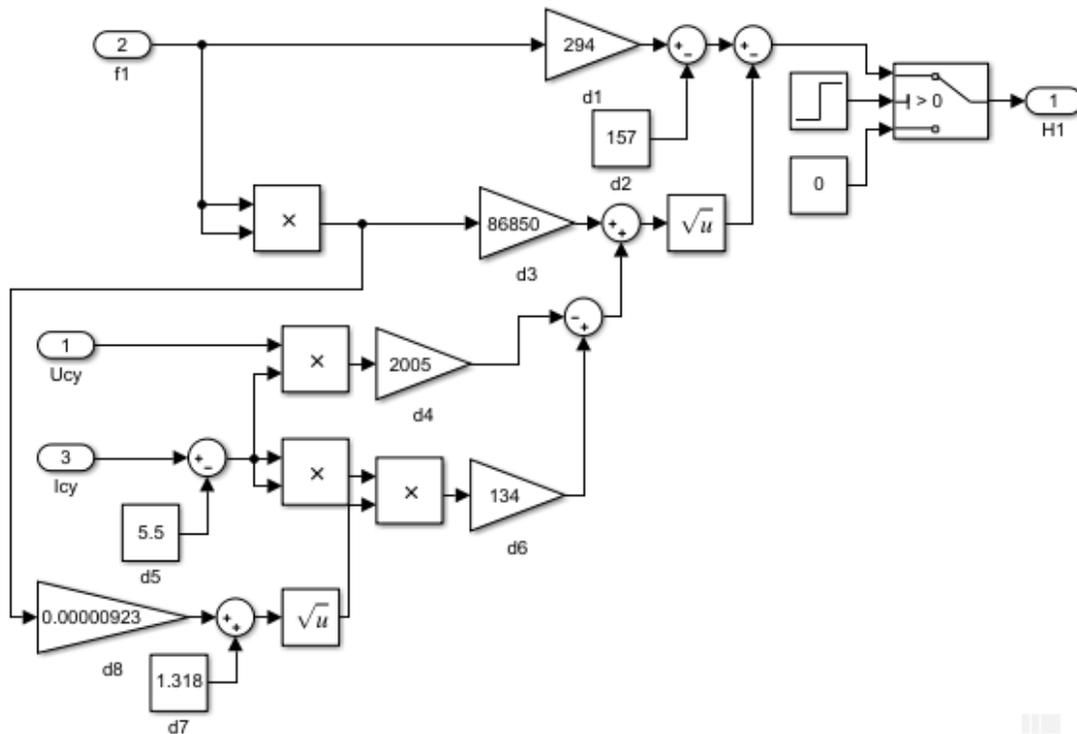


Рис. 3. Расчетная модель вычислителя динамического уровня жидкости в скважине, реализующего формулу (2)

Результаты моделирования при формировании станцией управления номинального фазного напряжения 220 В частотой 50 Гц без учета погрешностей измерения датчиков тока и напряжения приведены на рис. 4. Кривая 1 показывает фактическое изменение динамического уровня жидкости в скважине, кривая 2 – результаты вычисления уровня по формуле (1), кривая 3 – результаты вычисления уровня по формуле (2). Анализ графиков позволяет сделать следующие выводы. На начальном этапе работы погружного насоса, когда динамический уровень жидкости начинает изменяться от значения статического уровня погрешности обоих вычислителей велики. Это объясняется тем, что ПЭД и центробежный насос начинают работать в режиме, далеком от номинального, что сказывается на коэффициентах полезного действия. Кроме того, особенность программной среды Matlab Simulink, в которой производилось моделирование, всегда считает начальные условия нулевыми, что сказывается на результатах вычисления.

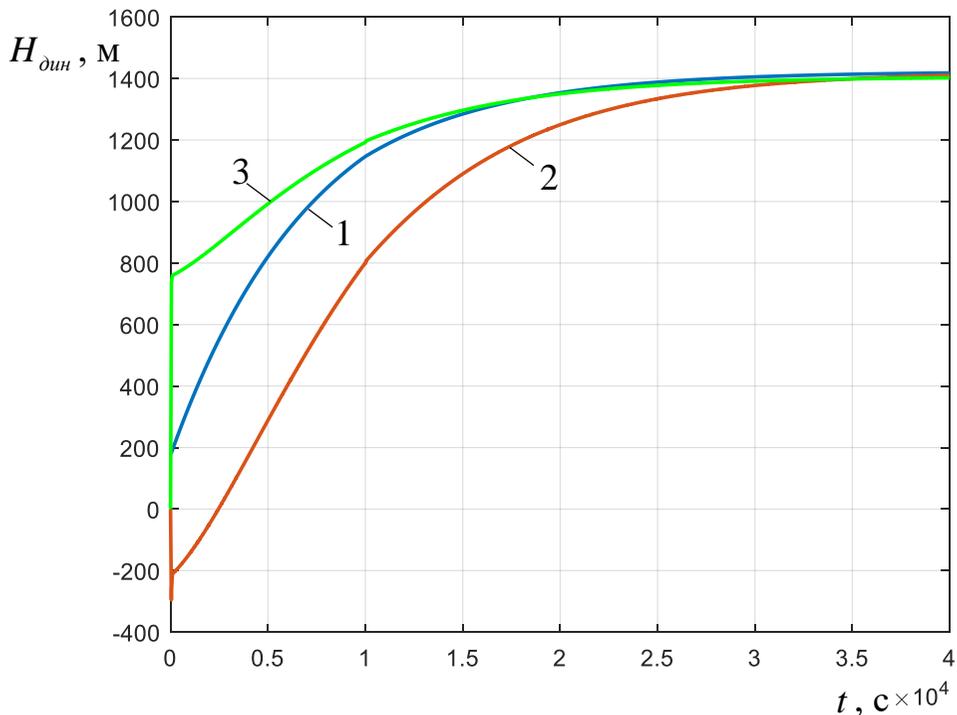


Рис. 4. Графики изменения динамического уровня жидкости в скважине и выходных сигналов вычислителей при работе ПЭД на частоте 50 Гц без учета погрешностей измерителей тока и напряжения

Однако, при приближении динамического уровня к установившемуся значению 1418 м, соответствующему работе ПЭД на номинальной частоте, вычислитель, реализующий формулу (1), показывает результат 1410 м, то есть погрешность вычисления составляет 0,56%. В то же время выходной сигнал второго вычислителя, работающего по формуле (2), становится равным 1402 м, что соответствует погрешности в 1,12%.

Если же в процессе моделирования принудительно задать погрешность 2% в сигналах измерения тока и напряжения станции управления погружным насосом, то получаются следующие результаты (рис. 5). Они показывают, что погрешность первого вычислителя динамического уровня, имеющего на своем выходе сигнал 1518 м, увеличивается до 7%. Второй вычислитель при этом показывает результат 1472 м, то есть его погрешность составляет 3,8%. Следовательно, погрешности первичных датчиков существенно оказывают влияние на точность вычисления динамического уровня жидкости в скважине.

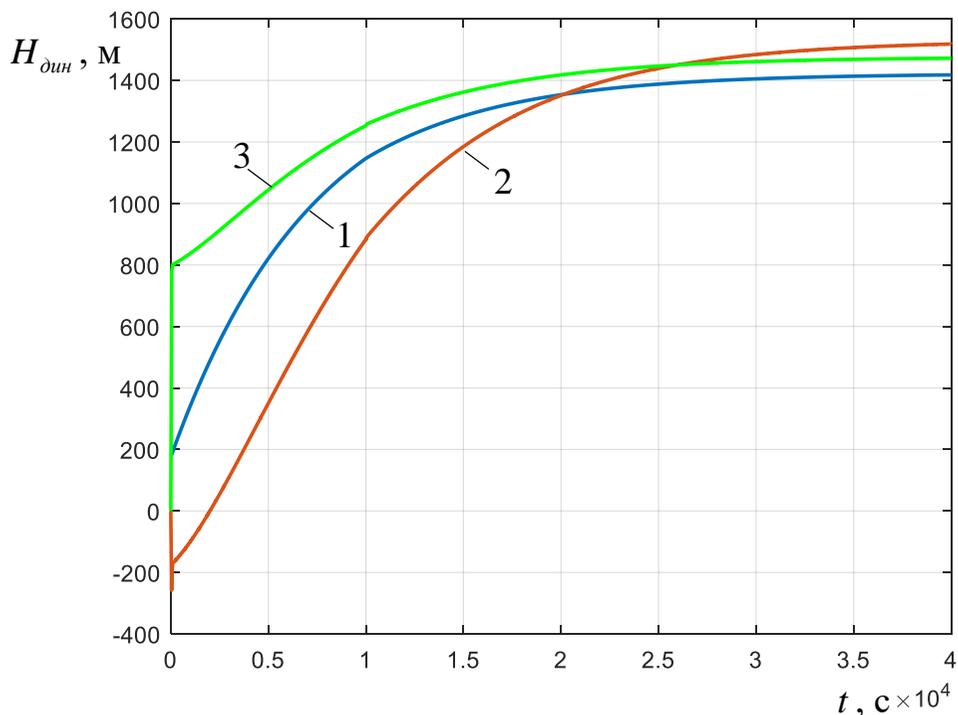


Рис. 5. Графики изменения динамического уровня жидкости в скважине и выходных сигналов вычислителей при работе ПЭД на частоте 50 Гц с учетом погрешностей измерителей тока и напряжения

Промоделирована также ситуация, когда станция управления подает на повышающий трансформатор частоту питающего напряжения ниже номинальной, например, 45 Гц, что соответствует фактическому заданному динамическому уровню жидкости в скважине 1294 м. Графики изменения динамического уровня жидкости и выходных сигналов вычислителей для этого случая приведены на рис. 6. Вычислитель, реализующий формулу (1), показывает итоговый сигнал 1134 м, что соответствует погрешности 12,4%. В то же время, вычислитель, работающий по формуле (2), имеет на своем выходе результат в 1318 м, то есть его погрешность равна 1,85%.

Таким образом, проведенное исследование убедительно показывает, что для косвенного измерения динамического уровня жидкости в нефтяной скважине более предпочтительным является способ, основанный на измерении фазного тока и напряжения на выходе станции управления погружным насосом и вычислении уровня по формуле (2).

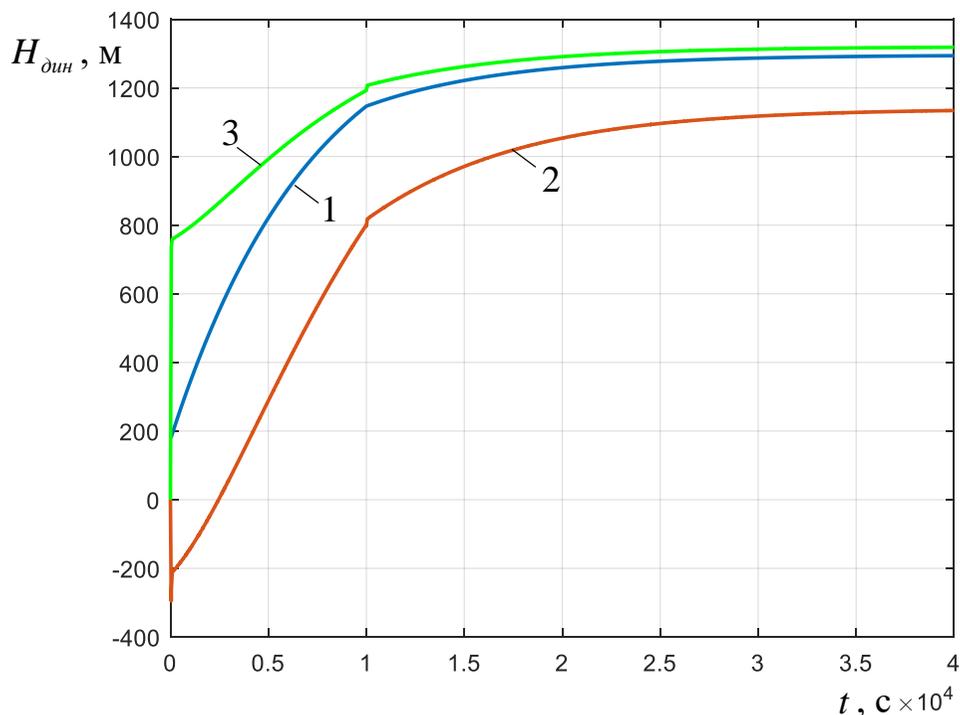


Рис. 6. Графики изменения динамического уровня жидкости в скважине и выходных сигналов вычислителей при работе ПЭД на частоте 45 Гц без учета погрешностей измерителей тока и напряжения

Выводы

1. Применение вычислителя динамического уровня жидкости в нефтяной скважине по результатам измерения фазного тока и напряжения на выходе станции управления погружным центробежным насосом обладает меньшей погрешностью по сравнению с вычислителем, использующим только измеренное значение тока.

2. Для обеспечения приемлемой погрешности вычисления динамического уровня необходимо использовать в станции управления датчики тока и напряжения высокого класса точности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Стариков А.В., Косорлуков И.А., Чубаров К.М. Наблюдатель динамического уровня жидкости в нефтяной скважине / Вопросы электротехнологии, № 3 (40), 2023. – С. 72 – 77.
2. Стариков А.В., Косорлуков И.А., Чубаров К.М. Синтез системы стабилизации динамического уровня жидкости в нефтяной скважине по сигналам датчиков тока / Ашировские чтения: Сб. трудов Всероссийской научно-практической конференции. Том 2 – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2023. – С. 136 – 144.

УДК 622.276

**ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С
ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ***Н.Н. Черепанов, М.А. Шейкина**ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара, Россия, cherepanovnikn@gmail.com*

Аннотация: В статье рассмотрено влияние газового фактора на добычу и подготовку нефти, а также возможные осложнения и меры по их предотвращению. Описываются две основные причины повышения газового фактора в продукции скважин и их последствия. Уделено внимание вопросам безопасности при работе с продукцией с высоким значением газосодержания. Также рассмотрены действия по предотвращению осложнений, включая использование ингибиторов гидратообразования, регулирующих клапанов и клапанов-отсекателей.

Ключевые слова: ГАЗОВЫЙ ФАКТОР, ГИДРАТЫ, ВЫСОКОЕ ДАВЛЕНИЕ, ГАЗОВАЯ ШАПКА.

В настоящее время крупные нефтегазовые компании нашей страны занимаются обустройством нефтяных месторождений, продукция которых характеризуется высоким газовым фактором.

В соответствии с определением, газовый фактор – это количество газа, которое содержится в продукции нефтяной скважины. Единицами измерения этой величины являются: $\text{м}^3/\text{м}^3$, $\text{м}^3/\text{т}$. [1].

При разработке месторождений различают две причины содержания газа. Первой причиной является снижение давления в продуктивном пласте до значения, при котором наступает насыщение нефти газом. После этого происходит выделение газа в свободную фазу [1]. В этом режиме газ начинает расширяться за счет падения в пласте давления в процессе разработки. За счет такого процесса нефть вытесняется к забою добывающих скважин. Движущей силой при этом является расширяющийся газ. Такой режим наблюдается в залежах, имеющих пологое падение пластов [2]. В подобных залежах свободный газ отсутствует, а краевая вода поступает в нефтяные пропластки достаточно слабо. По мере разработки таких залежей газовый фактор начинает расти достаточно быстро, но после достижения некоторого максимального значения, падает почти до полного истощения [1].

Второй причиной повышения газового фактора добываемой продукции нефтяных скважин является наличие свободного (прорывного) газа, который поступает в скважину из газовой шапки [3]. При этом газовый пласт не изолируют. В скважине происходит смешение нефти, имеющий низкий газовый фактор (за счет растворенного газа) и газа, выходящего из газовой шапки.

На устье скважины получают многофазный поток, который характеризуется газосодержанием со значениями до $80 \text{ тыс. м}^3/\text{м}^3$. Подобное свойство скважинной продукции обуславливают наличие следующих возможных осложнений:

- 1) отложения гидратов во внутренней полости трубопроводов;
- 2) высокие устьевые давления на устье скважины, которые обуславливают необходимость применения трубопроводов с большей толщиной стенки и арматуры на большие номинальные давления;

- 3) дроссель-эффект, возникающий при снижении давления на устье скважины с использованием регулирующего клапана;
- 4) необходимость устройства на кустовых площадках нескольких ступеней защиты от превышения давления, возникающего за счет прорыва газа из газовой шапки;
- 5) пробковый режим при транспорте продукции от кустов добывающих скважин до сооружений подготовки нефти.

Безопасность имеет высокое значение на месторождениях нефти. Нормативная документация, регулирующая область пожарной безопасности и правила обустройства таких месторождений, устанавливает ограничения на уровень газового фактора для каждого куста нефтяных скважин. Регламентируется, что газовый фактор одного куста не должен превышать $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ [2].

При проектировании нефтяных скважин особенно важно учитывать высокие значения газосодержания. Газ, присутствующий в продукции скважин, может иметь серьезные последствия, если не принять необходимых мер для его обработки и технологической обвязки.

Для предотвращения осложнений используются следующие мероприятия. Для предупреждения образования гидратов в трубопроводах, которые начинают откладываться в некоторых случаях уже в результате подъема по насосно-компрессорным трубам, используется подача ингибитора гидратообразования (метанола) [4]. Подача может осуществляться, как от блока дозирования реагента, размещаемого на кустовой площадке, так и по трубопроводам централизованной подачи от установки подготовки нефти (УПН) или центрального пункта сбора (ЦПС). В этом случае по территории месторождения в одном техническом коридоре с нефтегазосборными коллекторами от кустов скважин прокладываются также и ингибиторопроводы [5].

Подача ингибитора гидратообразования, в зависимости от проведенных технологических расчетов системы сбора, может производиться непосредственно на забой скважины, на устье скважины, либо в выкидной трубопровод. В особо сложных случаях возможна подача реагента в трубопроводы системы сбора (на линейной части) [6].

Прорыв газа из газовой шапки обуславливает наличие высоких устьевых давлений, значения которых в несколько раз превышают принятое расчетное давление системы сбора, составляющее 4,0 либо 6,3 МПа. Для снижения рабочего давления в начале выкидного трубопровода используется дроссель регулирующей, либо регулирующей клапан с электроприводом, которые в ручном или автоматическом режимах позволяют снизить давление до значений, не превышающих расчетное давление системы сбора [7].

При снижении давления на устье скважин возникает дроссель-эффект, который сопровождается резким понижением температуры продукции. Понижение температуры не является опасным, если устьевые температуры скважинной продукции составляют более $+30 \text{ }^{\circ}\text{C}$. При меньших рабочих давлениях и высокой вязкости нефти, а также при низких скоростях нефти в трубопроводах, возможно, ее быстрое охлаждение при прекращении транспортировки.

Так как повышенные значения давления на устьях нефтяных скважин, имеющих высокий газовый фактор, обусловлены прорывом газа из газовой шапки, а также высокими начальными значениями пластового давления, то необходимо

использование нескольких ступеней защиты системы сбора. Для первой ступени защиты, в качестве мероприятий применяют:

внутрискважинный клапан-отсекатель с системой гидравлического управления;

задвиги с автономным приводом в составе фонтанной арматуры;

клапан-отсекатель, устанавливаемый на выкидном трубопроводе;

быстродействующая шиберная задвижка с электроприводом, устанавливаемая на выкидном трубопроводе.

Эти мероприятия могут применяться как в отдельности, так и в комплексе друг с другом. Второй ступенью защиты, которая гарантированно обеспечивает защиту трубопроводов системы сбора от превышения давления, является узел предохранительных клапанов. Он может быть установлен либо на выкидном трубопроводе каждой скважины, либо на общем нефтесборном коллекторе в пределах кустовой площадки. Открытие предохранительного клапана осуществляется, когда произошел отказ арматуры первой ступени защиты.

Так как сброс продукции от предохранительного клапана представляет собой многофазный поток: (нефть, пластовая вода и газовая фаза), то необходимо предусмотреть на кустовой площадке специальную сбросную систему, которая позволит отделить жидкую фазу, а газ направить на факельную установку.

Выводы:

Таким образом, наличие высокого газового фактора в продукции нефтяных скважин оказывает отрицательное влияние на объекты обустройства месторождения, так как приводит к увеличению капитальных затрат за счет использования дополнительного оборудования и материалов. При отсутствии указанных выше мероприятий, может быть нанесен ущерб окружающей среде, выход перекачиваемого продукта в окружающую среду при разгерметизации трубопровода.

Использование мероприятий позволит снизить риски, которые возникают при добыче газа совместно с продукцией нефтяных пластов и обеспечить непрерывность технологического процесса.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Минханов И. Ф., Разработка нефтяных и газовых месторождений [Текст]: учеб. пособие для вузов / И.Ф.Минханов, С.А.Долгих, М.А.Варфоломеев; Казанский федеральный университет. – Казань, 2019. – 96 с.
2. Свод правил 231.1311500.2015. Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.
3. Рузин Л.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов. Учебное пособие/ Л.М.Рузин О.А.Морозюк – г. Ухта.- 2014. – 219 с.
4. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / А. К. Ягафаров, И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля и др. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010 – 396 с.
5. Горбатов В.А., Сокалов С.М., Пальянов П.А. Проектирование обустройства нефтяных месторождения и его научное обеспечение. // Журнал «Нефтяное хозяйство», №9.- 2005. С. 114 – 119.
6. URL: <https://vils.ru/articles/obustroystvo-mestorozhdeniy-nefti-i-gaza/?ysclid=lpo9fq45i579887586> [Электронный ресурс]. Дата обращения 01.12.2023.

7. Тухарели В.Д., Тухарели А.В. Очаров Н.Д. Особенности организации строительства объектов нефтегазовой отрасли. / Электронный журнал «Инженерный вестник Дона», №3.-2018.

УДК 001.895

ПРОБЛЕМЫ ВНЕДРЕНИЯ ИННОВАЦИЙ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А.А. Истомина, М.А. Шейкина

ФГБОУ ВО «СамГТУ», г.Самара, Россия, fanastasia279@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрены современный уровень развития нефтегазовой отрасли и проблемы, присутствующие в ней. Обозначена важность развития менеджмента инноваций и научно-технической базы предприятия. Представлены различные подходы к организации внедрения инноваций.

Ключевые слова: ИННОВАЦИИ; ИННОВАЦИОННЫЙ ПРОЦЕСС; ИННОВАЦИИ В ПРОИЗВОДСТВЕ; НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ.

В условиях современной конкуренции для каждого производства важна инновационная деятельность. Внедрение инноваций в производственный процесс является важным конкурентным преимуществом, что влияет на укрепление производственного потенциала на современном рынке, это касается и нефтегазовой отрасли нашей страны.

Современная деятельность нефтяной и газовой промышленности имеет немало проблем, требующих научно-технического и социально-экономического вклада в их решение. Как правило, большая часть финансирования используется на стадии разведки и добычи углеводородного сырья, отводя на второй план такие направления, как переработка и транспортировка углеводородов. Ещё одной важной проблемой является кадровый дефицит, который важен для анализа современного состояния технологического процесса и отрасли в целом [1].

Внедрения инноваций в нефтегазовую отрасль необходимо начать с первой стадии – анализ разведки месторождения, затем прибегнуть к расширению системы мониторинга за разработкой месторождения с помощью цифровых технологий и оптимизации данных о всех месторождениях в облачных хранилищах. Также стоит сконцентрировать внимание на кадрах, то есть усовершенствовать процесс обучения рабочего персонала и инженеров с освоением нового подхода к производству с использованием технологий «Индустрии 4.0» [2].

Нефтегазовые компании пытаются достичь развития и усовершенствования технологического процесса. Для этого предприятия разрабатывают стратегии развития на годы вперёд. Анализ современных практик внедрения и применения инноваций в нефтяных компаниях показал ряд проблем и противоречий.

К ним можно отнести:

- неопределённое количество затрат;
- неизвестный процент положительных результатов;
- плавающие сроки;

- возникновение непредвиденных ошибок [3- 4].

Исходя из этого, необходима тесная взаимосвязь между производством и наукой, присутствие какой-либо системы управления между осуществляющимся процессом и применением инноваций.

Инновационное внедрение должно быть взаимосвязано с общими задачами и целями производства. Для более быстрого применения инновации и повышения эффективности производства целесообразно применение поощрений работников предприятия для приоритетного выполнения заданий, связанных с инновациями. Необходимо развивать менеджмент инноваций на предприятиях, ведь в существующих организациях нечасто встречаются отделы, занимающиеся исключительно инновационным развитием и его продвижением. Важен и анализ рациональности применения инновации с точки зрения экологии, чтобы не нанести ей ущерб. В современном мире инновации применяются в производственном процессе не только как научно-технический вклад в развитие отрасли и предприятия, но и как его экономические, социальные или даже юридические улучшения [5-7].

Таким образом, для внедрения инноваций в производственный процесс нефтегазовой отрасли, минимизируя риски и затраты для производства, необходимо совершенствовать научно-техническое развитие и менеджмент инноваций. Качественно подготовленные и подобранные кадры, имеющие разносторонние профессиональные навыки и знания, либо профессионалы, в разных областях тесно взаимодействующие друг с другом способны к более чёткому и быстрому формированию инноваций и их предложений, что приведёт к развитию производства и отрасли.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Богданчиков С. Технологии – наш путь к лидерству // Нефтяное хозяйство. 2007. № 11.-С.4-6.
2. Мельчекова О.Г. Проблемы подготовки инновационно- ориентированных управленческих кадров // В сборнике: Интеграция науки, образования и производства – стратегия развития инновационной экономики. Материалы I Международной научнопрактической конференции. Комитет по науке и наукоемким технологиям Государственной Думы Федерального Собрания Российской Федерации. – 2011.-С.120-125.
3. Журавлева Н.Ю. Инновация как экономическая категория // Вестник СПбГУ. Серия № 5. – 2006. – № 4.-С.137-141.
4. Шмат В.В. Инновационное развитие нефтегазового сектора: зарубежный опыт // Нефтегазовый сектор России в теории и на практике / под ред. В.А. Крюкова, А.Е. Севастьяновой. Новосибирск: ИЭОПИ, 2003.-292 с.
5. Корнеева Е.Н. Оценка отношения персонала к инновациям как основа выработки мер по управлению изменениями на промышленных предприятиях // Российское предпринимательство. – 2008. – № 2.-С.2-4.
6. Корнеева Е.Н. Подходы к преодолению сопротивления персонала в процессе введения изменений на промышленном предприятии // Корпоративное управление в России: состояние, проблемы, развитие: сборник научных трудов. – Самара: Междунар. академия корпор. упр-я. Регион. отд-е «Приволжское», 2008.-С.32-37.

7. Собченко Н.В. Предпринимательские структуры: факторы, влияющие на устойчивое развитие // Вестник Белгородского университета потребительской кооперации. – 2009. – № 4 (часть 1).- 229-235 с.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ. ПРЕИМУЩЕСТВА SWCTT

Я.А. Мокшин, К.И. Бабицкая

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

mokshin_263@mail.ru

Аннотация: В данной статье рассматривается проблематика выбора и применения методов трассерных исследований в нефтедобыче. Сравнительный метод исследования дает возможность сделать выбор в пользу наиболее эффективных, экономически выгодных, рентабельных и целесообразных в зависимости от особенностей месторождения методов трассерных исследований.

Ключевые слова: SWCTT, трассерные исследования, РИТТ, трассер, нефтенасыщенность.

Метод трассерных исследований для контроля разработки месторождений и мониторинга системы поддержания пластового давления широко используется с 70-х годов XX века. Основная задача отслеживание фильтрационных потоков реализовывалась с помощью радиоактивных веществ, внедряемых в скважину. С стремительным развитием технологий и все общего уровня нефтедобычи технология трассерных исследований была внедрена в различные сферы разработки месторождений, превратившись в полноценное средство диагностирования и став альтернативой ряду привычных методов исследований (гидродинамических и промысловых геофизических). Основным принцип этих исследований заключается в отслеживании меток (трассировании). Проблематику при этом составляет вопрос о применении и объединении различных методов применения маркеров в единый кластер. Решать все задачи, используя только один тип трассеров или только один метод регистрации, один метод интерпретации данных и т.д., так как существуют определенные различия в используемых веществах, а также методах количественной идентификации, направлениях в нефтедобыче, методологии интерпретации и использовании результатов. Еще одним актуальным вопросом проблематики является отсутствие общепринятой классификации методов и терминологии, позволяющих при планировании работ четко обозначить используемый метод маркерных исследований и принять обоснованное решение по использованию того или иного сценария реализации работ. Таким образом, классификация методов маркерной диагностики, их описание, определение и структурирование ключевых отличительных параметров, а также ввод соответствующей терминологии являются актуальной задачей, позволяющей решить вопрос правильного выбора исследований, упростить выбор пути решения существующих геолого-промысловых задач недропользователя [3, ст. 4].

Трассеры в нефтяной отрасли промышленности нужны для выявления гидродинамических связей скважин, для оценки объемов и возможности извлечения остаточной нефти.

Перед проведением технических мероприятий по увеличению нефтеотдачи пласта крайне необходимо оценить их потенциальную эффективность, а после проведения исследования инструментально доказать итоговую эффективность этого мероприятия, эта процедура осуществляется посредством оценивания изменения остаточной нефтенасыщенности призабойной зоны пласта. Single-Well Chemical Tracer Test (SWCTT) является одной из основных технологий для оценки остаточной нефтенасыщенности в зоне ПЗП.

Данный метод основывается на осуществлении работ по внедрению в пласт нефтерастворимых, а также водорастворимых трассеров при определенной выдержке в зоне ствола добывающей скважины. После выдержки трассера, через определенный промежуток времени скважина повторно запускается в работу в аналогичное время, производится отбор проб на устье, а далее производится анализ на выявление содержания и концентрации трассеров в химико-аналитической лаборатории. Именно временной интервал выхода нефтерастворимого трассера напрямую демонстрирует нефтенасыщенность зоны ПЗП, в процессе анализа и интерпретации полученных данных о концентрации вещества.

Так как интенсивность гидролиза на прямую зависит от pH среды в районе призабойной зоны исследуемой скважины, Первоначальной задачей является корректная оценка интенсивности гидролиза в период подготовки к проведению SWCTT. Также во время лабораторных исследований определяется коэффициент разделения НРИ (этилацетат) между нефтью и водой. Важно учитывать измерение и анализ данных параметров для соблюдения, идентичных условиям исследуемого пласта (давление, температура, минерализация и соотношение фаз флюида).

Межскважинные трассерные исследования (PITT) применяются с аналогичной целью, однако разделяющийся химический трассер и не разделяющийся, инертный к межскважинной среде, трассер внедряется в нагнетательную скважину, и по интервалу времени за их выход также проводится оценка нефтенасыщенности в ячейке заводнения. Кардинальные отличия технологий SWCTT и PITT проиллюстрированы на рис. 2 и в табл.1. [4, с. 47–56]

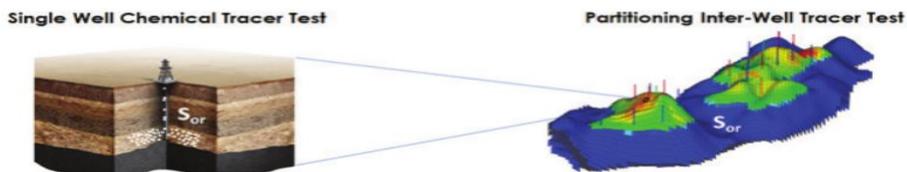


Рисунок 2. Отличия технологий SWCTT и PITT
Figure 2. Differences between SWCTT and PITT technologies

Таблица 1. Сравнительная характеристика технологий SWCTT и PITT
Table 1. Comparative characteristics of SWCTT and PITT technologies

Технология SWCTT / SWCTT technology	Технология PITT / PITT technology
Зона охвата составляет от 3 до 5 м Coverage area is 3 to 5 m	Зона охвата составляет от 100 до 500 м Coverage area is 100 to 500 m
Позволяет оценить остаточную нефтенасыщенность Evaluates residual oil saturation	Позволяет оценить остаточную нефтенасыщенность и установить факт наличия гидродинамической связи Evaluates residual oil saturation and establishes the hydrodynamic connection
Позволяет оценить эффективность ХМУН Evaluates the effectiveness of EOR	Позволяет оценить эффективность ХМУН / заводнения Evaluates the effectiveness of EOR / water flooding
Позволяет минимизировать риски и вовремя отказаться от масштабного внедрения технологии при недоказанном эффекте Minimize risks and timely rejection of large-scale implementation of the technology in case of unproven effect	Позволяет произвести корректировку гидродинамической модели Adjusts the hydrodynamic model
Длительность исследования составляет около 1 месяца. Study period is about 1 month	Длительность исследования составляет около 1 года. Study period is about 1 year

Индикаторные исследования при многостадийных гидроразрывах пласта (МГРП) - метод исследования, используемый для оценки фильтрационно-емкостных характеристик пласта и определения эффективности МГРП. Данные исследования состоят из комплекса мероприятий по внедрению помеченной жидкости в прискважинную часть пласта с целью фиксирования изменений концентрации или местоположений индикатора. Большим недостатком является возможность единичное проведение исследования в скважине после проведения такой операции. Также осложняет процесс проведения технологии из-за высокой металлоемкости конструкции. [1, ст. 17]

Большое влияние имеют компоненты, используемые при трассерных исследованиях, что имеет отдельное влияние при рассмотрении вопроса с точки зрения эффективности. Например, на Холмогорском месторождении была подобрана композиция ПАВ, которая проявила достаточно приемлемую эффективность, несмотря на крайне неблагоприятные температурные условия, что позволяет сделать вывод о том, что при оптимальной температуре пласта результаты могут быть наиболее продуктивны. ПАВ-полимерное воздействие может применяться, чтобы снизить риски, связанные с образованием стабильных эмульсий и солеотложения. [2, ст. 102-109]

Применение технологии SWCTT в нынешних реалиях позволяет определить эффективность композиций в рамках месторождения, отобранных на этапе керновых исследований; снизить риски / отказаться от выполнения ОПИ на скважинах при недоказанном эффекте; получить точную оценку эффективности композиций, не прибегая к численным методам оценки основанных на динамике изменения промысловых показателей и дополнительного строительства инфраструктуры; свести к минимуму сроки проведения исследовательских работ. Однако, при этом перед проведением мероприятий по увеличению нефтеотдачи пласта крайне

необходимо провести оценку их потенциальной эффективности в лаборатории, а также доказать инструментально эффективность непосредственно на месторождении.

При условии возможности применения метода SWCTT на конкретном месторождении, считаем более целесообразным использовать именно его, в связи с таким преимуществом, как меньший расход трассерного материала (50-100 л, при расходе 100-500 л при применении РИТТ), меньший срок интерпритации и получения ключевых результатов исследования (3-5 дней, анализ проб в мобильной химлаборатории, при применении срок составляет 15-60 дней, анализ в стационарной лаборатории).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акопян Э. А., Степанец Л. Ю. Анализ технологий проведения многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах // Технические науки, 2018.
2. Бондарь М.Ю., Осипов А.В., Громан А.А., Кольцов И.Н., Щербаков Г.Ю., Чебышева О.В. Результаты проведения трассерных исследований на единичных скважинах с разделяющими химическими индикаторами для оценки эффективности ПАВ-полимерного воздействия на месторождении Холмогорское // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. Том 4, №2, 2022.
3. Камышников А.Г., Лутфуллин А.А., Зарипов А.Т. Методы маркерной диагностики для контроля разработки месторождения. Классификация, структурирование и терминология // Нефтяное хозяйство, 2019.
4. Келлер Ю. А., Усков А. А. Методы оценки эффективности химических методов увеличения нефтеотдачи трассерными исследованиями SWCTT и РИТТ // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. Том 5, №1 (2023).

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ЗА СЧЁТ МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ПОЖАРОТУШЕНИЯ НА РВС№1 ПНН ЧЕСНОКОВСКОГО М-Я АО «САМАРАИНВЕСТНЕФТЬ»

А.Ю. Малев, Д.А Мельникова

ФГБОУ ВО «СамГТУ» город Самара, Россия E-mail: malevaleksey198@mail.ru

Аннотация. Достоверной статистики о пожарах в резервуарных парках не существует. Если установка пенного пожаротушения быстро тушит возгорание в резервуаре – в СМИ и в статистику информация об этом не попадает. Интерес общественности привлекают единичные случаи, когда резервуар загорелся и система не справилась сразу. В этом случае привлекается пожарная техника, и борьба с огнем превращается в опасную работу. На производственных проектах жестко контролируется соблюдение регламентов и стандартов промышленной безопасности. Сотрудники объекта обязаны проходить регулярное повышение квалификации, а подрядные организации проходят обязательный инструктаж. Тем не менее, пожары всетаки случаются.

Ключевые слова: Месторождение, резервуарный парк, резервуар вертикальный стальной, система подслоного тушения пожаров резервуаров (СППР).

Актуальность исследования заключается в обеспечении бесперебойной и качественной работы систем резервуаров, что позволит организовать стабильный грузопоток товарных продуктов между грузоотправителями и грузополучателями. В связи с этим, соблюдая технологическую операцию эксплуатации и обслуживание парков резервуаров, что повлияет на выявление стратегически важных задач независимо от нефтетранспортного предприятия.

Целью моей работы является анализ и разработка технологии пожаротушения резервуаров с нефтепродуктами в АО «Самаринвестнефть»;

- спроектировать новую систему пожаротушения резервуаров с нефтепродуктами, включающую в себя автономную установку подслоного пожаротушения в резервуарах с нефтепродуктами.

- уменьшение вероятности возникновения пожаров в резервуарах АО «Самаринвестнефть» на основе разработки и внедрения разработанных технических норм проектирования по пожарной безопасности.

При проектировании новой системы пожаротушения предлагается внедрение автономной установки подслоного пожаротушения в резервуарах. Модель относится к противопожарной технике, в частности, к пенным установкам подслоного тушения пожаров нефтепродуктов в стальных вертикальных резервуарах. Технический результат, достигаемый при использовании заявляемой полезной модели, заключается в снижении температуры в поверхностном слое за счет увлечения нижних «холодных» слоев горючего потоком всплывающей пены и их перемешивания с гомотермическим слоем, получение пены из запасов химических веществ, находящихся внутри установки, а также в обеспечении

быстрого и равномерного растекания пены по всей поверхности горючего. Поставленная задача решается тем, что установка подслоного тушения пожаров в резервуарах с нефтепродуктами включает, по крайней мере, четыре автономных тушащих модуля, размещенных в нижней части резервуара, имеющих общую систему дистанционного управления и содержащих запас огнетушащих веществ. При этом каждый тушащий модуль представляет собой жестко закрепленную к днищу резервуара емкость хранения сухого кислотного остатка с стабилизатором поверхностно-активного вещества, соединенную посредством трубопровода, снабженного быстродействующим электромагнитным клапаном, с баллоном хранения щелочи. Емкость снабжена перфорированной крышкой, выполненной в форме участка сферической поверхности, а баллон закреплен к стенке резервуара. Применение предлагаемой установки позволит тушить пожары при ограниченном запасе огнетушащих средств на объекте расположения резервуаров оборудованных автономной установкой подслоного пожаротушения за счет использования огнетушащей пены получаемой в автономных модулях предлагаемого устройства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Руководство по тушению нефти и нефтепродуктов в резервуарах и резервуарных парках. - М.: ГУГПС-ВНИИПО-МИПБ, 1999
2. Баратов, А.Н. Пожаротушение на предприятиях химической и нефтеперерабатывающей промышленности : учеб. пособие / Баратов, А.Н., Иванов, Е.Н. // - М.: Химия, 1979. - 368 с
3. Копылов, С.Н., Способ тушения горючих жидкостей: патент RU 2620705 С2 [Электронный ресурс]: авторское свидетельство /Копылов, С.Н., Агафонов, В.В., Федоткин, Д.В. и др.//, заявитель и патентообладатель ФГБУ ВНИИПО МЧС России.
4. Астапов, В.П. Устройство для тушения пожара в резервуаре [Электронный ресурс]: патент ВУ 11919 С1, А62С 3/06, номер заявки: а 20060971 /Астапов, В.П. (ВУ), Нацевский, С.А. (ВУ) и др. // заявитель и патентообладатель частное производственно-торговое унитарное предприятие «Брандмейстер» Республиканского государственно-общественного объединения «Белорусское добровольное пожарное общество» .
5. Копылов, С.Н. Способ противопожарной защиты резервуаров для хранения жидких горючих веществ и система для его осуществления [Электронный ресурс]: патент RU 2616848 С1 МПК А62С 3/06: авторское свидетельство/Копылов, С.Н., Агафонов, В.В., Федоткин, Д.В. и др.//, заявитель и патентообладатель ФГБУ ВНИИПО МЧС России.
6. Шароварников, А.Ф. Пенообразователь для подслоного тушения: [Электронный ресурс]: патент RU 2617781 С2, МПК С09К8/00/ авторское свидетельство/Шароварников, А.Ф. (RU), Корольченко, Д.А. (RU), Дегаев, Е.Н. (RU) // владелец патента ФГБОУ ВПО «Московский государственный 82 строительный университет»
7. Молчанов, В.П. Пожары резервуаров с нефтью и нефтепродуктами : учебное пособие / Молчанов, В.П., Сучков, В.П., Безродный, И.Ф. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья М.: ЦНИИТЭ нефтехим, 1992.

УДК 665.612.2

**ТЕХНИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО
НЕФТЯНОГО ГАЗА (ПНГ)***А.А. Фролова**Самарский государственный технический университет**г. Самара, Россия**email: annafrolova5050@gmail.com*

В данной работе рассмотрена актуальность переработки ПНГ разного состава и представлены направления использования попутного нефтяного газа, исключая бесполезное сжигание на факелах.

Ключевые слова: Добыча нефти, попутный нефтяной газ (ПНГ), экологические проблемы, метод утилизации, технико-экономическое обоснование, нефтехимия.

Основным продуктом, производимым на нефтяных кустах, является товарная нефть, побочными и неотъемлемыми компонентами добычи нефти является попутный нефтяной газ и пластовая вода. Попутный нефтяной газ — это составная часть пластовой смеси углеводородов, выделяющихся при снижении давления. Состав ПНГ меняется от месторождения к месторождению в широком интервале. Даже на одном месторождении состав газа не остается постоянным. ПНГ выделяется из нефти в процессе ее дегазации, то есть в процессе доведения параметров непосредственно жидкой нефти до товарного вида. Содержание растворенного в нефти попутного газа изменяется от 20 до сотен м³/т. Добычу попутного нефтяного газа невозможно регулировать, так как он выделяется при добыче нефти из растворенного в ней состояния. Состав ПНГ и его количество могут колебаться, сезонно и разово. Диапазон изменения параметров попутного нефтяного газа может составлять 10–15%. [1]

Для России проблема сжигания попутного нефтяного газа не является новой. Она входит в число приоритетных как для государства, так и для общественных объединений, включая Всемирный фонд дикой природы (WWF), который уже более десяти лет ведет в РФ независимый мониторинг ситуации с ПНГ, составляет рейтинг экологической ответственности нефтегазовых компаний, также призывает наладить в нашей стране систему космического мониторинга за факелами. [2]

Нефтяной попутный газ часто рассматривается как вторичный продукт добычи нефти, но его использование может иметь значительные положительные последствия. Проблема рационального использования ПНГ — комплексная: техническая, экологическая, экономическая.

Основными направлениями полезной утилизации попутного газа являются: нефтехимия (выработка автопропана, СПГ, СОГ, СПБТ, СГБ, газохимические технологии переработки с выработкой метанола отработаны только для природного газа, для ПНГ — еще нет); закачка в пласт для увеличения извлечения нефти и местная энергетика.

Нефтехимические направления требуют больших объемов ПНГ, прокладки трубопровода до ближайшего газоперерабатывающего завода, что на многих, особенно отдаленных месторождениях, на Севере России, в арктической зоне, на морских буровых установках, может быть практически нереально. [5] Использование попутного газа для обратной закачки в пласт с целью увеличения коэффициента извлечения нефти там, где это целесообразно, может проводиться, однако таким образом не утилизируется весь добываемый объем ПНГ. Кроме того, закачанный обратно в пласт попутный газ практически полностью будет возвращаться с добываемой нефтью, и опять возникнет задача его утилизации.

Энергетическое направление. Это направление доминирует, потому что энергетическое производство имеет практически неограниченный рынок. Попутный нефтяной газ – топливо высококалорийное и экологически чистое. Учитывая высокую энергоемкость нефтедобычи, во всем мире существует практика его использования для выработки электроэнергии для промышленных нужд. При постоянно растущих тарифах на электроэнергию и их доли в себестоимости продукции использование ПНГ для выработки электроэнергии можно считать экономически вполне оправданным.

Геологическое направление – это использование ПНГ для газового и водогазового воздействия с целью повышения нефтеотдачи пласта. Применение данного направления осложняется необходимостью проведения сложных геологических изысканий и составлением моделей, результатом которых может явиться заключение о невозможности внедрения такого вида утилизации газа из-за геологических особенностей и характеристик пласта, а также серьезными капитальными затратами на компрессорное оборудование.

Выбор метода утилизации попутного нефтяного газа возможен на основе анализа различных способов использования газа с учетом особенности разработки месторождения, местоположения, инфраструктуры, схем энергоснабжения, технико-экономического обоснования выбора рациональной схемы энергообеспечения и подбора энерготехнологического оборудования [6].

ЛИТЕРАТУРА

1. Гулина, С. А. Анализ влияния состава газового топлива на показатели эффективности авиационного газотурбинного двигателя : специальность 05.07.05 "Тепловые, электроракетные двигатели и энергоустановки летательных

- аппаратов" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Гулина Светлана Анатольевна. – Самара, 2011. – 177 с. – EDN QFUPNZ.
2. Обзор «Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России –2017» подготовлен в рамках проекта WWF России по прекращению сжигания ПНГ. А.Ю.Книжников, А.М. Ильин, Всемирный фонд дикой природы (WWF), Москва, 2017 год, 32с.
 3. Соловьев А.А. Проблемы использования попутного нефтяного газа в России//НефтеГазоХимия.–2015–URL
<https://cyberleninka.ru/article/n/problemyispolzovaniya-poputnogo-neftyanogo-gaza-v-rossii/viewer>
 4. Буренина И.В., Мухаметьянова Г.З. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России //Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015 – №3 – URL
http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/3_2015/ogbus_3_2015_p524-542_BureninaIV_ru.pdf
 5. Бородин, А. В. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России / А. В. Бородин, Б. Н. Мастобаев, К. Э. Лалаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2012. – № 1. – С. 35-40. – EDN OZGOYV.
 6. Клименко, Е. Т. Сравнительный анализ технологий использования ПНГ на объектах ПАО "НК "Роснефть" / Е. Т. Клименко, В. О. Ростовцев, А. Е. Солодилова // Нефтегазохимия. – 2019. – № 2. – С. 30-35. – DOI 10.24411/2310-8266-2019-10206. – EDN MXRZOO.

УДК 665.612.2

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ СЕПАРАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

А.А. Фролова

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

email: annafrolova5050@gmail.com

В данной статье рассмотрена актуальность проблемы рациональной утилизации попутного газа, а также основные изменения структуры по переработке и использованию попутного нефтяного газа. Также рассмотрен вариант переработки попутного нефтяного газа с помощью процесса низкотемпературной сепарации. Описаны достоинства и недостатки стандартной установки низкотемпературной сепарации и технология низкотемпературной сепарации на месторождении с низким давлением попутного нефтяного газа.

Ключевые слова: Попутный нефтяной газ, ПНГ, низкотемпературная сепарация.

Рациональное использование нефтяного (попутного) газа является важной задачей на различных этапах разработки и эксплуатации нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, с технологической, экономической и экологической точек зрения. Несмотря на снижение объёмов выброса парниковых газов в атмосферу на промышленных объектах России, вопрос рационального использования нефтяного газа является актуальной задачей. [1]

Одним из методов рационального использования нефтяного газа является приготовление водогазовых смесей с последующей их закачкой в продуктивный пласт. В зависимости от объемного расходного содержания газа в пластовых условиях, различают типы технологий: 1) для газосодержания в пластовых условиях менее 30% по объёму – технология увеличения нефтеотдачи пласта (технология SWAG) [2]; 2) для газосодержания нефтеотдачи пласта в пластовых условиях более 30% по объёму – технология аккумуляирования части нефтяного газа с возвратной добычей газа через определенный период времени разработки промышленного объекта (технология WAG, аналог сайклинг-процесса). Нефтяной попутный газ часто рассматривается как вторичный продукт добычи нефти, но его использование может иметь значительные положительные последствия. Проблема рационального использования ПНГ – комплексная: техническая, экологическая, экономическая.

Низкотемпературная сепарация является наиболее эффективным процессом для выделения и отделения из сырого газа всех высококипящих компонентов. Кроме того, сепарация газа при низкой температуре является отличным средством для дегидратации его, так как под действием сравнительно низких температур содержащиеся в газе пары воды конденсируются в капельную жидкость, переходя затем в кристаллогидраты, которые, как и жидкие углеводороды, в сепараторах отделяются от газа.[5]

Низкотемпературная сепарация – это технологически совершенный метод обработки природного газа, обеспечивающий одновременное извлечение тяжелых углеводородов и обезвоживание газа. Данный метод отличается высокой эффективностью и энергетической выгодой, поскольку использует энергию самих газовых потоков для создания необходимого охлаждения. Широкое применение низкотемпературной сепарации на газодобывающих промыслах обусловлено необходимостью подготовки газа к дальнейшей транспортировке и переработке. Процесс осуществляется при температурах от 0 до -30°C и позволяет получить ценные жидкие углеводороды (газовый конденсат) и очищенный от влаги и примесей газ.

Метод низкотемпературной сепарации, при котором охлаждение газа осуществляется холодом, вырабатываемым внешней холодильной станцией, является самым эффективным для контроля точки росы по углеводородам и их

сепарации, для скважин с малым давлением или на этапе падения температурного эффекта дросселирования.

По мере разработки месторождения на истощение для поддержания заданного уровня добычи жидких углеводородов из все облегчающегося состава исходной смеси необходимо снижать температуру сепарации. На практике же из-за непрерывного снижения свободного перепада давления температура сепарации постоянно растет. Поэтому на снижение эффективности НТС в процессе эксплуатации объективно влияют одновременно два фактора — облегчение состава пластовой смеси и повышение температуры сепарации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Новые технологии использования ПНГ / В. С. Вербицкий, В. В. Грачев, К. А. Горидько [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – № 10(106). – С. 68-74. – EDN TIDOFW.
2. Соловьев А.А. Проблемы использования попутного нефтяного газа в России//НефтеГазоХимия.–2015–URL <https://cyberleninka.ru/article/n/problemyispolzovaniya-poputnogo-neftyanogo-gaza-v-rossii/viewer>
3. Ямалетдинова, А.А. Александров А.А. // Наука и образование в жизни современного общества: сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции: в 18 частях, Тамбов, 29 ноября 2013 года. – Тамбов: ООО "Консалтинговая компания Юком", 2013. – С. 161-162. – EDN STKCZZ.
4. Плоскова, М. А. Анализ установок низкотемпературной сепарации природного газа и попутного нефтяного газа / М. А. Плоскова, И. А. Чекардовская // Нефтегазовый терминал: Сборник научных трудов международной научно-технической конференции магистрантов им. профессора Н.А. Малюшина, Тюмень, 10 марта 2018 года / Под общей редакцией М.А. Александрова. Том Выпуск 14. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2018. – С. 225-230. – EDN YPKWTZ.
5. Кобилов, Х. Х. Низкотемпературная сепарация углеводородов из природного и нефтяного попутных газов / Х. Х. Кобилов, Д. Ф. Гойибова, А. П. Назарова. — Текст: непосредственный // Молодой ученый. — 2015. — № 7 (87). — С. 153-155. — URL: <https://moluch.ru/archive/87/14912/> (дата обращения: 27.04.2024).
6. Исследование состояния и перспектив направлений переработки нефти и газа, нефте- и газохимии в РФ / В. И. Фейгин, О. Б. Брагинский, С. А. Заболотский [и др.]; Институт современного развития. – Москва: Экон-Информ, 2011. – 806 с. – (Библиотека Института современного развития). – ISBN 978-5-9506-0694-6. – EDN QUUSUP.

КОРРОЗИЯ ТРУБОПРОВОДОВ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

Е.А. Лебедев, М.А. Шейкина

ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара, Россия, evgeniy.lebedev.1993@list.ru

Аннотация. Воздействие коррозии в нефтегазодобывающей промышленности провоцирует выход из строя трубопроводов. Этот сбой приводит к нарушению производственного процесса добычи углеводородов. Кроме того, коррозия обычно вызывает отказы оборудования и порывы на трубопроводах, приводящие к выбросам в атмосферу. Контроль коррозии важен для непрерывной добычи нефти и газа и предотвращения потерь при управлении скважиной. Материалы, используемые в нефтегазодобывающей отрасли, должны соответствовать определенным характеристикам, чтобы избежать коррозии и обеспечить дополнительную механическую прочность.

Ключевые слова: коррозия металлов, нефтегазодобывающая отрасль, коррозионная стойкость, трубопроводы, ингибиторы коррозии.

Самопроизвольное разрушение металлов и сплавов вследствие их взаимодействия с окружающей средой называют коррозией металлов [1].

Коррозия материалов может стать серьезной проблемой для поддержания целостности оборудования в нефтегазодобывающей отрасли. Мобильные и статичные механические сооружения, такие как трубопроводы, сосуды, цистерны, компрессоры, турбины и т.д., периодически подвергаются разрушению и выходу из строя из-за коррозии. Воздействие коррозии в нефтегазовой промышленности значительно увеличивает непроизводительное время, составляющее 20-30% потерь от разведки до добычи [2].

Незащищенные трубопроводы подвержены коррозии, независимо от того, где находится трубопровод. Если он находится под землей, выше уровня грунта или в морской воде, коррозия прогрессирует. Большое количество порывов и отказов, несомненно, связано с влиянием коррозии.

В современном нефтегазодобывающем производстве подземные газопроводы защищают от коррозии, вызываемой блуждающими токами и почвенной коррозии согласно требованиям, а именно: пассивным и активным способом.

Пассивной защитой следует считать работы, связанные с нанесением изоляционных покрытий и футеровок, наносимых на трубопроводы независимо от того, находятся ли они выше или ниже уровня земли, иногда используются в сочетании с катодной защитой. Другим применением, которому в настоящее время уделяется значительное внимание, является использование полимеров, армированных волокнами, для укрепления и ремонта трубопроводов.

Одним из активных способов защиты от коррозии принято считать катодную защиту.

Катодная защита — это метод борьбы с коррозией путем использования постоянного электрического тока, который нейтрализует внешнюю коррозию, обычно связанную с металлической трубой. Обычно его используют, когда трубопровод находится под землей или в воде. При выполнении работ на новом трубопроводе катодная защита предотвратит коррозию с момента её применения. На

более старом трубопроводе катодная защита предотвратит существующую коррозию трубопровода [3].

Для предотвращения коррозии оборудования нефтегазодобывающей отрасли применяют ингибиторы.

Ингибиторы коррозии — это химические вещества, которые при нанесении на трубопровод нефтегазодобывающей отрасли, расположенный выше по течению, могут сдерживать коррозию углерода [4].

Материал трубопровода также оказывает значительное влияние на коррозию трубопровода. Некоторые материалы обладают способностью увеличивать срок службы трубопровода, а именно: нержавеющая сталь и некоторые специальные сплавы, в то время как некоторые материалы увеличивают скорость коррозии трубопровода, такие как сталь или железобетон.

Ингибирование коррозии углеродистой стали успешно применяется во многих отраслях нефтяной и газовой промышленности. Есть несколько факторов, влияющих на ингибирование коррозии, а именно концентрация ингибитора, температура и кислотность среды. К основным методам подачи ингибитора в скважину относятся: периодическая подача раствора ингибитора коррозии через задавочные линии скважин с помощью установки кислотной обработки и постоянная подача ингибитора коррозии по существующим метаноопроводам [5].

Одна из основных трудностей, связанных с обычными ингибиторами, заключается в том, что конденсация на трубопроводе не будет происходить до тех пор, пока в колонне насосно-компрессорных труб температура не понизится. В настоящее время ингибиторы на органической основе не рекомендуются для применения при высокой температуре, превышающей 150°C, однако анализ различной глубины для конкретных условий эксплуатации может позволить использовать ингибитор при температуре до 170°C [4]. Ингибиторы также можно использовать для периодической обработки, однако они неэффективны при высоких температурах.

Пластиковое покрытие в трубах применяется в широком диапазоне применений и исключительных условиях эксплуатации. Программа нанесения пластикового покрытия внутри труб стала применяться, когда трубы с испытательным покрытием выдерживали несколько месяцев при периодическом ингибировании без введения ингибитора.

Современные приоритеты исследований сосредоточены на системах контроля коррозии трубопроводов в нефтегазодобывающей отрасли для мониторинга внутренней коррозии и оценки стратегий предотвращения последствий. Стратегии предотвращения последствий будут применяться для снижения эксплуатационных рисков, связанных с трубопроводами, и обеспечения наилучшей практики эксплуатации и руководящих принципов для отраслей промышленности.

Когда обнаруживается, что существующий конструкционный материал подвержен коррозионному воздействию, обычно принимается решение о замене конструкционных материалов и выборе альтернативного материала в соответствии с конкретными потребностями. Как правило, материалы, используемые в области применения углеводородов, могут быть сгруппированы по металлам или неметаллам. Каждая разновидность этих материалов имеет свои специфические области применения и ограничения.

Материалы, устойчивые к коррозии, стоят дорого, поэтому замена существующих материалов на устойчивые к коррозии, приведет к увеличению

затрат в расчетном бюджете. Несмотря на увеличение бюджетных затрат, увеличивается срок службы изготовленного оборудования и сводятся к минимуму затраты на техническое обслуживание за счет предотвращения коррозии.

Таким образом, важность проблемы коррозии трубопроводов обусловлена влиянием на надежность и безопасность производственного процесса, а также финансовые последствия. Эффективное управление коррозией трубопроводов предполагает правильный выбор материалов, применение современных технологий предотвращения коррозии и регулярный мониторинг трубопроводов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Коррозия и защита металлических конструкций и оборудования: учеб. пособие / М.И. Жарский [и др.] – Минск: Выш. шк., 2012 – 303 с..
2. Моделирование процесса кавитационной коррозии в трубопроводах / И. И. Галлямов, Р. А. Гилязетдинов, Р. Ф. Марданов, Л. Ф. Юсупова // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 7(576). – С. 57-59.
3. Кантюков, Р. Р. Оценка опасности внутренней углекислотной коррозии промысловых трубопроводов на газовых и газоконденсатных месторождениях / Р. Р. Кантюков, Д. Н. Запечалов, Р. К. Вагапов // Безопасность труда в промышленности. – 2021. – № 2. – С. 56-62.
4. Прокопьев, Ю. С. Коррозия трубопровода при транспортировке нефти / Ю. С. Прокопьев // Инновации. Наука. Образование. – 2020. – № 21. – С. 1248-1255.
5. Поварова, Л. В. Причины коррозии нефтепромысловых трубопроводов и способы их защиты / Л. В. Поварова, М. А. Самарин, Р. А. Тараник // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 2. – С. 32-39.

**МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ
НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ**

ПОВЕДЕНИЕ АЛЮМИНИЕВОГО СПЛАВА В АГРЕССИВНОЙ СРЕДЕ

Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

*email: kats.nickolai@yandex.ru, idi71@yandex.ru, parfenova.samgtu@yandex.ru,
kparfenovv@mail.ru*

В данной работе исследуется коррозионное поведение алюминиевых сплавов в агрессивной среде, акцентируя внимание на их применении и влиянии биологической коррозии. Авторы обсуждают роль алюминия в различных отраслях промышленности и методы повышения его прочности через легирование и обработку. Эксперименты, проведенные в лаборатории, показывают, что алюминиевые образцы подвергаются биологической коррозии, что может привести к потере прочности и разрушению материала из-за образования грибковых соединений на его поверхности.

Ключевые слова: алюминиевые сплавы, коррозионная стойкость, биологическая коррозия, легирование, прочностные характеристики, оксидация алюминия, агрессивная среда.

Алюминий нашел широкое применение не только в авиационной промышленности, но и нефтегазопереработки, нефтехимии и других отраслях промышленности, например, в качестве жертвенных анодов при электрохимической защите оборудования от коррозионного разрушения.

Чистый алюминий имеет низкую прочность, которую можно повысить введением различных легирующих элементов, применяя термической и механической обработки. Как конструкционный материал алюминий чаще всего применяют в сплавах со следующими легирующими элементами: медь, цинк, магниевый никель, железо, хром, титан и марганец.

В агрессивных средах он обладает повышенной анодной активностью. На воздухе покрывается оксидной пленкой Al_2O_3 , которая защищает поверхность металла от окисления, поэтому обладает слабой коррозионной активностью.

В лаборатории «Коррозия и защита металлов» кафедры МОНХП были проведены исследования по определению коррозионного поведения алюминиевого сплава в агрессивной среде, такие исследования считаются качественными. В качестве образцов использовались алюминиевый сплав марки 60-61, состоящий из алюминия 95,6 - 95,8%, магния 0,8 - 1,2%, кремния 0,4 - 0,8%, железа до 0,7%, меди 0,15 - 0,4%, хрома 0,04 - 0,35%, цинка до 0,25%, титана до 0,15% и марганца до 0,15%. Образцы имели прямоугольную форму, размером 50x65 мм, толщина которых в сто раз меньше двух других его сторон, поэтому в расчете площади поверхности не учитывалась [1].

В качестве агрессивной среды была выбрана водопроводная вода, имеющая общее солесодержание солей 1000 мг/л, жесткость 7 мг·экв./л, водородный показатель $pH = 9$ и содержание сульфатов 500 мг/л.

Экспериментальные исследования проводились с целью определения характера осадка, образующегося на поверхности материала, с описанием и фотографирование характера разрушения.

Известно [2-4], что на поверхности железа образуются отложения, состоящие из рыхлых продуктов это гидрат закиси железа $Fe(OH)_2$, лимонита $Fe_2O_3 \cdot nH_2O$, гематита Fe_2O_3 и магнетита Fe_3O_4 , которые состоят из карбонатных соединений с небольшим содержанием кальция.

Проведенные экспериментальные исследования показали, что поверхность алюминиевого образца сплошь покрыта налетом белого цвета, который слабо адгезирован к поверхности материала и легко удаляется механически. Это продукты биологической коррозии – оксид алюминия (рис. 1).



Рисунок 1 – Образование грибков на поверхности алюминия после 12 часов эксперимента

Оксид алюминия, развивается за счет плесневых грибов *Aspergillus* и *Penicillium* [3]. Такие грибковые соединения обычно приводят к развитию межкристаллитной (МКК) и растрескивающей коррозии, что ведет к потере прочности материала [4].

Разрушение металла при биологической коррозии происходит либо непосредственно, когда микроорганизмы потребляют материалы конструкций в качестве источников питания, либо косвенно, когда продукты жизнедеятельности бактерий создают на поверхности металла различные электрохимические концентрационные элементы. В растворе или на поверхности металла образуются агрессивные химические соединения, изменяются электрохимические потенциалы среды в связи с изменением концентрации кислорода в растворе.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ Р 9.905-2007. Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования.
2. Кац Н.Г. Химическое сопротивление материалов и защита оборудования нефтегазопереработки от коррозии: Учебное пособие / Н.Г. Кац, В.П. Стариков, С.Н. Парфенова. – 2-е издание переработанное и дополненное. – Самара: СамГТУ, 2015. – 411 с.
3. ГОСТ 9.102-91. Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Воздействие биологических факторов на технические объекты. Термины и определения.
4. ГОСТ 9.019-74. Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Сплавы алюминиевые и магниевые. Методы ускоренных испытаний на коррозионное растрескивание.

УДК 622.24.08:622.276

**КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ
ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА**

Р.В. Рассказов, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов, В.Г. Тимофеев

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: kparfenov@mail.ru

С увеличением мирового потребления углеводородов акцентируется внимание на усовершенствовании методов нефтедобычи и строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин для повышения дебитов скважин и нефтеотдачи пластов. Эффективное транспортирование шлама на поверхность, обеспечиваемое инновационным оборудованием, таким как буровой клапан «Well Commander» от Mi-Swaco, многократно активируемый циркуляционный переводник от «Drilling System International», и специализированные бурильные трубы от «Paradigm Oilfield Services», «Vam Drilling», и «Halliburton», становится ключевым фактором в снижении капитальных затрат и ускорении процессов бурения. Эти технологии позволяют бороться с образованием шламовых подушек и повышать безопасность бурения, представляя значительный прогресс в области очистки бурового раствора.

Ключевые слова: очистка бурового раствора, транспортирование шлама, наклонно-направленные скважины, горизонтальные скважины, эффективность бурения.

С увеличением мирового потребления углеводородов растет необходимость в совершенствовании методов нефтедобычи и повышении дебитов скважин. В свете стратегических задач по поиску и освоению новых месторождений особую актуальность приобретает разработка и оптимизация технологий строительства

наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Важным аспектом является эффективное транспортирование шлама на поверхность, что обеспечивает не только ускорение бурения, но и снижение капитальных затрат при повышении нефтеотдачи пластов.

Неэффективная очистка скважины от шлама приводит к его накоплению в стволе, вызывая прихваты бурильной колонны и другие серьезные проблемы, устранение которых сопряжено с большими затратами. Особенно остро проблема стоит при бурении скважин с горизонтальным окончанием, где качественная транспортировка шлама на поверхность становится ключевым фактором успеха [1-2].

Промышленностью выпускается широкий ассортимент устройств, способствующих улучшению очистки ствола скважины. Основное внимание уделяется разработке устройств, которые могут эффективно работать в условиях протяженных направленных скважин с большим углом отклонения от вертикали. К таким устройствам относятся циркуляционные переводники, лопастные элементы, специальные бурильные трубы с улучшенными гидравлическими характеристиками, а также вращающиеся турбулизаторы, обеспечивающие высокий уровень очистки без необходимости вращения бурильной колонны.

Буровой клапан «Well Commander» от Mi-Swaco, многократно активируемый циркуляционный переводник от «Drilling System International», и специализированные бурильные трубы от «Paradigm Oilfield Services», «Vam Drilling», и «Halliburton» являются примерами инновационного оборудования, направленного на ускорение процесса очистки скважин от шлама и улучшение гидравлических характеристик бурения. Они позволяют бороться с образованием шламовых подушек, снижать крутящий момент и касательные напряжения, что важно для успешного бурения скважин с большими отходами от вертикали.

1. Буровой Клапан «Well Commander» от Mi-Swaco

Буровой клапан «Well Commander» от Mi-Swaco является уникальным циркуляционным переводником, управляемым с помощью специального шара. Клапан предназначен для создания дополнительных зон циркуляции бурового раствора, что позволяет предотвратить образование шламовых подушек и улучшить транспортировку шлама на поверхность [3].

Преимущества:

- Улучшенная транспортировка шлама: Способствует более эффективному выносу шлама за счет создания дополнительных зон циркуляции.
- Повышение безопасности бурения: Минимизирует риски, связанные с прихватами бурильной колонны и другими проблемами, вызванными накоплением шлама.
- Гибкость применения: Установка выше чувствительных компонентов КНБК обеспечивает эффективную работу в широком диапазоне геологических условий.

2. Многократно Активируемый Циркуляционный Переводник от «Drilling System International»

Этот переводник представляет собой инновационное устройство, предназначенное для увеличения скорости циркуляции бурового раствора в сложных или горизонтальных скважинах. Он способен многократно активироваться

в процессе бурения, что позволяет адаптироваться к изменяющимся условиям скважины [3].

Преимущества:

- **Адаптивность:** Многократная активация устройства позволяет настраивать процесс очистки в соответствии с текущими требованиями к бурению.
- **Эффективность в сложных условиях:** Особенно полезен в сильно искривленных или горизонтальных скважинах, где традиционные методы очистки могут быть менее эффективны [4].
- **Снижение рисков:** Помогает предотвратить образование шламовых подушек и уменьшает вероятность прихватов.

3. Специализированные Бурильные Трубы. Производители: «Paradigm Oilfield Services», «Vam Drilling», и «Halliburton».

Специализированные бурильные трубы разработаны с учетом улучшенных гидравлических характеристик. Они оснащены уникальными лопастными элементами и канавками, которые взаимодействуют со шламовым слоем, эффективно поднимая его в зону высоких скоростей потока для улучшения транспортировки на поверхность [5-6].

Преимущества:

- **Снижение крутящего момента и напряжений:** Использование данных труб позволяет снизить крутящий момент и касательные напряжения, уменьшая износ оборудования и повышая безопасность бурения.
- **Эффективность в очистке:** Особая конструкция лопастей и канавок на трубах обеспечивает эффективное взрыхление и подъем шлама, что способствует его более эффективному выносу и предотвращает образование шламовых подушек.
- **Улучшенная проходимость инструментов:** Снижение вероятности застревания каротажных приборов и упрощение спуска обсадных колонн благодаря более чистому стволу скважины [7].
- **Повышение эффективности бурения:** Благодаря улучшенным гидравлическим характеристикам и оптимизации процесса очистки скважины, данные трубы способствуют увеличению скорости бурения и снижению общих затрат на бурение.

Эти инновации представляют собой значительный шаг вперед в технологии бурения, особенно в условиях сложных направленных и горизонтальных скважин. В условиях растущих требований к эффективности и безопасности бурения, а также к сокращению экологического воздействия, разработка и внедрение передового оборудования для очистки бурового раствора является ключевым направлением инновационной деятельности в нефтегазовой отрасли.

Развитие и внедрение передовых технических решений и оборудования для очистки бурового раствора играет критическую роль в современной нефтегазовой индустрии. Улучшение процессов очистки ствола скважины от шлама напрямую влияет на эффективность, безопасность и экономичность бурения направленных и горизонтальных скважин. Особое внимание заслуживают инновации, направленные на решение специфических задач, возникающих в условиях сложных геолого-технических условий и больших зенитных углов. Перед индустрией стоят задачи

дальнейшего совершенствования существующих и разработки новых технологий очистки бурового раствора. Исследования и инновации в этой области направлены на создание более эффективных, экономически выгодных и экологически безопасных решений. Важным аспектом будущего развития является интеграция цифровых технологий и систем управления для оптимизации процессов очистки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тютнев К.В. Обзор технико-технологических решений по эффективной очистке наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина, Томск, 03–07 апреля 2017 года / Национальный исследовательский Томский политехнический университет. Том 2. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2017. – С. 539-541.
2. Матыцын В.И., Рябченко В.И., Шмарин И.С. Особенности процесса выноса шлама из горизонтальных и наклонных участков стволов скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – №3 – 2002. – С. 10-12.
3. Райхерт Р.С., Цукренко М.С., Оганов А.С. Совершенствование технико-технологических решений по повышению качества очистки наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2014. – № 3. – С. 24-28.
4. Роснефть: Применение нового концептуального подхода к использованию данных ГИС в горизонтальных и сильно искривленных скважинах (10 января 2017 г.). – URL: <https://www.rogtecmagazine.com/роснефть-применение-нового-концепту/?lang=ru> (дата обращения: 15.04.2024).
5. Вахрушев А.В. Бурильные трубы «Гидроклин» (Hydroclean™) – революционное решение в области очистки скважин от шлама. Опыт создания и применения // Нефть. Газ. Новации. –2012. – 12. – С. 26–28.
6. Райхерт Р.С., Цукренко М.С., Органов А.С. Техничко-технологические решения по очистке наклоннонаправленных и горизонтальных стволов скважин от шлама // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 3. – С. 28-35.
7. Алиев М.Х. Обзор проблем спуска обсадных колонн. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2022. — № 21 (416). — С. 9-12. — URL: <https://moluch.ru/archive/416/92178/> (дата обращения: 15.04.2024).

ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ РАЗРАБОТОК В ОБЛАСТИ БУРОВОГО
ОБОРУДОВАНИЯ*К.В. Парфенов, В.Г. Тимофеев**Самарский государственный технический университет**г. Самара, Россия**email: kparfenov@mail.ru*

В условиях неуклонного стремления к улучшению эффективности и безопасности в индустрии добычи полезных ископаемых, наблюдается активное внедрение инновационных разработок в области бурового оборудования. Среди ключевых направлений прогресса выделяются системы верхнего привода, безлебедочные буровые установки и новаторские конструкции мачт, особенно "прямостоячие" мачты с открытой передней частью, что сулит повышение производительности и снижение операционных затрат. Эти технологии не только способствуют более эффективному освоению месторождений, но и обещают значительные улучшения в области безопасности и точности буровых операций, открывая новые горизонты для развития всей отрасли.

Ключевые слова: инновационное буровое оборудование, системы верхнего привода, безлебедочные буровые установки, прямоногие мачты, повышение безопасности бурения, речные механизмы.

В современной индустрии добычи полезных ископаемых, где эффективность и безопасность процессов находятся на переднем плане, постоянно возникает потребность в инновационных решениях и усовершенствовании бурового оборудования. Этот обзор посвящен последним достижениям в области бурового оборудования, которые обещают преобразить способы ведения бурения. Особое внимание уделяется трём ключевым направлениям развития:

1. Системам верхнего привода, представляющим собой критически важное нововведение для повышения эффективности и безопасности бурения;
2. Безлебедочным буровым установкам, которые обеспечивают значительное сокращение времени на подготовительные операции и обслуживание;
3. Новым типам мачт – прямоногим, которые предлагают улучшенную устойчивость и надежность по сравнению с традиционными конструкциями.

Эти разработки не только способствуют повышению производительности и сокращению затрат, но и открывают новые перспективы для индустрии бурения, обеспечивая более эффективное освоение месторождений.

В последние годы индустрия бурения испытывает значительные трансформации, направленные на увеличение эффективности и сокращение затрат за счет внедрения инновационного оборудования. Сегодня в буровых установках глубокого бурения, в основном, применяется несколько типов вышек и мачт:

- Башенные вышки устаревших буровых установок типа 3Д и 4Э.
- А-образные мачты традиционных буровых установок.

- А-образные мачты с открытой передней гранью современных буровых установок [2].

- Наклонные телескопические или секционные мачты мобильных буровых установок.

На современном этапе технологического развития бурового оборудования наблюдается активное внедрение новаторских конструкций мачт – так называемых "прямостоячих" мачт с открытой передней частью и встроенной системой верхнего привода. Эти мачты разделяются на верхнюю прямолинейную часть с узким сечением, укрепленную на боковых опорах ("ногах"), где размещены элементы для управления верхним приводом и, в некоторых случаях, компоненты реечной системы. Нижняя часть, более разнообразная по своей структуре, служит основанием для верхней и предоставляет пространство для работы с буровым инструментарием и выполнения операций по спуску и подъему. Это обновление позволяет снизить вес установки и облегчить процессы её монтажа и демонтажа. [1].

С введением этого нового поколения мачт появились и усовершенствованные механизмы для обеспечения возвратно-поступательных перемещений бурового снаряда, предлагая альтернативу классической буровой лебедке. Среди новшеств – системы безлебедочного типа, особенно реечные механизмы, обеспечивающие возможность генерировать нагрузку как при поднятии, так и при спуске инструмента или труб в скважину. С помощью этой возможности можно значительно упростить проведение работ при бурении скважины и при спуске в нее инструмента или обсадных труб. Возможность оперативного регулирования нагрузок на инструменты появилась благодаря тому, что теперь можно не только управлять натяжением талевого каната, но и передавать нагрузку непосредственно на бурильную колонну [1].

Системы верхнего привода SLC-JH открывают новые возможности для буровой индустрии благодаря своей высокотехнологичности. Использование этих систем способствует ускорению бурения, позволяет бурить более сложные конструкции скважин с высокой степенью точности, уменьшает время простоя и повышает общую безопасность операций. Ассортимент СВП SLC-JH охватывает 21 модель [3], как на электрической, так и на гидравлической основе, предназначенных для работы как на суше, так и на морском шельфе. Все СВП SLC-JH адаптированы для работы в составе наиболее популярных в России стационарных и мобильных буровых установках российского и иностранного производства. Новейшие модели СВП SLC-JH соответствуют всем требованиям, предъявляемым к технологиям бурения, в которых используются буровые растворы на основе углеводородной основе (РУО) и роторные управляемые системы (РУС), где необходимо обеспечить высокие обороты бурильной колонны, высокий крутящий момент на этих оборотах и высокое давление бурового раствора. В частности, они применяются при бурении многозбойных скважин со сложным профилем типа «fishbone» [4], строительстве скважин на шельфе, где длина горизонтального участка превышает 7000 метров и разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) углеводородов (в частности, Ачимовские залежи и Баженовская свита) [1].

По сравнению с традиционными способами бурения, применение СВП обладает следующими преимуществами:

- экономит время в процессе наращивания труб при бурении;
- уменьшает вероятность прихватов бурового инструмента;

- расширяет (прорабатывает) ствол скважины при спуске и подъеме инструмента;
- повышает точность проводки скважин при направленном бурении;
- повышает безопасность буровой бригады;
- снижает вероятность выброса флюида из скважины через бурильную колонну;
- облегчает спуск обсадных труб в зонах осложнений за счет вращения и промывки;
- повышает качество керна [1].

ЛИТЕРАТУРА

1. Системы верхнего привода SLC-JH – URL: <https://slc-jh.ru/ru/production/svp.html> (дата обращения: 15.04.2024).
2. Эпштейн, В. Е. Буровое оборудование. Основные направления развития и совершенствования / В. Е. Эпштейн // Бурение и нефть. – 2016. – № 4. – С. 4-9.
3. Бушмелева И.В., Виноградов В.А. СВП компании SLC JH - средство реализации стратегии развития Российского ТЭК // Территория Нефтегаз. – 2012. – № 6. – С. 20-21.
4. Прохоров В. В. Fishbone - технология комплексной стимуляции скважин // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2020. – Т. 2. – С. 337-342.

УДК 622.224

ИННОВАЦИИ В ПРОЕКТИРОВАНИИ БУРОВЫХ НАСОСОВ

К.В. Парфенов, В.Г. Тимофеев

*Самарский Государственный технический университет
г. Самара, Россия*

email: kparfenovv@mail.ru, slavatimofeev2003@mail.ru

В данной статье рассматривается влияние современных технологий на проектирование и эксплуатацию буровых насосов, особенно с точки зрения повышения их производительности, надежности и экономической эффективности. Освещаются ключевые аспекты проектирования, включая выбор материалов, системы смазки, охлаждения и управления, а также применение инновационных технологий, таких как компьютерное моделирование и использование композитных материалов. Анализ показывает, что прогресс в технологическом обеспечении буровых насосов способствует повышению их эффективности и снижению эксплуатационных затрат.

Ключевые слова: буровые насосы, нефтегазовое дело, современные технологии, нефтегазовое оборудование, повышение производительности.

Нефтегазовая промышленность играет огромную роль в мировой экономике, удовлетворяя энергетические потребности и предоставляя ресурсы для создания различных товаров. Важнейшим элементом этой сферы является буровые насосы, оказывающие огромное влияние на процесс добычи нефти и газа. Производительность данных устройств и их надежная работа значительно влияет на объемы извлеченной нефти и экономические показатели компаний в данной сфере.

С развитием технологий и появлением новых научных достижений нефтегазовые компании стремятся применять современные инновационные подходы в проектировании и эксплуатации буровых насосов для повышения эффективности добычи, снижения затрат и минимизации негативного воздействия на окружающую среду.

Цель данной статьи заключается в рассмотрении применения современных технологий в проектировании и эксплуатации буровых насосов с точки зрения их влияния на производительность оборудования, безопасность труда на производстве и сбережение ресурсов на долгосрочную перспективу.

Актуальность данной работы обусловлена растущим спросом на эффективные и надежные насосные устройства в условиях современной нефтедобывающей промышленности. Внедрение передовых технологий и инновационных методик в разработке и использовании насосного оборудования способствует улучшению его функциональности, уменьшению расходов на техническое обслуживание и ремонт, повышению безопасности и стабильности его работы. Такие исследования несут значительную практическую ценность для предприятий нефтедобычи, стремящихся к усовершенствованию процедур извлечения углеводородов и укреплению позиций на рыночном пространстве.

Буровые насосы являются важнейшим элементом любой буровой установки. Именно они обеспечивают подачу бурового раствора по колонне бурильных труб и затрубному пространству. От выбора типа и характеристик бурового насоса напрямую зависят скорость и качество бурения [1].

Существует несколько основных типов буровых насосов, различающихся принципом действия и конструктивными особенностями [1]:

- Поршневые / плунжерные насосы (Область применения поршневых насосов – бурение на больших глубинах, где требуется высокое давление подачи бурового раствора (до 100 МПа).)
- Центробежные насосы (Центробежные буровые насосы применяются в основном на небольшой и средней глубине бурения.)
- Винтовые насосы (Буровой насос данного типа хорошо подходит для подачи буровых растворов из отстойника при нормальном давлении.)
- Другие типы (роторные, струйные и т.д.)

Буровые насосы предназначены для подачи рабочей среды (обычно нефти или воды) из скважины на поверхность. Проектирование этих насосов является сложным и ответственным процессом, требующим учета множества факторов, включая условия эксплуатации, требования к производительности, надежности и эффективности.

1. Определение требований

На первой стадии создания бурового оборудования для добычи нефти важно четко сформулировать критерии, которым оно должно отвечать. Аспекты, такие как производительность, работа под давлением, температурные условия, а также критерии надежности и экономичности, являются ключевыми. Для этого проводятся технические исследования и анализ существующих систем добычи нефти [2].

2. Расчет гидравлических характеристик

На втором этапе проводится анализ гидравлических свойств насоса. Определяются такие параметры, как производительность, необходимое давление и мощности насоса. Применение специализированного программного обеспечения и расчетных методик позволяет учитывать специфику рабочей среды и условия использования [3].

3. Выбор материалов и конструктивных решений

После определения гидравлических характеристик необходимо выбрать материалы и конструктивные решения для насоса. Это включает выбор материалов для корпуса насоса, ротора, лопаток и других деталей, а также определение способа крепления и герметизации соединений. При выборе материалов необходимо учитывать их прочностные и коррозионные свойства, а также совместимость с рабочей средой [4].

4. Проектирование системы смазки и охлаждения

Особое внимание уделяется системам смазки и охлаждения, так как они играют значительную роль в долгосрочной и безотказной работе насосов. Система смазки должна обеспечивать стабильное давление и непрерывную подачу смазки, в то время как система охлаждения отвечает за эффективное отведение тепла от ключевых элементов насоса.

5. Разработка системы управления и контроля

Для обеспечения качественной работы буровых насосов необходимо разработать систему контроля и управления. В процесс входит выбор методов управления насосом и установка необходимых датчиков и измерительных приборов для отслеживания параметров работы. Система управления должна автоматически регулировать параметры работы насоса и своевременно сигнализировать о неполадках.

6. Разработка документации и проведение испытаний

Завершающим этапом проектирования насосов является разработка необходимой технической документации и проведение испытаний. Это включает в себя разработку чертежей и спецификаций насоса, подготовку инструкций по монтажу и эксплуатации, а также проведение испытаний насоса на специальных стендах и в реальных условиях эксплуатации.

Проектирование буровых насосов является сложным и многогранным процессом, требующим учета множества факторов и технических решений. Важными аспектами проектирования являются определение требований, расчет гидравлических характеристик, выбор материалов и конструктивных решений, разработка системы смазки и охлаждения, системы управления и контроля, а также проведение испытаний. Все эти этапы необходимы для обеспечения надежной и эффективной работы буровых насосов.

Ключевыми технологиями, используемыми в проектировании буровых насосов, являются:

1. Компьютерное моделирование. С помощью специализированного программного обеспечения (ANSYS Fluent, PumpLinx, SolidWorks) инженеры могут

создавать трехмерные модели насосов, анализировать их работу в различных условиях и оптимизировать их конструкцию. Это позволяет снизить количество ошибок при проектировании и улучшить характеристики насосов [5].

2. Использование композитных материалов в конструкции насосов. Композитные материалы обладают высокой прочностью, легкостью и коррозионной стойкостью, что делает их идеальным выбором для создания насосов. Они позволяют увеличить срок службы насосов и снизить затраты на их обслуживание [6].

3. Использование электроники и автоматики. С помощью сенсоров и систем управления можно контролировать работу насосов в режиме реального времени, анализировать данные и оптимизировать процесс добычи нефти. Это позволяет снизить вероятность возникновения аварийных ситуаций и улучшить эффективность работы насосов.

4. Использование гидравлических систем. Они позволяют управлять работой насосов, регулировать их производительность и контролировать давление в системе. Это позволяет более точно настраивать работу насосов под определенные условия и повышать эффективность добычи нефти.

Современные технологии также позволяют улучшить безопасность процесса эксплуатации буровых насосов. Например, использование систем мониторинга и контроля позволяет оперативно обнаруживать возможные повреждения или неисправности насосов и принимать меры по их устранению. Это помогает предотвратить аварийные ситуации и снизить риски для персонала и окружающей среды.

Кроме того, современные технологии позволяют улучшить энергоэффективность буровых насосов. Например, использование частотно-регулируемых приводов позволяет оптимизировать энергопотребление насосов в зависимости от текущих условий работы. Это позволяет снизить затраты на электроэнергию и снизить нагрузку на энергетическую систему.

Таким образом, аналитическое исследование позволило сделать вывод о том, что применение современных технологий в проектировании буровых насосов является необходимым и эффективным. Они позволяют повысить производительность, надежность и безопасность работы насосов, а также снизить затраты на их эксплуатацию. Однако необходимо учитывать индивидуальные особенности каждого месторождения и выбирать технологии, наиболее подходящие для конкретных условий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Насосы буровые: обзор конструкций и применения (28 ноября 2023 г.). – URL: <https://fb.ru/article/524120/2023-nasosyi-burovyie-obzor-konstruktsiy-i-primeneniya> (дата обращения: 19.04.2024).
2. 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 (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2010. – 252 с.
3. Ивановский, В. Н. Использование цифровых технологий при подготовке студентов и создании инновационных видов оборудования кафедрой машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности / В. Н. Ивановский, С. С. Пекин // Территория Нефтегаз. – 2020. – № 3-4. – С. 38-43.

4. Иванов, Е. А. Изготовление биметаллических подшипников скольжения для буровых насосов в условиях ТОО "венчурная фирма "Поиск" / Е. А. Иванов, О. В. Иванова, Н. И. Грицына // Вестник СКУ им. М. Козыбаева. – 2022. – № 3(55). – С. 149-158. – DOI 10.54596/2309-6977-2022-3-149-158.
5. Хлебников, Д. А. Современные технологии ООО "ВНИИБТ-Буровой инструмент" в производстве гидравлических забойных двигателей и винтовых насосов / Д. А. Хлебников, Н. Ю. Мялицин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2013. – № 1. – С. 29-32.
6. Балденко, Д. Ф. Пути совершенствования одновинтовых насосов для реализации современных технологий нефтегазовой промышленности / Д. Ф. Балденко, Ф. Д. Балденко // Бурение и нефть. – 2018. – № 4. – С. 4-11.

УДК 621.65.05

АНАЛИЗ ИСТОЧНИКОВ ВИБРАЦИИ И ШУМА В ЦЕНТРОБЕЖНОМ НАСОСЕ

Н.В. Дурьманов, Н.Г. Кац, К.В. Парфенов, А.Н. Овакяян

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: durymanov.nik@mail.ru

Изучение источников вибрации и шума в центробежных насосах обладает высокой актуальностью по ряду причин, ключевыми из которых являются обеспечение эффективности работы оборудования, безопасность и комфорт рабочей среды, а также снижение воздействия на окружающую среду. Рассмотрим каждую из этих причин более подробно.

Ключевые слова: нефтегазовая отрасль, износ оборудования, центробежный насос, вибрации.

Вибрация, как правило, указывает на наличие неполадок или неоптимальных рабочих условий центробежного насоса [1]. Это может включать в себя несбалансированные вращающиеся элементы, износ подшипников, гидродинамические неустойчивости и другие механические дефекты. Изучение источников вибрации помогает в выявлении и устранении этих проблем на ранней стадии, что способствует повышению надежности и продлению срока службы насосного оборудования, а также поддержанию высокого уровня эффективности его работы. Высокий уровень шума и вибрации может оказывать негативное влияние на здоровье и благополучие рабочего персонала, вызывая усталость, снижение концентрации внимания, проблемы со слухом и другие заболевания. Понимание и контроль источников этих явлений позволяют создавать более безопасные и комфортные условия труда, сокращая риск профессиональных заболеваний и повышая общую продуктивность труда. Шум от работы промышленного оборудования, включая центробежные насосы, может оказывать негативное воздействие не только на людей, но и на окружающую среду, нарушая спокойствие и поведение диких животных в прилегающих районах. Исследование и снижение

уровня шума способствуют улучшению экологической обстановки и соответствию действующим экологическим стандартам и нормативам.

Объемный насос — это насос, в котором жидкость перемещается за счет периодического изменения объема занимаемой ею камеры, попеременно сообщаемой с входом и выходом насоса. В таких насосах по характеру сил, действующих на жидкость, для создания потока преобладают силы давления. Объемные насосы подразделяются на две группы:

- Возвратно-поступательного действия (насос с прямолинейным возвратно-поступательным типом движением рабочих органов независимо от характера движения ведущего звена насоса). К ним относятся поршневые плунжерные и диафрагменные насосы.
- Роторные (насос с вращательным или вращательным и возвратно-поступательным типом движением рабочих органов независимо от характера движения ведущего звена насоса). К данному типу насосного агрегата относятся винтовые, шиберные, шестерённые и т.д.

Центробежные насосы получили наибольшее распространение в химической и нефтеперерабатывающей промышленности.

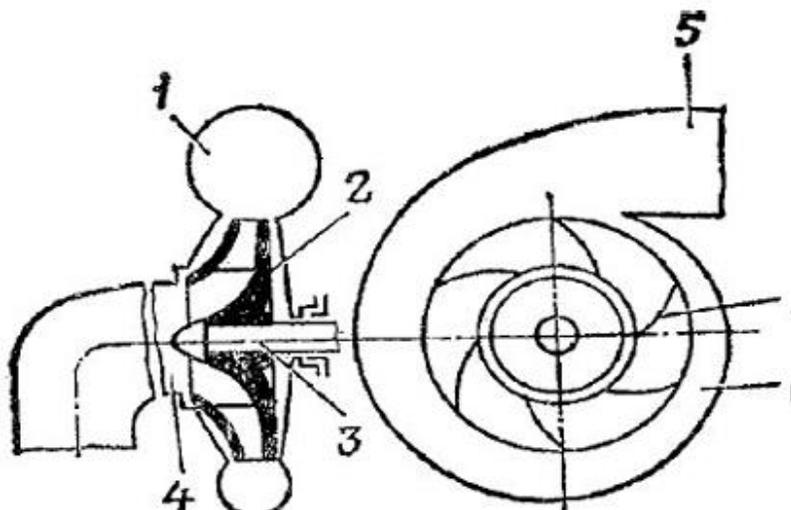


Рисунок 1- Принципиальная схема центробежного насоса:
1-статор; 2-рабочее колесо; 3- вал; 4,5- патрубки всасывающие и напорный

В центробежных насосах жидкость перемещается по оси от входного отверстия к центру рабочего колеса. Внутри рабочего колеса поток жидкости изменяет направление на 90° , распределяясь равномерно по каналам колеса, созданным между передним и задним дисками, а также лопатками. Когда корпус насоса заполнен жидкостью через всасывающий канал, и рабочее колесо начинает вращаться (например, с помощью электромотора), жидкость в лопатках рабочего колеса отталкивается центробежной силой от центра к его краям. Это создает низкое давление в центре и высокое давление по краям колеса. Повышение давления заставляет жидкость двигаться в напорный канал. В результате в корпусе насоса

формируется низкое давление, под влиянием которого жидкость из всасывающего канала продолжает поступать в насос. Так обеспечивается непрерывная циркуляция жидкости центробежным насосом из всасывающего канала в напорный [2].

Для глубокого понимания темы источников вибрации и шума в центробежных насосах необходимо четко определить ключевые понятия, лежащие в основе данной проблематики. Эти понятия включают в себя "вибрацию", "шум" и "центробежный насос". Рассмотрим каждое из них более подробно.

Вибрация представляет собой механическое колебание объекта или среды вокруг точки равновесия. В контексте промышленного оборудования, включая центробежные насосы, вибрация часто является результатом работы вращающихся или движущихся частей машин. Вибрации характеризуются амплитудой (высотой колебаний), частотой (количество колебаний в единицу времени) и фазой (сдвиг колебаний во времени относительно других событий). Помимо естественных рабочих вибраций, существуют нежелательные вибрации, которые могут указывать на неисправности или неправильную эксплуатацию оборудования, приводя к его преждевременному износу и отказу. Шум – это нежелательный или вредный звук, воспринимаемый человеческим ухом. В промышленной среде шум может возникать как следствие работы механического оборудования, включая двигатели, насосы и вентиляторы. Шум оценивается по громкости, измеряемой в децибелах (дБ), и по частотному спектру, который влияет на характер восприятия звука человеком. Превышение определенных уровней шума может привести к негативным последствиям для здоровья, включая ухудшение слуха, повышение уровня стресса и ухудшение общего самочувствия.

Классификация вибраций и шумов в технических системах является важным аспектом при исследовании и анализе их работы и воздействия на окружающую среду [2]. Вибрация и шум могут происходить из-за различных источников и иметь разнообразные характеристики, что делает их классификацию ключевым элементом для эффективного управления и снижения их влияния.

Вибрации можно классифицировать по нескольким критериям:

1. По происхождению:

- **Механические вибрации** возникают из-за несовершенства вращающихся или движущихся частей машин, таких как несбалансированные роторы, неисправные подшипники или геометрические погрешности.
- **Электромагнитные вибрации** обусловлены электромагнитными силами в электродвигателях и другом электрооборудовании.
- **Гидродинамические вибрации** связаны с потоками жидкостей и газов, например, кавитацией в насосах или турбулентностью в трубопроводах.

2. По частоте:

- **Низкочастотные вибрации** (менее 20 Гц) часто ощущаются как колебания и могут вызывать укачивание или дискомфорт у людей.
- **Среднечастотные вибрации** (от 20 Гц до 200 Гц) являются наиболее типичными для механического оборудования и могут влиять на работу техники и здоровье людей.
- **Высокочастотные вибрации** (свыше 200 Гц) часто воспринимаются как шум и могут привести к усталости материала.

3. По направлению:

- **Горизонтальные, вертикальные, и осевые вибрации** в зависимости от оси колебаний относительно базы или основания оборудования.

Шум также можно классифицировать по различным параметрам:

1. По характеру звукового сигнала:

- **Постоянный шум** имеет непрерывный характер без значительных изменений уровня звука во времени.
- **Переменный шум** характеризуется изменением уровня звука во времени.
- **Импульсный шум** состоит из коротких, но интенсивных звуковых всплесков.

2. По частотному составу:

- **Низкочастотный шум** (менее 250 Гц) воспринимается как гул.
- **Среднечастотный шум** (от 250 Гц до 2000 Гц) чаще всего встречается в быту и на производстве.
- **Высокочастотный шум** (свыше 2000 Гц) воспринимается как свист или писк.

3. По источнику:

- **Шум от механических источников**, который возникает в результате взаимодействия движущихся частей машин и оборудования, таких как вибрация подшипников, трение зубьев шестерен или удары клапанов.
- **Аэродинамический шум**, создаваемый потоками воздуха или газов, например, шум вентиляторов, ветра вокруг конструкций или турбулентность потока в трубопроводах.
- **Гидродинамический шум**, возникающий из-за работы жидкостями, включая кавитацию в насосах, шум от течения воды через трубы и клапаны.
- **Электромагнитный шум**, связанный с работой электрических устройств и систем, например, гул трансформаторов или шум от индукционных печей.

В центробежном насосе источники вибрации многообразны и включают в себя гидродинамические процессы, механические недостатки и электромагнитные силы. Гидродинамические вибрации возникают из-за неравномерного распределения давления в рабочем колесе, вызванного турбулентными потоками жидкости и явлением кавитации, когда пузырьки пара в жидкости резко сжимаются, вызывая ударные волны. Механические причины вибрации связаны с несбалансированностью вращающихся частей, износом подшипников, несоосностью валов и другими дефектами конструкции, что приводит к нестабильному вращению и вибрации всей системы. Электромагнитные силы в электродвигателях могут также вызывать вибрацию из-за несоответствия между магнитными полями и механическими компонентами. Комбинация этих факторов делает вибрацию в центробежных насосах сложным явлением, требующим тщательного анализа и корректировки для обеспечения надежной и эффективной работы оборудования.

Источники шума в центробежном насосе могут быть разнообразными и включают в себя как механические, так и гидродинамические процессы, а также взаимодействие между этими процессами и конструкцией насоса. Гидродинамический шум возникает в результате турбулентности потока жидкости, а также из-за явления кавитации, когда образование и коллапс пузырьков пара в жидкости производят интенсивные звуковые волны. Механические источники шума связаны с вибрацией вращающихся частей насоса, таких как рабочее колесо и вал, износом подшипников и несоосностью вала и механизмов. Эти механические вибрации могут передаваться на корпус насоса и в окружающую среду в виде звуковых волн. Кроме того, электромагнитный шум может быть связан с работой электродвигателя насоса, особенно если есть несоответствия в электромагнитном поле или в случае использования частотных преобразователей, которые могут генерировать шум на определенных частотах. Шум от центробежных насосов также может усиливаться через конструктивные элементы системы, такие как трубопроводы и корпуса насосов, которые действуют как резонаторы, усиливая определенные частоты звука. Понимание этих источников шума имеет решающее значение для разработки стратегий по их снижению и контролю, чтобы обеспечить безопасность рабочей среды и соблюдение нормативных требований по уровню шума.

Методы измерения и анализа вибрации и шума являются ключевыми инструментами для диагностики состояния технических систем, включая центробежные насосы, и для разработки мер по снижению их негативного воздействия на оборудование и окружающую среду [1]. Эти методы позволяют точно определить источники, характеристики и уровни вибрации и шума, что является первым шагом к их эффективному управлению и контролю.

Методы измерения вибрации включают использование виброметров и акселерометров для определения величины и частоты вибраций, где акселерометры идеально подходят для работы в широком диапазоне частот и могут быть закреплены на поверхностях оборудования. Лазерная виброметрия предлагает бесконтактные измерения с высокой точностью для анализа вибраций на труднодоступных или чувствительных поверхностях. Спектральный анализ вибраций помогает идентифицировать частотные составляющие вибрации для точного определения источников. В измерении шума звукометры используются для измерения уровня звукового давления, а частотный анализ и октавный или терцовый анализ проводятся для более детального разделения звукового спектра на частотные полосы, что обеспечивает глубокое понимание характеристик шума и его воздействия, делая возможным выявление источников шума с высокой точностью и понимание его влияния на человеческое восприятие.

В рамках данного исследования были рассмотрены ключевые аспекты, связанные с источниками вибрации и шума в центробежных насосах, включая их классификацию, методы измерения и анализа, а также обоснование актуальности изучения этих явлений. Понимание и контроль вибрации и шума в центробежных насосах имеют важное значение для повышения эффективности и надежности оборудования, обеспечения безопасности и комфорта рабочей среды, а также снижения негативного воздействия на окружающую среду.

В заключение, данное исследование подчеркивает многогранность проблемы вибрации и шума в центробежных насосах и предлагает комплексный подход к ее решению, начиная с тщательного анализа источников и заканчивая применением

эффективных методов контроля и снижения воздействия этих явлений. Это способствует повышению эффективности и надежности работы оборудования, а также обеспечивает высокий уровень безопасности и комфорта в производственной среде.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дурьманов Н.В., Ибатуллин И.Д., Парфенов К.В. Повышение эффективности работы насосных агрегатов // Ашировские чтения. – 2023. – Т. 3, № 1(15). – С. 158-164.
2. Перовщиков С.И. Снижение гидродинамической вибрации центробежных насосов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 1997. — № 4. — С. 50-56.
3. Кузнецов А.А., Покровский Б.В. Рассмотрение источников вибрации и шума в центробежном насосе, методов их исследования и минимизации // Гидравлика. — 2021. — № 12. — С. 45-54.
4. Шумкин А.А., Филянкин С.В., Брюханов С.А. Влияние лопаточной вибрации на достоверность результатов и качество прогнозов состояния насосов и вентиляторов // Фундаментальные и прикладные исследования в условиях реформирования : материалы международной научно-практической конференции, Саратов, 22 ноября 2015 года / под редакцией Муравьевой М.В.. – Саратов: ООО "Центр социальных агроинноваций СГАУ", 2015. – С. 72-75.

УДК 622.23.051.78

АНАЛИТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРЕИМУЩЕСТВ И ИННОВАЦИОННЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИХ ИНСТРУМЕНТОВ AXEBLADE И STINGBLADE

К.В. Парфенов, И.Ю. Самойлычев

*Самарский Государственный технический университет
г. Самара, Россия*

email: kparfenov@mail.ru, ivansamoylychevz@mail.ru

В данной работе рассматриваются особенности и технические характеристики породоразрушающих долот AxeBlade и StingBlade, которые играют важную роль в нефтегазовой отрасли Российской Федерации. Анализируется влияние инновационных технологий на эффективность и экономичность буровых операций, а также обсуждаются преимущества и недостатки этих инструментов по сравнению с традиционными долотами PDC. Исследование подчеркивает необходимость разработки новых методов и технологий для минимизации ударных нагрузок и повышения долговечности бурового оборудования в сложных условиях эксплуатации.

Ключевые слова: буровые долота, алмазные зубки, спуско-подъёмные операции, породоразрушающий инструмент.

Долота AxeBlade и StingBlade являются неотъемлемой частью нефтегазовой отрасли Российской Федерации. Они относятся к универсальным породоразрушающим инструментам, предназначенным для бурения скважин в самых сложных природных условиях, включая многолетние мёрзлые породы любой твёрдости, а также крепкие и очень крепкие породы с высокой абразивностью. В данной работе будут рассмотрены формы зубков трёх вышеуказанных долот, их воздействие на породу в процессе бурения скважины, а также преимущества и недостатки каждой категории зубков.

Актуальность исследования заключается в необходимости минимизации воздействия ударных нагрузок на долото в процессе бурения. Современные зубки долот PDC очень чувствительны к ударным нагрузкам, приводящим к разрушению алмазного слоя верхней части режущей кромки. В результате долото перестаёт разрушать породу и требует замены зубков, которая возможна только после проведения подъёмной операции. Это влечёт за собой дополнительные спуско-подъёмные операции, отставание от графика бурения и затраты денежных средств на устранение неисправностей. Использование на практике долот с алмазными вставками Axe и Stinger, благодаря инновационной технологии изготовления верхней части режущих кромок зубков, позволит устранить эти проблемы, возникающие в процессе бурения.

Polycrystalline Diamond Cutter bit (в дословном переводе с английского - долото с поликристаллическими алмазными резами) – породоразрушающий инструмент, рабочим органом которого является основание с поликристаллическими композитными вставками цилиндрической формы. По характеру воздействия на породу долото PDC относится к группе долот режуще-истирающего действия [1].

Разрушение породы долотом PDC происходит путём её истирания. К преимуществам данных долот можно отнести: высокая механическая скорость бурения, отсутствие в их составе подвижных элементов (что снижает риск аварийности на забое скважины), высокая износостойкость (например, для разрушения 1 грамма алмазного слоя потребуется 150 килограммов гранита), большая проходка на долото, низкая требуемая осевая нагрузка при высоких скоростях бурения [1].

Также важным преимуществом зубков PDC перед другими группами долот является возможность их многократного использования благодаря цилиндрической форме. Это, конечно, предполагает проведение дополнительных спуско-подъёмных операций. Если при первичном использовании долота режущая кромка цилиндрического зубка износится, его можно отремонтировать на поверхности в полевых условиях с помощью пайки. Зубки отпаиваются и поворачиваются вокруг своей оси на 90 градусов, после чего происходит процесс припаивания. Таким образом, зубки можно использовать до четырех раз. Однако среди недостатков долот стоит выделить большую чувствительность зубков к ударным нагрузкам, в результате чего на поверхности зубка могут возникнуть сколы в области алмазного слоя, который критичен для разрушения горной породы [2].

Материал, из которого изготовлена режущая кромка цилиндрического зубка, представляет собой поликристаллический алмаз с добавлением карбида вольфрама. Как известно, поликристаллический алмаз — это самый твердый материал в

природе, способный выдерживать значительные силы трения и тепловые нагрузки, но в то же время он очень хрупок и плохо устойчив к ударным нагрузкам.

AxeBlade Bits – инновационный породоразрушающий инструмент, рабочим органом которого является основание с поликристаллическими алмазными вставками гребнеобразной формы. По характеру воздействия на породу долото AxeBlade относят к группе долот срезающе-дробящего действия [3].

Гребнеобразный резец Axe сочетает срезающее и дробящее действие для более эффективного разрушения породы. К преимуществам таких долот можно отнести: высокая механическая скорость бурения (на 29% выше, чем у PDC долот при одинаковой нагрузке и частоте вращения), отсутствие в конструкции долота подвижных частей, большая глубина проникновения резца в породу (на 22% выше долот PDC), улучшенная управляемость в наклонно-направленном бурении, большая проходка на долото (на 1000-1200 метров больше долот PDC), высокая стойкость к ударным нагрузкам при проведении спуско-подъёмных операций, увеличенная толщина алмазного слоя (алмазный слой на гребне на 70% толще стандартного резца PDC) [3].

К недостаткам таких долот можно отнести одноразовое использование за одну максимальную проходку. В то время как зубки долот PDC могут быть использованы до четырех раз, резцы Axe можно использовать только один раз, поскольку их гребнеобразную форму невозможно восстановить после износа.

StingBlade Bits – инновационный породоразрушающий инструмент, рабочим органом которого является основание с алмазными коническими вставками Stinger. По характеру воздействия на породу долото StingBlade относят к группе долот колюще-дробящего действия [5].

Резец Stinger, за счёт своей конусообразной формы, сочетает колющее и дробящее действие для разрушения карбонатных пород большой абразивности. К преимуществам таких долот можно отнести: высокая проходка на долото (на 55% выше, чем у PDC долот), концентрированное точечное приложение нагрузки алмазных вставок Stinger позволяет долотам StingBlade получать более крупные фрагменты породы, для точного определения минералогического состава, пористости, проницаемости и проявлений углеводородов на месте бурения; высокая стойкость к ударным нагрузкам, отсутствие в конструкции долота подвижных частей, более высокие темпы набора угла и выставление направления во время наклонно-направленного бурения (по сравнению с долотами PDC), снижение вибрационных нагрузок за счёт вставки конической формы. (на 86% ниже традиционных долот PDC) [5].

Недостатком этих долот является одноразовое использование за одну максимальную проходку, что аналогично долотам AxeBlade. Зубки конической формы Stinger после износа не подлежат ремонту.

Таким образом, можно утверждать, что инновационные долота AxeBlade и StingBlade значительно эффективнее при проведении буровых работ. Традиционные долота PDC становятся невыгодными в условиях современной нефтегазовой отрасли, поскольку в случае излома зубков алмазного слоя на верхней части режущей кромки потребуются дополнительные спуско-подъёмные операции, а в худшем случае — ловильные работы на буровых установках. Это, в свою очередь, приведёт к значительным финансовым затратам для заказчика буровых работ, что необходимо избегать на практике.

В заключение стоит подчеркнуть, что инновационные методы разрушения горных пород постоянно совершенствуются. Непостоянство — неотъемлемая черта всех используемых технологий, включая применение PDC долот. На смену устаревающим методикам приходят все более передовые технологии разработки породоразрушающих инструментов. Следовательно, крайне важно стремиться к оптимизации процессов бурения, поскольку от качества проведения буровых работ зависит долговечность скважины и ее способность эффективно добывать пластовый флюид.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нескоромных В.В., Борисов К.И. Аналитическое исследование процесса резания-скалывания горной породы долотом с резцами PDC // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – №1. – С. 191-195.
2. Гинзбург Э.С., Вышегородцева Г.И., Бикбулатов И.К., Цеденов С.А. Оценка перспектив бурения долотами PDC // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2016. – №2. – С. 33-35.
3. Кузнецов М.Ю. Использование долота PDC с резцами гребнеобразной формы // Сборник: Внедрение результатов инновационных разработок: проблемы и перспективы, сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции. – 2019. – С. 12-15.
4. Пак М.С. Долота StingBlade с алмазными коническими элементами новый рекорд эффективности бурения в высокотвёрдых карбонатных/кремниевых породах в Пермском регионе // Бурение и нефть. – 2015. – №6. – С. 51-54.

УДК: 621.642-034.14

ВЛИЯНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ РВС С КОРРОЗИОННЫМИ ДЕФЕКТАМИ НА ОСТАТОЧНЫЙ РЕСУРС

Д.В. Семькина, М.В. Петровская

СамГТУ, Самара, Россия, 190656@bk.ru

Значительным фактором снижения надежности резервуаров в процессе эксплуатации является образование коррозионных дефектов. Поэтому необходимо детально анализировать данные о дефектах на резервуарах, полученные при диагностировании конструкции. В данной статье выполнен расчет напряженно-деформированного состояния листа стенки резервуара в зоне коррозионного дефекта методом конечных элементов (МКЭ). Полученные напряжения учитывались при определении скорости коррозии и расчета остаточного ресурса резервуара.

Ключевые слова: резервуар вертикальный стальной, скорость коррозии, напряжение, дефекты, ресурс.

Коррозия вызывает значительную потерю металла в стенке резервуара и распространяется на несколько ее листов. В зоне коррозионных дефектов наблюдается утонение толщины оболочки стенки, в результате чего образуются концентрации напряжений. При этом скорость коррозионного процесса зависит от многих факторов, таких как вид хранимого продукта, температура окружающей среды, напряжения конструкции и тд.

В соответствии с действующей нормативно-технической документацией (НТД) при расчете срока эксплуатации резервуара для коррозионных повреждений учитывается средняя скорость коррозии на интервале между диагностиками [1]. Такая методика определения остаточного срока службы резервуара не учитывает зависимость скорости коррозии от напряжений в конструкции и температуры окружающей среды. При этом для резервуаров находящихся в длительной эксплуатации также следует учитывать ухудшение механических свойств металла в результате его естественного старения, что также повлияет на увеличении концентрации напряжений.

Данная проблема актуальна и для резервуаров, только введенных в эксплуатацию, так как скорость коррозии для слабоагрессивных сред принимается исходя из СП 28.13330.2017 равной 0,05 мм в год для всего резервуара. Однако стоит учитывать, что максимальные напряжения в РВС достигаются в зоне 1-2 поясов, где в свою очередь на процесс коррозии может оказывать влияние подтоварная вода.

В статье [2] предлагается использовать следующую формулу скорости коррозионного процесса:

$$v = v_n^{20} (1 + k_{тд}^{20} \cdot \sigma) \left(\frac{t + 273}{293} \right)$$

где v_n^{20} - номинальная скорость коррозии при $\sigma = 0$ и $t = 20^\circ\text{C}$, определяемая известными средствами и методами; $k_{тд}^{20}$ -термодинамический коэффициент при $t = 20^\circ\text{C}$; σ - текущее значение механического напряжения; t - среднегодовая температура.

В соответствии с действующей НТД расчет напряжений проводится по аналитическим формулам для средних значений по соответствующему поясу. Однако максимальные напряжения локализуются в довольно узком кольце обычно в 1-2 поясе РВС. В данной работе для уточнения картины напряжений, возникающей в зоне дефекта, произведен расчет ндс методом конечных элементов в программном комплексе Ansys. Для исследования был смоделирован резервуар объемом 50000 м^3 , максимальные напряжения в стенке которого находятся в зоне 2 пояса резервуара и составляют 185-192 МПа (рис.1). Отдельно в области второго пояса был смоделирован прямоугольный дефект с размерами $0,25 \times 0,4 \text{ м}$. Максимальное значение напряжений в центре дефекта составили 229 МПа.

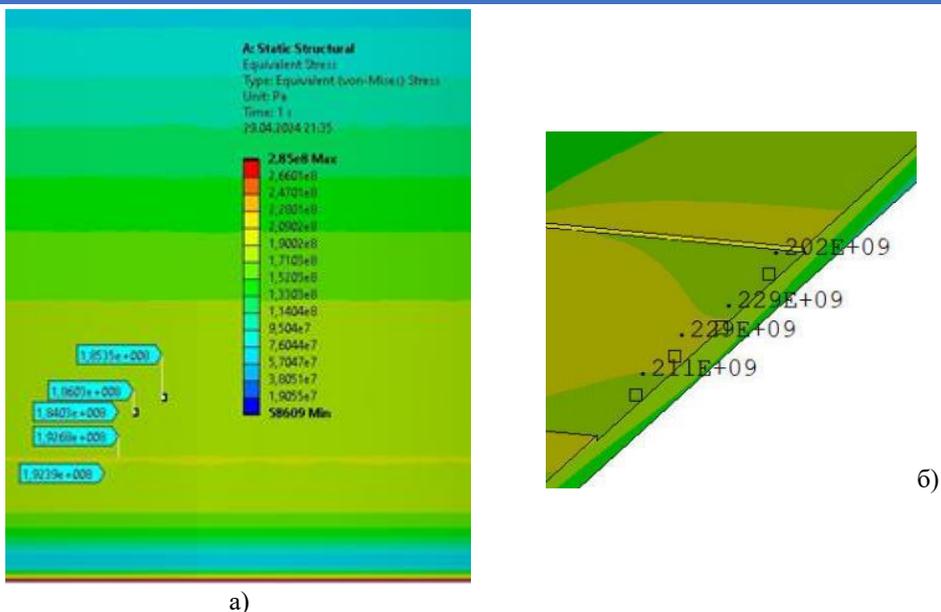


Рисунок 1 - Поле напряжений а) по высоте стенки и б) в области максимальных напряжений при глубине дефекта 0,15δ

Скорость коррозии получилась 0,0578 мм/год, при учете скорости коррозии по СП 28.13330.2017 равной 0,05 мм/год, напряжения полученные в результате расчета МКЭ 229 МПа, среднегодовая температура на станции 4,8 °С, $k_{ТД}^{20} = 0,00096 \text{ МПа}^{-1}$.

В соответствии с [1] расчет срока эксплуатации без учёта напряжений составил 21 год, а с учетом напряжений - 18 лет. Таким образом скорость коррозии в зоне дефекта возрастает на 15,6%, а прогнозируемые значения ресурса в соответствии с действующей НТД завышаются на 14,3 %. Численное моделирование позволяет более корректно оценивать напряженно-деформированное состояние РВС при наличии дефектов и прогнозировать дальнейший безаварийный срок эксплуатации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кантемиров, И. Ф. Метод оценки ресурса безопасной эксплуатации резервуаров с учетом коррозионно-механического и температурного воздействий рабочей среды / И. Ф. Кантемиров // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. – № 4(82). – С. 101-105.
2. РД-23.020.00-КТН-104-18 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика оценки прочности, устойчивости и долговечности резервуара вертикального стального. 2018. – 187 с.

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И
АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ**

УДК 681.5

ОПЫТ ВИРТУАЛЬНОЙ ПУСКОНАЛАДКИ АСУ ТП ДЛЯ НЕФТЕПРОВОДНЫХ КОМПАНИЙ

В.В. Цветков^{1,2}

*ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
ООО Научно-внедренческая фирма «Сенсоры, Модули, Системы»
Самара, Россия*

Аннотация. Имитация техпроцесса позволяет не только проверить работоспособность автоматизированной системы управления технологическим процессом еще до ее внедрения (по сути, провести виртуальную пусконаладку), но и подготовить персонал Заказчика к работе с новой системой. В статье описывается пример решения по организации имитации техпроцесса в рамках прохождения заводских приемо-сдаточных испытаний единой системы диспетчерского управления ПАО «Транснефть».

Ключевые слова: виртуальная пусконаладка, АСУ ТП, АСОКУ, ЕСДУ, имитация технологического процесса.

Актуальность. Имитационная модель техпроцесса должна обеспечивать необходимые функции тестирования и обладать высокой точностью для достоверности результатов испытаний автоматизированной системы, быть удобной для использования и обучения, позволяя сократить время на освоение системы и повысить эффективность работы. Для достижения этих целей необходимо учитывать множество факторов, таких как сложность техпроцесса, требования к точности и надежности модели, а также возможности ее адаптации к изменяющимся условиям работы. Важно также обеспечить гибкость модели, чтобы она могла быть адаптирована к различным задачам и требованиям пользователей. Таким образом, создание эффективной модели имитатора технологического процесса является сложной и актуальной задачей, требующей учета множества факторов и знаний из различных областей. Однако, успешное решение этой задачи может не только повысить эффективность пусконаладки автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП), но и снизить затраты на обучение персонала.

Описание решения. Ранее сотрудниками ООО Научно-внедренческой фирмы «Сенсоры, Модули, Системы» (ООО НВФ «СМС») рассматривались темы проведения виртуальной пусконаладки в рамках тренда цифровизации промышленных производств [1]. Помимо примеров в нефтехимии, виртуальная пусконаладка актуальна и для задач трубопроводного транспорта. При этом следует учитывать специфику последних лет, направленных на использование импортозамещения в части реализации программных и аппаратных комплексов. С учетом последнего, было принято решение использовать в качестве среды имитации «поля» программное обеспечение (ПО) АСОКУ (Автоматизированная Система Оперативного Контроля и Управления) производства ООО НВФ «СМС». ПО АСОКУ предназначено для осуществления мониторинга и диспетчерского контроля большого числа удаленных объектов или одного территориально распределенного

объекта, внесено в единый реестр российских программ и может применяться на объектах критической инфраструктуры.

Имитационный стенд на базе ПО АСОКУ использовался на заводских приемосдаточных испытаниях для проверки систем управления территориальными диспетчерскими пунктами АО «Транснефть-Прикамье» и ООО «Транснефть-Восток». С помощью стенда была реализована имитация различных программных и программно-технических комплексов, участвующих в информационном обмене с Единой Системой Диспетчерского Управления (ЕСДУ) технологическим процессом транспортировки нефти по системе магистральных нефтепроводов: контроллеры линейной телемеханики, контроллеры площадочных объектов, смежные и сторонние системы. Упрощенная схема взаимодействия имитатора с ЕСДУ представлена на рисунке 1 (в составе ЕСДУ отмечены только сервера участвующие в информационном обмене с имитатором). В ходе реализации задачи виртуальной пусконаладки, каждому из серверов из состава ЕСДУ, взаимодействующих с «полем», был сопоставлен список объектов, имитируемых в проекте АСОКУ.

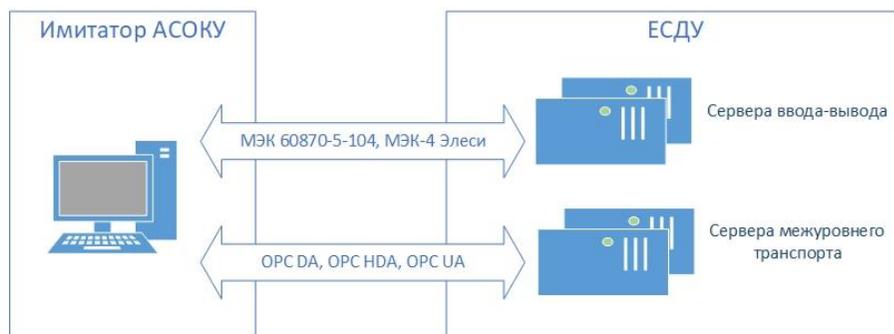


Рисунок 1 – Схема информационного взаимодействия

В качестве основных протоколов использовались ГОСТ 60870-5-104, МЭК 4 Элеси (только ООО «Транснефть-Восток»), OPC различных стандартов. Помимо реализации взаимодействия по указанным протоколам, были подготовлены модели работы основных объектов Заказчика (на стороне имитатора обрабатывались команды удаленного включения в работу и отключение таких объектов как задвижки, насосы, линейные АПС и т.д.). Кроме имитации значений с «полевого» уровня, в АСОКУ реализованы также возможности по обрыву и восстановлению связи, задание качества для группы сигналов имитирующих состояния отдельных объектов (например, магистральных насосных агрегатов или задвижек) и т.п. В приемосдаточных испытаниях ЕСДУ принимали участия работники организации системы «Транснефть»: специалисты отдела АСУ ТП, диспетчера территориальных диспетчерских пунктов. Использование имитации «поля» позволяло уже на этапе заводских испытаний оценить возможности ЕСДУ без подключения реальных источников данных (контроллеров, серверов смежных систем).

Применение имитаторов на базе программного обеспечения АСОКУ позволило пройти заводские испытания и ускорить проведение ПНР в ходе выполнения работ по проекту ЕСДУ в АО «Транснефть-Прикамье». По итогам

заводских и индивидуальных испытаний, а также опытной эксплуатации, ЕСДУ АО «Транснефть-Прикамье» была принята в промышленную эксплуатацию в 2021 г. [2]. В 2024 г. имитатор на базе АСОКУ позволил успешно пройти заводские приемосдаточные испытания для ЕСДУ ООО «Транснефть-Восток».

Выводы. Опыт показывает, что использование виртуальной пусконаладки позволяет существенно снизить расходы на ПНР, повысить качество программного обеспечения. Для заказчика это также дает ряд преимуществ, таких как улучшение качества продукции, сокращение времени простоев благодаря предварительному тестированию изменений и снижение риска нештатных ситуаций из-за человеческого фактора. Одним из главных преимуществ имитационного моделирования является его низкая стоимость по сравнению с основным оборудованием, отсутствие риска повреждения реального оборудования и, как следствие, остановки производства.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Захарченко В. Е., Зарубин Н. А., Ледаков Я. А. Опыт виртуальной пусконаладки АСУ ТП в нефтяной отрасли // Neftegaz.RU – 2020. – № 6(102). – С. 46-49.
2. ООО «Информационное агентство Нефтегаз.РУ интернешнл». Транснефть-Прикамье запустила единую систему диспетчерского управления магистральными нефтепроводами URL: <https://neftgaz.ru/news/transport-and-storage/673426-transneft-prikame-zapustila-edinuyu-sistemu-dispetcherskogo-upravleniya-magistralnymi-nefteprovodami/> (дата обращения: 09.04.2024)

УДК 620.19

ПРИМЕНЕНИЕ НЕЙРОННОЙ СЕТИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕФЕКТОВ СВАРНЫХ ШВОВ НА РЕНТГЕНОВСКОМ СНИМКЕ

А.В. Суслов, А.С. Стукалов, Е.Е. Ярославкина

*ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия*

e-mail: k0046979@yandex.ru

Аннотация

Автоматизация промышленных процессов является актуальной задачей. В том числе актуальным остается вопрос автоматизация процессов неразрушающего контроля технических изделий. В настоящее время искусственный интеллект и нейронные сети находят все большее применение в различных отраслях промышленности. В статье рассмотрена возможность применения нейронных сетей для обработки результатов радиографического неразрушающего контроля сварных соединений. Собрана база данных радиографических снимков с различными дефектами, на основании которых разработана и обучена нейронная сеть. Проверена работа нейронной сети на радиографических снимках сварных соединений.

Ключевые слова: неразрушающий контроль, диагностика, радиографический контроль, нейронная сеть, искусственный интеллект, дефект.

В настоящее время рентгеновское и гамма излучение применяется как для медицинской диагностики, так и для диагностики промышленных объектов. В промышленной диагностике эти виды ионизирующего излучения позволяют «заглянуть» внутрь объекта исследования и узнать о наличии или отсутствии в нем дефектов, например, раковин, пор или трещин.

Важную роль в становлении рентгено- и гамма-радиографии сыграл доктор Роберт Ф. Мель. В 1930-х годах он применил излучение радия для обнаружения неоднородностей в стальных отливках крейсеров ВМФ [1]. Данная работа стала толчком для развития промышленной радиографии. За это исследование в 1943 году Р.Ф. Мель получил медаль Американского общества промышленного радия и рентгеновской радиации [2] (позже общество было переименовано в Американское общество неразрушающего контроля).

Наряду с применением естественной радиации для диагностики промышленных объектов в 1940-е годы также были представлены новые высокоэнергетические рентгеновские аппараты.

С развитием самого метода радиографического контроля, исследователи задумались и о процессе его автоматизации. Например, схема и описание работы автомата по расшифровке снимков представлена в статье 1975 года [3]. Работа данного автомата основывалась на анализе оптической плотности радиографических снимков в виде совокупности электрических сигналов.

Также можно отметить работу 1984 года [4], которая предлагает разработку сканирующего денситометра для автоматизации дешифрования радиографических изображений.

В 2003 году вышли Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления [5] (в настоящее время не действуют), п.3.2.27 которых обязывал осуществлять контроль радиографических снимков сварных стальных соединений на аппаратно-программном комплексе автоматизированной расшифровки радиографических снимков в объеме 20%. Данное требование, безусловно, стало толчком для развития аппаратно-программных комплексов для автоматизированной расшифровки радиографических снимков.

Среди существующих систем, предназначенных для автоматической расшифровки радиографических снимков можно отметить аппаратно-программный комплекс МАРС и измерительный комплекс КОРС 2.0. Такие комплексы состоят из сканера, для переноса радиографических снимков в цифровой формат, персонального компьютера и программного обеспечения.

В настоящее время, наряду с классической радиографией, использующей рентгеновскую пленку (по-прежнему занимающую большую область промышленной радиографии), применяется компьютерная радиография с использованием запоминающих пластин и цифровая радиография с использованием специализированных цифровых детекторов. При компьютерной радиографии запоминающие пластины после проведения контроля прогоняют через сканер и получают изображение на компьютере, а в цифровой радиографии изображение сразу выводится непосредственно на компьютер. Таким образом, с данным

изображением можно работать с использованием специального программного обеспечения.

Среди существующего программного обеспечения, позволяющего, в том числе, проводить автоматическую расшифровку снимков, можно выделить программное обеспечение X-Vizor и программное обеспечение ВидеоРен.

Автоматическая расшифровка снимков позволит автоматизировать проведение радиационного неразрушающего контроля, ускорить процесс непосредственно расшифровки снимков и исключить субъективную погрешность, вносимую оператором. Теме не менее, несмотря на наличие автоматизированных систем и программного обеспечения, данный вопрос так до конца и не решен. Оператор по-прежнему остается главным и основным звеном в радиографическом контроле.

Постановка задачи

Определим операции, которые должна выполнять автоматическая система расшифровки радиографических снимков. Основываясь на работах [6, 7] система должна уметь:

1. Находить область сварного соединения на снимке.

Поскольку поиск дефектов осуществляется в первую очередь в сварном соединении, именно оно представляет наибольший интерес. Околошовная зона также подлежит контролю. Кроме того, в ней может вычисляться отношение сигнал/шум (SNR).

2. Проводить вычисление отношения сигнал/шум и оптической плотности радиографического изображения.

Отношение сигнал/шум является одним из критериев оценки качества снимка при использовании технологий цифровой и компьютерной радиографии. Оптическая плотность – критерий качества снимка, независимо от способа его получения. Оптическая плотность, в зависимости от требований нормативно-технической документации, измеряется в зоне сварного шва, в околошовной зоне, а также на канавочных эталонах чувствительности.

3. Определять места расположения эталонов чувствительности и осуществлять вычисление чувствительности контроля.

Одним из важных моментов радиографического неразрушающего контроля является его чувствительность. Она задается требованиями нормативно-технической документации и радиографические снимки должны удовлетворять заданным требованиям. Соответственно, при автоматической расшифровке снимков, система должна уметь определять как наличие эталонов чувствительности, так и достигнутую чувствительность контроля.

4. Вычислять базовое пространственное разрешение.

Базовое пространственное разрешение (BSR) равно половине полной измеренной нерезкости цифрового радиографического снимка, соответствует эффективному размеру пикселя и обозначает минимальную геометрическую деталь, которую можно различить на цифровом радиографическом снимке, полученном комплексом компьютерной радиографии при расположении дуплексного эталона на объекте контроля со стороны источника излучения.

5. Осуществлять автоматический поиск дефектов и измерение их характеристик.

Наиболее важная и одновременно наиболее сложная задача, которая до конца не решена.

В настоящее время все большее распространение получает цифровая радиография с получением результатов контроля в виде цифрового снимка. Также в последние годы активно развиваются искусственный интеллект и нейросетевые технологии, которые находят применение в различных отраслях человеческой деятельности, в том числе и в промышленности.

В данной работе мы поставили цель решить задачу идентификации дефектов с использованием нейронной сети.

В качестве метода анализа рентгеновских снимков сварного шва была выбрана свёрточная нейронная сеть, так как она наиболее подходит для распознавания и кластеризации объектов на изображениях.

За основу классификации дефектов взяты нормативные документы [8, 9] и выделены следующие кластеры:

1. Включения (газовые поры, твердые включения);
2. Скопления пор/включений;
3. Непровары;
4. Трещины;
5. Отсутствие дефектов.

Для обучения нейронной сети собрана база данных изображений, представляющих собой радиографические снимки с дефектами с различных объектов строительства. Дата сет для обучения представлен 74 000 изображениями (большое количество изображений удалось получить, в том числе за счет аугментации собранных снимков). Размер каждого изображения – 256x256 пикселя (рис. 1). 10 % изображений использовались для проверки работы нейронной сети, 10% от оставшихся изображений использовались для валидационной выборки. Оставшиеся изображения использовались для обучения нейронной сети.

Архитектура нейронной сети следующая: первый сверточный слой из 128 нейронов, 2-х кратное масштабирование, свёртка из 256 нейронов, 2-х кратное масштабирование, свёртка из 512 нейронов, масштабирование, слой Dropout с показателем вероятности 0.1, полносвязный слой и выходной слой из 5 нейронов, соответствующих 5 категориям дефектов.

Обучение сети длилось 20 эпох.

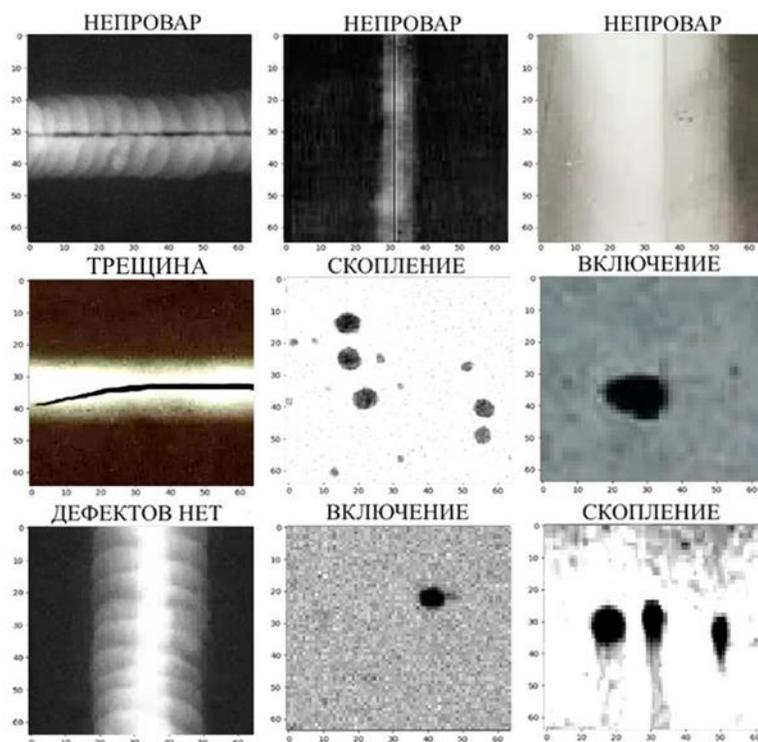


Рис. 1. Пример изображений дата сета

Результаты и обсуждения

На Рис. 2 представлены графики изменения точности в процессе обучения и зависимость изменения функции ошибки от номера эпохи обучения. Точность распознавания дефектов нейронной сетью достигла значения 91 %.

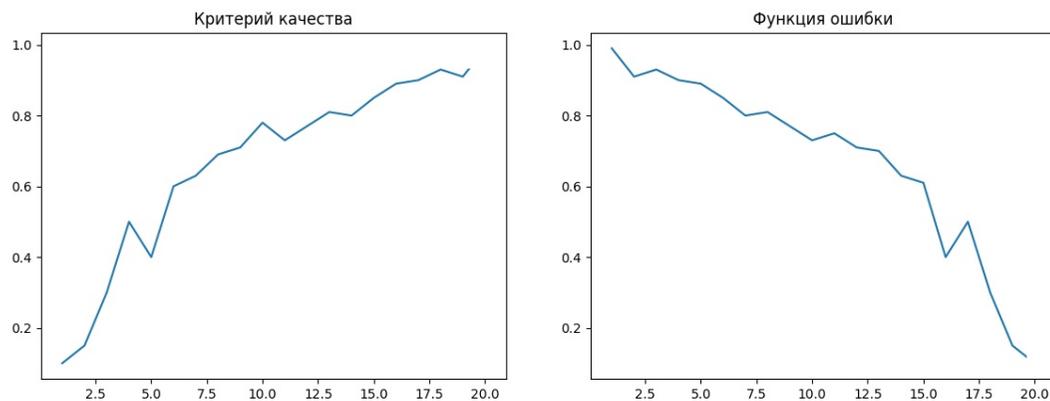


Рис. 2. Процесс обучения нейронной сети

После обучения нейронной сети ее работа была проверена на изображениях, не участвующих в обучении и валидации сети. Результаты работы представлены на Рис. 3. Нейронная сеть успешно справилась со своей задачей – идентификацией дефектов.

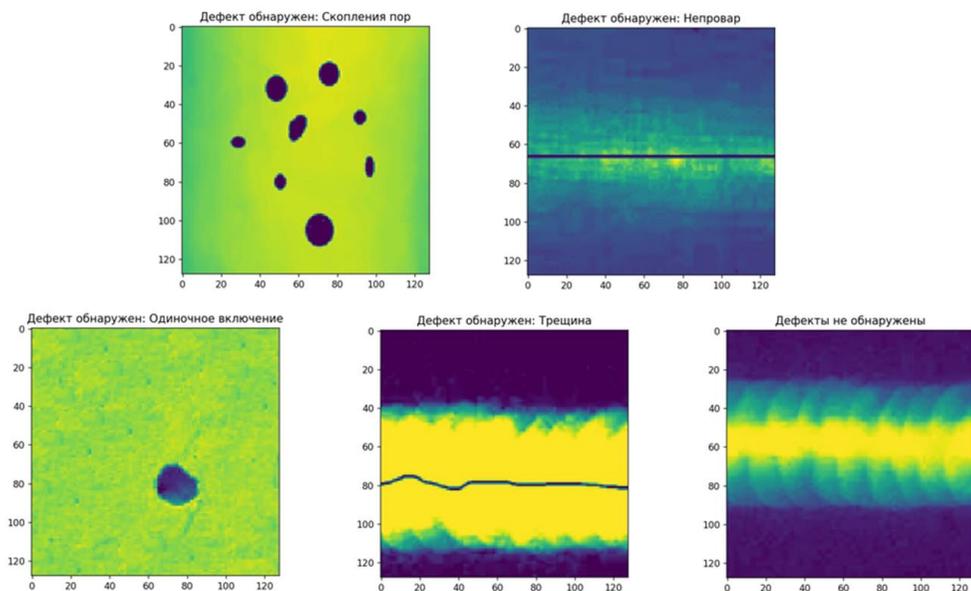


Рис. 3. Результат обучения нейронной сети

На языке программирования Python разработан код программы, которая использует обученную нейронную сеть для анализа радиографического снимка.

Рентгеновский снимок разбивается на сетку фрагментов размером 256x256 пикселей (размер сетки можно регулировать). Далее все фрагменты анализируются нейронной сетью по отдельности. В случае обнаружения дефектов, программа анализирует расположения фрагментов на снимке с целью определения принадлежности фрагментов к одному дефекту. После анализа найденные участки с дефектами отображаются на загруженном снимке. На рис. 4 показаны примеры обработки радиографических снимков сварных соединений.

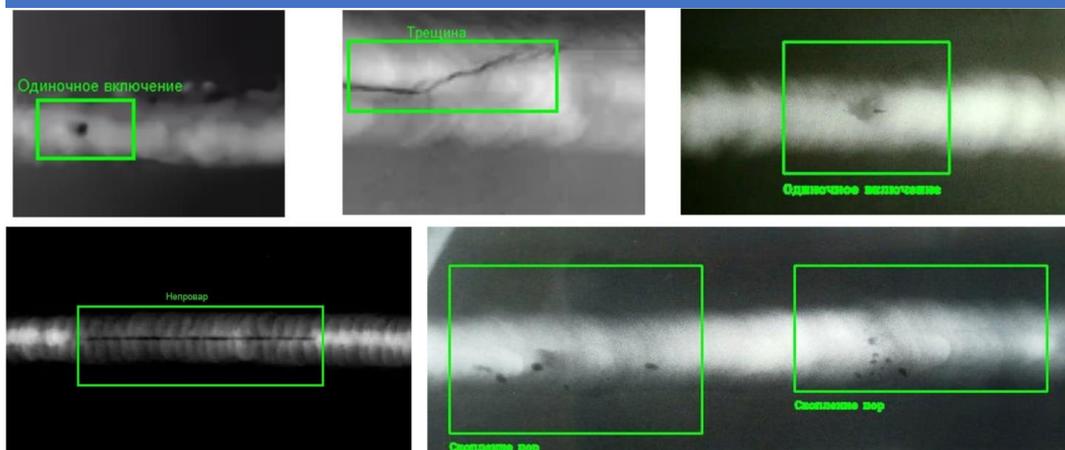


Рис. 4. Пример обработки радиографического снимка

Закключение

Нейронные сети хорошо справляются с задачами распознавания изображений. Как показала проведенная работа, нейронная сеть может быть использована для поиска и определения дефектов на радиографическом снимке сварного соединения.

Дальнейшая работа будет направлена на повышение точности распознавания дефектов и расширение количества классов дефектов.

Кроме этого, программное обеспечение должно уметь проводить измерение геометрических параметров дефектов и, что является одними из главных задач, определять параметры качества радиографического снимка, которые предъявляются требованиями нормативно-технической документацией.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Charles J. Hellier. Handbook of nondestructive evaluation / Charles J. Hellier. – NY: The McGraw-Hill Companies, 2003. – 594 p.
2. Robert Franklin Mehl / A Biographical Memoir by C.S. Smith and W.W. Mullins. Biographical Memoirs, Volume 78 – National Academy of Sciences, 2000. – P.129-145.
3. Абрамов В.П. Некоторые вопросы автоматической расшифровки радиографических снимков / В. П. Абрамов, В. И. Горбунов // Известия Томского политехнического института, 1975. – Т. 248 : Дефектоскопия. – С. 39-42.
4. Елифанцев Б.Н. Разработка сканирующего денситометра для автоматизации дешифрования радиографических изображений. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Томск – 1984 г. – 206 с.
5. Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления (ПБ 12-529-03), Серия 12. Выпуск 4 / Колл. Авт. – 2-е изд. доп. – М.: Научно-технический центр по безопасности в промышленности, 2009. – 208 с.
6. Багаев К.А. Еще раз об автоматической расшифровке рентгеновских снимков сварных швов // В мире неразрушающего контроля, 2015, Т.18, № 3. – С. 62-66.
7. Деч А.В. О компьютерной расшифровке рентгеновских пленок // В мире неразрушающего контроля, 2014, 2 (64), июнь 2014. – С. 21-24

8. ГОСТ Р ИСО 6520-1-2012. Сварка и родственные процессы. Классификация дефектов геометрии и сплошности в металлических материалах. Часть 1. Сварка плавлением. Введ. 01.01.2014. – М.: Стандартиформ, 2014. – 33 с.
9. ГОСТ 23055-78. Классификация сварных соединений по результатам радиографического контроля. Введ. 07.04.1978. – М.: Госстандарт России, 1992. – 8 с.

УДК 621.317

ИССЛЕДОВАНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЯЗКОСТИ ЖИДКОСТИ УЛЬТРАЗВУКОВЫМ МЕТОДОМ, ПРОХОЖДЕНИЕМ ЗВУКА НЕПОСРЕДСТВЕННО ЧЕРЕЗ СРЕДУ

Д.Д. Ляшенко, Е.А. Тюрин, В.В. Муратова

*ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
e-mail: k0046979@yandex.ru*

Аннотация

В статье приводится разработка ультразвукового интеллектуального вискозиметра. Принцип действия данного прибора, основан на методе определения вязкости жидкости с помощью прохождения звука непосредственного через измеряемую среду. Апробация данного устройства была проведена на следующих жидкостях: вода, глицерин, подсолнечное масло.

Ключевые слова: вискозиметр, пьезопреобразователь акустический, ультразвуковой метод.

Измерение вязкости жидкостей является важным параметром в различных отраслях промышленности, таких как нефтяная, химическая, пищевая и многих других. Точные измерения вязкости жидкостей являются необходимыми для определения и контроля качества продуктов и процессов производства. Традиционные вискозиметры основаны на ручном измерении вязкости, что может привести к ошибкам в измерениях. [1]

Современные информационные технологии позволяют автоматизировать процесс измерения вязкости жидкостей. [2]

Метод ультразвуковой вискозиметрии является современным и эффективным методом для определения вязкости жидкостей и основан на измерении скорости распространения ультразвуковой волны в жидкости, и его применение позволяет получить точные и надежные данные о вязкости.

Известны ультразвуковые вискозиметры, действие которых основано на измерении затухания амплитуды магнитоstrictionной пластины, вызываемого демпфирующим действием контролируемой среды (Рисунок 1). В приборе такого типа диапазон измерения вязкости ограничен, схемы измерения критичны к

изменению питающих напряжений, время от времени требуется настройка ламп, настройка прибора сложна. [3]

Для определения вязкости жидкости методом ультразвуковой вискозиметрии используется следующая формула:

$$\eta = \frac{2 * \pi * f}{\omega} * \frac{\Delta \omega}{\Delta k} \quad (1)$$

где η – вязкость жидкости,
 f – частота ультразвуковой волны,
 ω – угловая частота ультразвуковой волны,
 $\Delta \omega$ – изменение угловой частоты,
 Δk – изменение волнового числа.



Рис.1. Ультразвуковой вискозиметр с магнитострикционной пластиной

Формула метода ультразвуковой вискозиметрии связывает вязкость жидкости с параметрами ультразвуковой волны и измеренными изменениями угловой частоты и волнового числа.

Метод ультразвуковой вискозиметрии обладает рядом преимуществ, которые делают его привлекательным для определения вязкости жидкостей:

- Высокая точность измерений и возможность получения надежных данных о вязкости;
- Не требует прямого контакта с жидкостью, что позволяет измерять вязкость в неразрушающем режиме и избегать влияния поверхностных эффектов;
- Широкий диапазон применимости, позволяющий измерять вязкость как низкоразвитых, так и высокоразвитых жидкостей. [4]

Однако, метод ультразвуковой вискозиметрии также имеет некоторые ограничения и недостатки:

- Зависимость результатов от температуры, требующая контроля и коррекции при измерениях;

– Возможное влияние на точность измерений примесей, пузырьков газа и других аномальных состояний в жидкости;

– Необходимость использования специализированных ультразвуковых вискозиметров и оборудования, что может быть связано с определенными затратами.

Метод ультразвуковой вискозиметрии основан на измерении скорости распространения ультразвуковых волн и позволяет получить количественные данные о вязкости. [6] Таким образом, разработка интеллектуального вискозиметра представляет собой актуальную и перспективную тему для исследований и может иметь широкий спектр применений в различных отраслях промышленности. На рис. 2 изображена структурная схема вискозиметра.

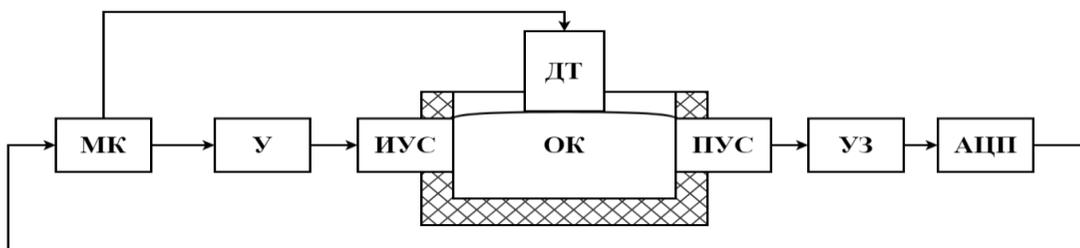


Рис. 2 Структурная схема ультразвукового вискозиметра

Данная система состоит из микроконтроллера (МК) на основе чипа STM32, который генерирует прямоугольные импульсы. Данные импульсы усиливаются (У), далее усиленный импульс поступает на источник ультразвукового сигнала (ИУС) на основе пьезоэлектрического преобразователя акустической эмиссии (АЭ) GT300. Ультразвуковые волны проходят через объект контроля (ОК), в качестве которого были выбраны три жидкости различной вязкости: вода, глицерин, подсолнечное масло. Датчик температуры (ДТ) на основе термопары хромель-алюмель измеряется температура, поскольку вязкость в том числе зависит и от температуры ОК.

Пройденные сигналы фиксируются приемником ультразвукового сигнала (ПУС), также датчиком акустической эмиссии. Усилитель заряда (УЗ) используется для усиления сигнала с датчика АЭ с зарядовым выходом, так как сигнал пройденный через ОК затухают, и амплитуда колеблется от мкВ до нескольких мВ. Через аналого-цифровой преобразователь (АЦП) пройденный сигнал поступает в микроконтроллер для дальнейшей обработки. [5]

Заключение

Была предложена структурная схема информационно-измерительной системы (ИИС) на ультразвуковом методе неразрушающего контроля по определению вязкости жидкости. В настоящее время данная система была апробирована на упомянутых жидкостях: вода, глицерин, подсолнечное масло. Результаты расчетов акустических параметров и вязкости жидкостей с помощью разработанной системы были сопоставимы с табличными значениями. В

представленном виде ИИС показывает возможность определения вязкости жидкости по пройденным ультразвуковым сигналам через объект контроля.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ванягин А.В., Гордеев Б.А., Ерофеев В.И., Охулов С.Н. Измерение вязкости неньютоновской жидкости в ротационном вязкозиметре частотным методом // Вестник научно-технического развития. №2 (150). 2020. 10-25 С. DOI: 10.18411/vntr2020-150-2.
2. Патент № 791635/23-26 : заявл. 22.08.1962 : опубл. 02.11.1965 // В.М. Лубэ, Ю.С. Балашов.; заявитель -. Электронная копия доступна [сайт]. - URL: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_39621636_89995248.pdf
3. AMM Sharif Ullah, Alessandra Caggiano, Akihiko Kubo, M. A. K. Chowdhury // Elucidating Grinding Mechanism by Theoretical and Experimental Investigations // Materials 2018, 11(2), 274-293; DOI: <https://doi.org/10.3390/ma11020274>
4. Ediguer E. Franco , Flávio Buiochi // Ultrasonic measurement of viscosity: Signal processing methodologies // Ultrasonics 2019. Volume 91. 213-219 P. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ultras.2018.08.006>.
5. П.К. Ланге, Е.Е. Ярославкина, Е.А. Тюрин // Система ультразвукового контроля с применением нейронных сетей // Автоматизация в промышленности 2023. №03. 6-9 С. DOI: 10.25728/avtprom.2023.03.06.
6. <http://www.spectrosystems.ru/methods/viskozimetr.shtml>

УДК 622.276

ИНТЕГРИРОВАНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В ПРОЦЕСС БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

К.В. Парфенов, И.Ю. Самойлычев

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: kparfenov@mail.ru

Исследование потенциала искусственного интеллекта (ИИ) в процессе бурения демонстрирует его способность трансформировать отрасль добычи углеводородов, повышая эффективность, безопасность и экономическую выгоду. Применение ИИ обеспечивает улучшение анализа данных, оптимизацию операционных процессов и снижение риска ошибок и аварий. Разработанные модели ИИ успешно прогнозируют операционные результаты, предотвращают аварийные ситуации и автоматизируют управление буровым процессом, обещая дальнейшие инновации в управлении месторождениями и разработке геологических моделей.

Ключевые слова: искусственный интеллект, литотип, машинное обучение, алгоритмы, бурение, модели.

В последние годы технологический прогресс значительно трансформировал индустрию добычи углеводородов, делая процесс бурения более эффективным, безопасным и экономически выгодным. Одним из ключевых факторов этого преобразования стало интегрирование искусственного интеллекта (ИИ) в процесс бурения нефтяных и газовых скважин. Внедрение ИИ позволяет существенно улучшить анализ данных, оптимизировать процессы и повысить общую производительность, при этом снижая вероятность ошибок и аварийных ситуаций.

Цель данной работы - исследовать потенциал искусственного интеллекта в процессе бурения, обозначить ключевые области применения, а также проанализировать уже достигнутые результаты и оценить будущие перспективы. В статье будут рассмотрены различные аспекты интеграции ИИ, включая автоматизацию процессов, оптимизацию бурения, предсказание и предотвращение проблемных ситуаций на скважинах, а также улучшение безопасности и экологической устойчивости добычи углеводородов.

Внедрение искусственного интеллекта в бурение открывает новые возможности для отрасли, позволяя достигать высокой точности и эффективности на всех этапах разработки месторождений. Особое внимание в статье уделено анализу успешных кейсов, демонстрирующих значительные улучшения в скорости бурения, точности позиционирования скважин и снижении затрат, что стало возможным благодаря использованию алгоритмов машинного обучения и больших данных.

Интеллектуальные способности машинного обучения помогают раскрывать секреты, скрытые в больших объемах информации. Особенно это направление позволяет разрабатывать и внедрять в производство адаптивные модели, которые будут способны решать конкретные задачи. Машинное обучение представляет собой разработку математических алгоритмов, которые используются для анализа особых данных. Это происходит благодаря тому, что параметры этих алгоритмов настраиваются таким образом, чтобы обеспечить визуализацию обрабатываемой информации. Другими словами, программа "учится" на основе предоставленных данных. Как только процесс обучения на собранных данных завершается, эти модели становятся инструментом для прогнозирования результатов будущих наблюдений.

Существует два основных направления в машинном обучении - обучение с учителем (supervised learning) и обучение без учителя (unsupervised learning). В первом случае для анализа используются размеченные данные, и все объекты заранее промаркированы. Во втором же, при обработке массивов информации нет описания или меток объектов, алгоритм должен самостоятельно выявлять закономерности, взаимосвязи и зависимости в данных [1].

Анализ публикаций в области искусственного интеллекта [2-4] позволил выявить ключевые направления применения ИИ в нефтегазовой отрасли, в том числе:

1. Разработка классификационных моделей искусственного интеллекта для прогнозирования операционных результатов в процессе строительства скважин.
2. Подготовка моделей для прогнозирования и предупреждения аварийных ситуаций в поддержку буровых процессов.
3. Автоматическое управление технологическим процессом бурения, аналогично принципу работы автопилота, с оперативным анализом данных от датчиков.
4. Корректировка управления процессом бурения или остановка работ при выявлении критических значений с последующим оповещением.
5. Снижение времени механического бурения и повышение экономической эффективности бурения скважин.
6. Внедрение алгоритмов машинного обучения на месторождениях для создания «умных» геологических моделей с возможностью самообучения.
7. Оптимизация выбора вариантов разработки месторождений на основе анализа параметров, включая расположение и работу скважин, с превосходством результатов над экспертными рекомендациями.

В процессе бурения скважин применение искусственного интеллекта обеспечивает возможность предварительного определения отклонения бурового инструмента от заданного продуктивного слоя до того момента, как об этом сигнализируют телеметрические датчики. Из-за особенностей конструкции бурового оборудования, сведения о типе пород и их характеристиках, получаемые с помощью каротажа, задерживаются. Так, отклонение от планируемой зоны фиксируется лишь после того, как долото находится на расстоянии 15–35 метров от предполагаемого места. Однако опытные бурильщики могут предположить смену породы по косвенным данным, таким как нагрузка на долото или скорость его проходки. Этот навык предложено перенести на искусственный интеллект, который, анализируя скрытые паттерны в геологических и технологических данных, сможет своевременно распознавать изменения. Прототип, созданный на основе машинного обучения, в реальном времени обрабатывает данные о вибрации, скорости и направлении бурения, а также о нагрузке на инструмент. Это дает возможность мгновенно определить состав породы еще до получения информации от датчиков, установленных на буровом оборудовании [5].

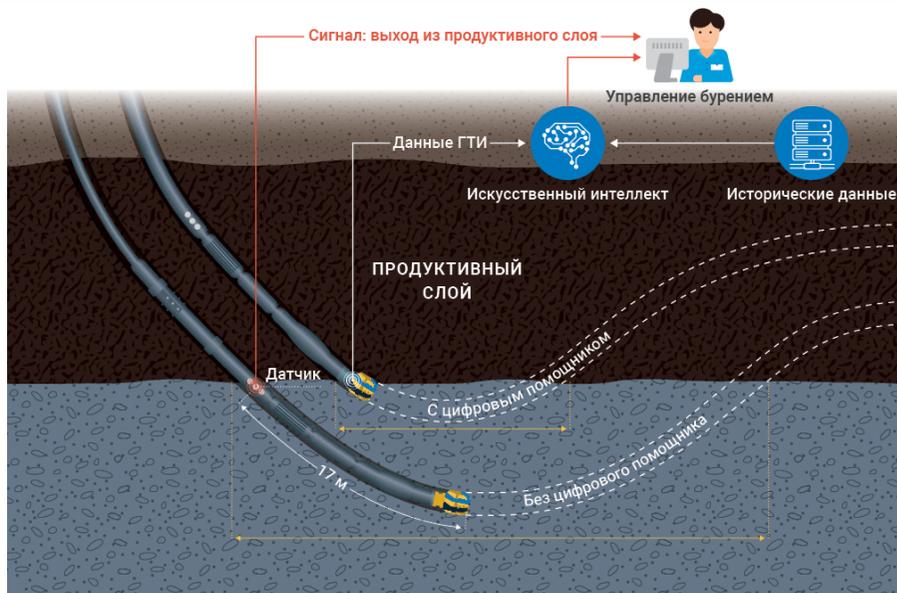


Рисунок 1 – Принцип действия программы ИИ [6]

На данный момент разработанная программа умеет распознавать три литотипа горных пород — песчаник, глину и карбонатный песчаник, а также моменты их смены в процессе бурения. Шансы на успешное определение изменения литотипа породы благодаря этой цифровой системе достигают 70%. Постоянное обучение программы на основе данных с новых скважин повышает её точность с каждым новым бурением. Этот подход в перспективе обещает ускорить процесс бурения горизонтальных участков, сократить расходы на исправление дефектов и улучшить качество бурения, что, в свою очередь, повысит эффективность использования скважин в будущем [6].

Активное применение искусственного интеллекта в бурении не только является перспективным направлением для настоящего и будущего индустрии добычи углеводородов, но и служит фундаментом для развития новых технологических решений, направленных на улучшение эффективности, безопасности и экологической устойчивости процессов.

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. Черников А.Д., Еремин Н.А., Столяров В.Е., Сбоев А.Г., Семенова-Чащина О.К., Фицнер Л.К. Применение методов искусственного интеллекта для выявления и прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин: проблемы и основные направления решения // Георесурсы. – 2020. – Т. 22. – №3. – С. 87-96. DOI: 10.18599/grs.2020.3.87-96

3. Дмитриевский А.Н., Сбоев А.Г., Еремин Н.А., Черников А.Д., Наумов А.В., Грязнов А.В., Молошников И.А., Бороздин С.О., Сафарова Е.А. Об увеличении продуктивного времени бурения нефтегазовых скважин с использованием методов машинного обучения // Георесурсы. – 2020. – Т.22. – №4. – С. 79-85. DOI: 10.18599/grs.2020.4.79-85
4. Попов Е.А., Стариков М.А., Невкин А.А. Внедрение алгоритмов машинного обучения в производственные процессы компаний нефтяной и газовой промышленности // Бурение и нефть. - 2021. - № 4. - С. 36-40.
5. Эпштейн В.Е., Спектор С.Я., Порожский К.П. Новые технологии и основные пути совершенствования действующих буровых установок. – УГГУ 2011. – 30 с.
6. ЦИФРОВОЕ БУРЕНИЕ: КАК ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШАЮТ ЭФФЕКТИВНОСТЬ (23 сентября 2019 г.). - URL: https://up-pro.ru/library/information_systems/automation_production/burenie-neft/ (дата обращения: 15.04.2024).

УДК 622.276

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ПОСТРОЕНИЯ МОДЕЛИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СОСТАВА БУРОВОГО РАСТВОРА

К.В. Парфенов, Н.В. Дурыманов, И.Ю. Самойлычев, А.Н. Овакянян, В.Г. Тимофеев

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
email: kparfenov@mail.ru*

Исследование посвящено разработке алгоритма машинного обучения для оптимизации состава бурового раствора, что имеет ключевое значение для повышения эффективности и безопасности процесса бурения нефтяных и газовых скважин. В работе освещены этапы разработки алгоритма, начиная от сбора и предобработки данных, анализа данных и выбора модели, до обучения модели, ее валидации и тестирования, а также оптимизации гиперпараметров и интеграции модели в реальные условия бурения. Особое внимание уделено важности интеграции алгоритма в существующие системы управления бурением и необходимости постоянного мониторинга для обеспечения его актуальности и эффективности, что открывает перспективы для создания более автономных и эффективных систем управления процессом бурения.

Ключевые слова: искусственный интеллект, литотип, машинное обучение, алгоритмы, бурение, модели.

В процессе бурения нефтяных и газовых скважин важную роль играет качество бурового раствора, от которого зависят скорость и безопасность бурения, а также состояние скважины. Традиционные подходы к подбору состава бурового

раствора часто не учитывают все факторы, влияющие на эффективность бурения, что приводит к необходимости поиска новых методов оптимизации. Использование алгоритмов машинного обучения позволяет существенно улучшить этот процесс за счет анализа больших объемов данных и автоматической корректировки состава раствора в реальном времени.

Актуальность исследования обусловлена постоянно растущими требованиями к эффективности и экологичности процесса бурения. Научная значимость работы заключается в разработке алгоритма машинного обучения, который может служить основой для создания адаптивных систем управления составом бурового раствора, способных учитывать широкий спектр переменных условий и параметров.

Для разработки алгоритма машинного обучения (ML), направленного на оптимизацию состава бурового раствора, важно учитывать множество переменных и их взаимосвязи, влияющие на процесс бурения. ML позволяет строить обучаемые модели для выполнения определенных целей. Суть машинного обучения заключается в построении математических моделей для исследования определенного рода данных [1]. Основная цель алгоритма — повышение эффективности и безопасности бурения за счет адаптации состава бурового раствора к текущим геологическим и техническим условиям. Ниже приведена структура разработки такого алгоритма.

1. Сбор и предобработка данных

Первым шагом является сбор исходных данных, которые могут включать информацию о геологических условиях, параметрах бурения (скорость вращения, осевое давление, скорость промывки и т. д.), а также характеристики бурового раствора (плотность, вязкость, pH, содержание различных добавок и т. п.). Важно обеспечить качественную предобработку данных: очистку от выбросов, заполнение пропусков, нормализацию и стандартизацию. Качество данных является критически важным фактором для успешного обучения модели. Собранные данные подвергаются очистке и предобработке. Это включает в себя удаление выбросов, заполнение пропущенных значений и масштабирование числовых признаков. Чистые и подготовленные данные обеспечивают более стабильное и точное обучение модели [2].

2. Анализ данных и выбор модели

Следующий шаг — анализ данных с целью выявления взаимосвязей между параметрами бурения и эффективностью использования бурового раствора. На этом этапе может быть применен ряд методов машинного обучения для исследования данных, таких как корреляционный анализ, метод главных компонент (PCA) и другие техники снижения размерности. Результаты анализа позволяют выбрать наиболее подходящую модель машинного обучения, которая может быть основана на регрессии, решающих деревьях, случайных лесах или градиентном бустинге, в зависимости от характеристик и структуры данных.

3. Разработка и обучение модели

На основе выбранной модели производится ее обучение с использованием тренировочного набора данных. Важным аспектом является определение функции потерь, которая может включать показатели качества бурения, такие как скорость проникновения, износ оборудования, количество аварийных остановок и т. д. Модель обучается для минимизации функции потерь путем подбора оптимального состава бурового раствора.

4. Валидация и тестирование модели

После обучения модель подвергается процедуре валидации и тестирования на отдельном наборе данных, чтобы оценить ее способность к обобщению и прогнозированию. Используются различные метрики качества модели, включая коэффициент детерминации R^2 , среднеквадратическую ошибку (MSE), а также специализированные показатели, связанные с конкретными задачами бурения.

5. Оптимизация и настройка гиперпараметров

Для улучшения качества модели проводится оптимизация гиперпараметров с использованием методов, таких как поиск по сетке или случайный поиск. Цель — максимизировать точность прогнозов модели, при этом сохраняя ее способность к обобщению.

6. Реализация и мониторинг

Финальный этап заключается в интеграции модели в процесс бурения для реального времени оптимизации состава бурового раствора. Важно обеспечить постоянный мониторинг работы модели и регулярное обновление данных для поддержания ее актуальности и точности прогнозов.

Этот алгоритм позволит создать мощный инструмент для повышения эффективности и безопасности бурения за счет оптимизации состава бурового раствора, адаптированного к текущим условиям работы.

Важным аспектом реализации алгоритма является его интеграция в существующие системы управления бурением и постоянный мониторинг его эффективности для корректировки и улучшения. Такой подход требует тесного взаимодействия между инженерами, геологами и специалистами по данным для обеспечения точности и актуальности используемой информации [3-5].

В перспективе, дальнейшее развитие и усовершенствование алгоритмов машинного обучения открывают возможности для создания все более эффективных и автономных систем управления бурением. Это не только повысит безопасность и эффективность бурения, но и способствует разработке новых методов исследования и добычи углеводородов, что имеет огромное значение для будущего нефтегазовой отрасли.

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, № 15. – С. 37-39.
3. Попов Е.А., Стариков М.А., Невкин А.А. Внедрение алгоритмов машинного обучения в производственные процессы компаний нефтяной и газовой промышленности // Бурение и нефть. - 2021. - № 4. - С. 36-40.
4. Старцев В.А., Буслаев Г.В., Конопляников А.В. Анализ опыта применения методов машинного обучения при бурении нефтяных и газовых скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 9(369). – С. 15-24. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-9(369)-15-24.
5. Черников А.Д., Еремин Н.А., Столяров В.Е., Сбоев А.Г., Семенова-Чащина О.К., Фицнер Л.К. Применение методов искусственного интеллекта для выявления и

прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин: проблемы и основные направления решения // Георесурсы. – 2020. – Т. 22. – №3. – С. 87-96. DOI: 10.18599/grs.2020.3.87-96

ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ЗА СЧЕТ ВНЕДРЕНИЯ СКУД- ТЕХНОЛОГИЙ

К.С. Ерохина, С.Р. Тухфатуллина, Д.А. Мельникова¹

1- Научный руководитель: доцент, кандидат технических наук

СамГТУ, г. Самара, Россия, karina-355@yandex.ru

Аннотация. В последние годы безопасность предприятий нефтегазовой отрасли стала одним из ключевых аспектов успешной и устойчивой работы. Рост числа угроз, как техногенного, так и природного характера, требует применения новых подходов и технологий для обеспечения безопасности. Одним из таких решений является внедрение систем контроля и управления доступом (СКУД), которые могут значительно повысить уровень защищенности предприятий в нефтегазовой сфере.

Ключевые слова: СКУД, безопасность, нефтегазовая отрасль, месторождения нефти, пропускные устройства.

СКУД системы - комплексные системы, предназначенные для контроля доступа персонала и транспортных средств на территорию предприятия, а также для управления доступом в определенные зоны внутри объектов. Они позволяют не только предотвратить несанкционированный доступ, но и вести учет и мониторинг перемещений людей и машин, что крайне важно для обеспечения безопасности на объектах с высоким уровнем опасности. СКУД-системы состоят из: преграждающих устройств, турникетов и шлагбаумов, дверей со специальными электрозамками, которыми управляет контроллер, считывателей, контроллеров, идентификаторов, программы, которая обрабатывает информацию с контроллеров: время прихода и ухода сотрудников, доступ в помещения, опоздания. [1]

Месторождение нефти или газа обычно представляет собой несколько площадок в местности с плохо развитой инфраструктурой, расположенных в нескольких десятках километров друг от друга. Производственная площадка, по сравнению с территорией всего месторождения, имеет конечные размеры и может и должна быть огорожена периметром, хотя бы из просто инженерного ограждения. Доступ на площадку осуществляется через КПП, которое ничем, кроме отсутствия БП, не отличается от КПП месторождения. Главной особенностью СКУД на КПП производственной площадки является подсчет сотрудников в области, причем не обезличенный, а в виде таблицы с указанием данных каждого сотрудника, находящегося в области. Данная таблица позволит более целенаправленно

производить поисково-спасательные мероприятия при возникновении аварийных ситуаций.

Рядом с КПП, на безопасном расстоянии, можно поместить считыватель для регистрации сотрудников, самостоятельно покинувших зону техногенной аварии. Что так же будет являться дополнительной полезной информацией при оценке ситуации, и организовывать персонал. На предприятиях нефтегазовой отрасли применяемая СКУД должна не просто обеспечивать открытие пропускных устройств при наличии пропуска, а оценивать наличие фондов отпуска товарной продукции, соответствие документов на получение товарной продукции, выполнение требований промышленной безопасности и только после этого разрешать доступ. [2] Она должна проверять, соответствуют ли документы для получения продукции, есть ли на складе необходимые товары, соблюдаются ли правила промышленной безопасности, и только после этих проверок давать доступ.

Важно, что при внедрении такой системы на нефтеперерабатывающих заводах она должна уметь не только выполнять базовые функции, но и автоматически ограничивать доступ для людей и транспорта, которые ранее нарушали правила безопасности и не исправили эти нарушения. [3] Это становится возможным благодаря ведению в системе истории нарушений. Другими словами, доступ должен предоставляться только после проверки в базе данных на наличие или отсутствие зафиксированных нарушений безопасности по отношению к конкретному человеку или транспортному средству. Кроме того, если в базе данных зафиксировано нарушение, система должна автоматически запретить нарушителю доступ на территорию предприятия. СКУД часто интегрируются с системами видеонаблюдения, системами оповещения и пожарной безопасности, что позволяет создавать комплексные решения для обеспечения безопасности.

В заключение, внедрение СКУД систем на предприятиях нефтегазовой отрасли представляет собой ключевой шаг на пути к повышению их безопасности и эффективности. Эти системы способствуют оптимизации производственных процессов, снижению рисков возникновения аварий и экологического ущерба, а также обеспечивают повышение защищенности работников и окружающей среды от потенциальных угроз. [4] Применение передовых технологических решений и интеграция СКУД в ежедневную операционную деятельность нефтегазовых предприятий позволит не только достичь высоких стандартов безопасности, но и значительно увеличить их производственную эффективность.

Важно, что успешная реализация СКУД требует комплексного подхода, включающего тщательный анализ потребностей предприятия, выбор адекватных технологических решений и обеспечение квалифицированного обучения персонала. Взаимодействие всех этих компонентов позволит максимально реализовать потенциал СКУД систем и обеспечить долгосрочное и устойчивое развитие нефтегазовой отрасли.

ЛИТЕРАТУРА

1. СКУД: из чего состоит и как работает [Электронный ресурс] // Сбис // URL: https://sbis.ru/articles/time_management/scud_chno_eto_iz_chego_sostoit_kak_rabotaet

2. СКУД на нефтеперерабатывающих предприятиях: особенности применения [Электронный ресурс] // Гипермаркет систем безопасности // URL: https://www.aktivsb.ru/statii/skud_na_neftepererabatyvayushchikh_predpriyatiyakh_osobnosti_primeneniya.html
3. Особенности применения СКУД на промышленных предприятиях [Электронный ресурс] // Компания безопасность // URL: <https://www.bezopasnost.ru/about/articles/detail/40/1019/>
4. Особенности применения СКУД в нефтегазовой отрасли [Электронный ресурс] // URL: <https://bzp-nn.ru/osobnosti-primeneniya-skud-v-neftegazovoj-otrasli.html>

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

К.С. Ерохина, С.Р. Тухфатуллина, Ю.В. Гашенко¹

1- Научный руководитель: старший преподаватель

СамГТУ, г. Самара, Россия, karina-355@yandex.ru

Аннотация. Современные методы управления качеством на предприятиях нефтегазовой отрасли играют ключевую роль в обеспечении высокой эффективности и безопасности производственных процессов. Нефтегазовая отрасль, являясь одной из самых масштабных и технологически сложных, требует особенно строгого подхода к контролю качества на всех этапах - от разведки и добычи до переработки и транспортировки. В данной статье будут рассмотрены ключевые современные методы и практики управления качеством, применяемые в нефтегазовой индустрии.

Ключевые слова: Управление качеством, интегрированные системы, Методологии Lean Manufacturing и Six Sigma, Комплексное управление качеством.

Управление качеством является ключевым аспектом успешного функционирования любой промышленной организации, включая предприятия нефтегазовой отрасли. Требования, предъявляемые к безопасности и эффективности процессов в нефтегазовой отрасли, находятся на очень высоком уровне. Для достижения высокого уровня качества компании должны проявлять высокий уровень управления, разрабатывая системы менеджмента качества, которые отвечают национальным и международным стандартам качества, а также учитывают интересы всех заинтересованных сторон. [1]

Для достижения высокого уровня качества компании должны проявлять высокий уровень управления, разрабатывая системы менеджмента качества, которые отвечают национальным и международным стандартам качества, а также учитывают интересы всех заинтересованных сторон. Рассмотрим современные методы управления качеством, которые в данное время все чаще внедряются на производства:

1. Интегрированные системы менеджмента качества - часть системы общего менеджмента, отвечающие требованиям двух или более международных стандартов и функционирующую как единое целое. [2] Системы позволяют объединить различные аспекты управления качеством, окружающей средой, здоровьем и безопасностью в единую систему. Это обеспечивает комплексный подход к управлению рисками и повышает эффективность процессов.

2. Методологии Lean Manufacturing и Six Sigma - интегрированная методология, в основу которой легли американская и японская методологии: [«Lean manufacturing»](#) (Бережливое производство) и [«Six Sigma»](#) (Шесть сигм). [3] Они направлены на устранение потерь и оптимизацию производственных процессов. Lean Manufacturing фокусируется на минимизации потерь через исключение ненужных операций, улучшение организации рабочего места и повышение гибкости производства. Six Sigma предлагает подход к улучшению качества путем уменьшения количества дефектов до минимума через статистический анализ процессов и принятие на основе данных решений.

3. Total Quality Management (Комплексное управление качеством) - широко пропагандируемый подход, который концентрирует внимание на удовлетворении и опережении желаний потребителя, связанный с определенными методами. Данный подход позволяет поставлять потребителям качественные товары или услуги. [4] Ключевым моментом в данном методе является предоставление качественных услуг потребителям. Он ориентирован на непрерывное улучшение всех аспектов деятельности организации с акцентом на удовлетворенность потребителей. Это достигается через вовлечение всех сотрудников компании в процесс улучшения качества продукции и услуг.

4. Информационные технологии, которые играют важную роль в управлении качеством на предприятиях нефтегазовой отрасли. Системы управления данными, такие как Enterprise Resource Planning и Supply Chain Management, позволяют оптимизировать процессы управления запасами, логистику, планирование производства и в целом повышают эффективность управления предприятием. Кроме того, технологии Big Data и искусственный интеллект находят применение в анализе больших объемов данных для принятия более точных и обоснованных решений по управлению качеством.

В заключении можно сказать, что современные методы управления качеством на предприятиях нефтегазовой отрасли играют решающую роль в обеспечении эффективности, безопасности и конкурентоспособности в сегодняшней динамичной среде. [5] Интегрированные системы менеджмента, Lean Manufacturing, Six Sigma, Total Quality Management и применение информационных технологий позволяют предприятиям оптимизировать процессы, улучшать качество продукции и услуг, снижать риски и повышать удовлетворенность клиентов. Таким образом, интеграция современных методов управления качеством становится необходимым условием для достижения высоких стандартов в производстве и поддержания ведущих позиций на рынке в условиях постоянно меняющейся отрасли нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ [Электронный ресурс] // ЭЛЕКТРОННЫЙ НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ «ДНЕВНИК НАУКИ» // URL: http://dnevniknauki.ru/images/publications/2023/5/economy/Stepanets_Mikaeva.pdf
2. ЧТО ТАКОЕ ИНТЕГРИРОВАННАЯ СИСТЕМА МЕНЕДЖМЕНТА (ИСМ)? [Электронный ресурс] // Центр дополнительного профессионального образования // URL: [https://tpc72.ru/info/articles/chto-takoe-integrirovannaya-sistema-menedzhmenta-ism-/](https://tpc72.ru/info/articles/chto-takoe-integrirovannaya-sistema-menedzhmenta-ism/)
3. Lean Six Sigma — комбинация методологий для лучшего результата [Электронный ресурс] // Worksection // URL: <https://worksection.com/blog/lean-six-sigma.html>
4. Комплексное управление качеством [Электронный ресурс] // Worksection // URL: <https://studfile.net/preview/3641030/page:8/#:~:text=Комплексное%20управление%20качеством%2C%20или%20просто.и%20в%20реальной%20практике%20управления>
5. Никитин В.А. Управление качеством на базе стандартов ИСО 9000:2000 / В.А. Никитин. СПб.: Питер, 2002. - 272 с.

УДК 625.08

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ ПОЛОЖЕНИЯ ГРУЗОКОМПЕНСАТОРОВ НА ОПОРАХ КОНТАКТНОЙ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОЙ СЕТИ

А.О. Дементьев, Н.В. Ефимушкина, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: san0173@mail.ru

В статье рассматриваются ключевые проблемы и перспективы внедрения интеллектуальных систем контроля положения грузокompенсаторов на опорах контактной железнодорожной сети. Основное внимание уделяется техническим сложностям, связанным с совместимостью новых систем с существующим оборудованием, требованиям к точности измерений, а также надежности и долговечности устройств. Анализируются экономические аспекты внедрения, включая оценку стоимости и ROI, а также организационные и регуляторные барьеры, такие как необходимость изменений в законодательстве и повышенные требования к безопасности. Исследование подчеркивает важность комплексного подхода к модернизации железнодорожной инфраструктуры для повышения её эффективности и безопасности.

Ключевые слова: автоматизация, грузокompенсаторы, экологическая безопасность железнодорожных перевозок, уменьшение экологического воздействия, энергоэффективность.

Контактная железнодорожная сеть, также известная как контактно-сетевое хозяйство, является неотъемлемой частью инфраструктуры электрифицированных железных дорог. Она состоит из множества элементов, включая контактные провода, несущие кабели, опоры, изоляторы, а также различные устройства и механизмы для поддержания и регулирования этих элементов. Основная функция контактной сети — передача электрической энергии от подстанций к тяговым электродвигателям железнодорожных локомотивов и поездов.

Важность для железнодорожного транспорта подмечена в следующих пунктах [1]:

1. Электрификация и эффективность: Электрифицированные железные дороги обеспечивают более высокую тяговую эффективность и скорость поездов по сравнению с дизельными локомотивами. Это повышает общую пропускную способность и оперативность железнодорожной сети.

2. Экономическая выгода: Эксплуатация электрических локомотивов обходится дешевле, поскольку электричество стоит меньше, чем дизельное топливо. Кроме того, электрические двигатели требуют меньше обслуживания и имеют более длительный срок службы.

3. Экологическая устойчивость: Использование электрификации помогает снизить выбросы углекислого газа и других вредных веществ, что делает железнодорожный транспорт более экологичным по сравнению с транспортом на основе ископаемого топлива.

4. Безопасность: Электрифицированные системы считаются более безопасными благодаря уменьшению количества движущихся частей и рисков утечки или воспламенения топлива.

5. Технологические инновации: Электрификация открывает путь для внедрения новейших технологий управления поездами и автоматизации, таких как системы автоматического управления поездом (АТО) и европейская система управления железнодорожным движением (ERTMS).

Важным элементом в контактной сети являются грузокомпенсаторы, которые используются для поддержания необходимого натяжения контактных проводов в различных климатических и эксплуатационных условиях. Правильное положение грузокомпенсаторов обеспечивает надежный контакт между токоприемником и контактным проводом, что критически важно для бесперебойной подачи электричества к движущимся поездам.

Совершенствование методов контроля за положением этих грузокомпенсаторов и внедрение интеллектуальных систем для их мониторинга и регулировки является важным направлением развития железнодорожной инфраструктуры, способствующим повышению безопасности, надежности и эффективности железнодорожного транспорта [2].

Управление положением грузокомпенсаторов на опорах контактной железнодорожной сети представляет собой сложную задачу, важность которой

обусловлена необходимостью поддержания оптимального натяжения контактного провода. Неправильное управление этими устройствами может привести к серьезным сбоям в работе железнодорожной системы, включая снижение безопасности и надежности движения поездов.

Проблемы управления положением грузокомпенсаторов:

1. Механические нагрузки: Грузокомпенсаторы постоянно подвергаются механическим нагрузкам из-за колебаний температуры, ветровых нагрузок и динамического воздействия проходящих поездов. Это может привести к износу компонентов, потребности в частом обслуживании и замене деталей.

2. Климатические условия: Температурные колебания оказывают значительное влияние на натяжение проводов. Зимой провода сжимаются и требуют большего натяжения, летом — наоборот, расширяются. Адаптация к этим условиям требует точного и быстрого реагирования системы грузокомпенсаторов.

3. Старение инфраструктуры: Многие железнодорожные системы используют устаревшую технологию, что затрудняет интеграцию современных автоматизированных систем управления. Обновление таких систем может быть затратным и требует значительных временных затрат.

4. Недостаток автоматизации: Во многих системах управление грузокомпенсаторами все еще осуществляется вручную или полуавтоматически, что увеличивает риск человеческой ошибки и снижает эффективность операций.

5. Сложность мониторинга: Непрерывный и точный мониторинг состояния контактной сети и грузокомпенсаторов требует сложных датчиков и систем передачи данных. Разработка, установка и обслуживание таких систем требуют значительных инвестиций.

Решения для оптимизации управления [3].

- **Внедрение автоматизированных систем:** Современные технологии позволяют автоматизировать процесс мониторинга и управления положением грузокомпенсаторов, что может значительно улучшить точность и надежность системы.

- **Использование датчиков и IoT:** Внедрение датчиков и технологий интернета вещей (IoT) для постоянного сбора данных о состоянии контактной сети и анализа этих данных в реальном времени поможет оперативно реагировать на изменения и предотвращать возможные неполадки.

- **Обновление и модернизация:** Замена старых компонентов и внедрение новых технологий в устаревшие системы повысит их эффективность и уменьшит затраты на обслуживание.

Улучшение управления положением грузокомпенсаторов на опорах контактной сети не только повышает безопасность и надежность железнодорожного транспорта, но и способствует увеличению его эффективности, что имеет важное значение для экономики и экологии.

Контроль положения грузокомпенсаторов на опорах контактной сети является важным аспектом для обеспечения бесперебойной и безопасной работы железнодорожной транспортной системы. Современные технологии предоставляют различные решения для мониторинга и управления этими устройствами. Ниже представлены некоторые из наиболее распространенных и эффективных методов и технологий, используемых в этой области.

Автоматические системы управления используют комплексные программно-аппаратные решения для мониторинга и регулировки положения грузокомпенсаторов. Они включают в себя:

- **Сенсоры и датчики:** Установленные на грузокомпенсаторах датчики постоянно собирают данные о положении, натяжении провода и внешних условиях, таких как температура и ветер.
- **Программное обеспечение:** Специализированное ПО анализирует данные с датчиков в реальном времени, определяя необходимость корректировки положения грузокомпенсаторов для поддержания оптимального натяжения.

Интеллектуальные системы с обратной связью представляют собой более продвинутую версию автоматических систем управления, включая элементы искусственного интеллекта и машинного обучения:

- **Алгоритмы машинного обучения:** Они анализируют исторические и текущие данные для прогнозирования будущих изменений в натяжении и автоматического адаптирования системы к изменяющимся условиям.
- **Интерактивные панели управления:** Позволяют операторам в режиме реального времени наблюдать за состоянием контактной сети и вносить коррективы в управление грузокомпенсаторами при необходимости.

Роботизированные системы представляют собой автоматизированные устройства, которые физически взаимодействуют с грузокомпенсаторами для регулировки их положения (беспилотные летательные аппараты).

Внедрение интеллектуальных систем контроля в существующую инфраструктуру железнодорожной сети сталкивается с рядом технических сложностей, включая вопросы совместимости, требования к точности измерений, а также надежности и долговечности устройств. Рассмотрим каждый из этих аспектов подробнее [4].

Одной из основных проблем при интеграции новых технологий является их совместимость с уже установленными системами. Железнодорожные сети часто содержат оборудование, которое было развернуто десятилетия назад и может не поддерживать современные технологические стандарты или интерфейсы.

- **Обновление ПО и аппаратуры:** Многие старые системы требуют полной модернизации программного и аппаратного обеспечения для интеграции с новыми устройствами контроля.

- **Протоколы связи:** Новые системы должны быть способны взаимодействовать с устаревшими протоколами или требовать их замены на более современные и безопасные варианты.

Точность измерений критически важна для систем контроля положения грузокомпенсаторов, так как от этого зависит безопасность и эффективность всей железнодорожной сети.

- **Высокоточные датчики:** Необходимость использования датчиков, способных выдавать точные данные в реальном времени под разными климатическими условиями и при различных внешних воздействиях.

- **Алгоритмы коррекции:** Разработка алгоритмов, которые могут корректировать и компенсировать возможные погрешности измерений для повышения точности данных.

Системы контроля должны быть не только точными, но и надежными, чтобы обеспечивать непрерывную работу железнодорожной инфраструктуры в любых условиях.

- **Устойчивость к внешним факторам:** Устройства должны выдерживать экстремальные погодные условия, такие как высокие и низкие температуры, влажность, пыль и вибрацию.

- **Долговечность материалов:** Использование материалов, способных выдерживать длительные эксплуатационные нагрузки без снижения функциональных характеристик.

- **Резервирование и самодиагностика:** Внедрение систем резервирования и самодиагностики для обеспечения непрерывной работы даже в случае отказа одного из компонентов.

Безопасность является первостепенной при проектировании систем контроля положения грузокомпенсаторов. Отказ системы может привести к серьезным последствиям, включая аварии и сбои в движении поездов.

- **Многоуровневые системы безопасности:** Разработка и реализация многоуровневых систем безопасности, которые могут автоматически отключать питание или активировать аварийные системы в случае обнаружения критических отклонений.

Преодоление этих технических сложностей требует комплексного подхода, включающего как технические решения, так и организационные изменения, направленные на модернизацию и повышение уровня технической подготовки персонала. Это обеспечит успешное внедрение интеллектуальных систем контроля и улучшение общей работы железнодорожной инфраструктуры.

Стоимость разработки и внедрения.

Разработка и внедрение интеллектуальных систем контроля положения грузокомпенсаторов включает в себя начальные инвестиции в исследования и разработку, приобретение нового оборудования и технологий, а также затраты на интеграцию системы в существующую инфраструктуру.

- **Исследование и разработка:** Затраты на R&D могут быть значительными, особенно в начальных стадиях, когда требуется разработка новых технологий и прототипов.

- **Оборудование и технологии:** Покупка специализированных датчиков, коммуникационного оборудования и серверов для обработки данных требует больших финансовых вложений.

- **Интеграция и обучение:** Внедрение системы включает в себя не только установку физического оборудования, но и интеграцию программного обеспечения с существующими системами, а также обучение персонала.

ROI (возврат инвестиций).

Возврат инвестиций (ROI) для таких систем зависит от множества факторов, включая улучшение эффективности, снижение эксплуатационных расходов и предотвращение аварийных ситуаций.

- **Улучшение эффективности:** Снижение времени простоя и увеличение пропускной способности могут значительно увеличить доходы.

- **Снижение расходов на обслуживание:** Автоматизация контроля и управления может сократить частоту и стоимость технического обслуживания.

- **Предотвращение аварий:** Минимизация рисков и связанных с ними потерь также способствует положительному ROI.

Организационные и регуляторные барьеры: изменения в законодательстве, требования безопасности

Изменения в законодательстве.

Внедрение новых технологий часто требует изменений в законодательстве, что может быть длительным процессом, требующим согласования с регуляторными органами и учёта интересов всех стейкхолдеров.

- **Соответствие стандартам:** Новые системы должны соответствовать существующим стандартам безопасности и качества, которые могут требовать обновления в свете новых технологий.

- **Лицензирование и сертификация:** Получение необходимых лицензий и сертификатов на новое оборудование и технологии может быть затратным и времязатратным.

Требования безопасности.

Безопасность является первостепенным приоритетом при внедрении любых новых технологий в инфраструктуру железнодорожного транспорта.

- **Разработка норм безопасности:** Для новых систем нужно разрабатывать специальные процедуры и стандарты безопасности, учитывая их специфику.

- **Мониторинг и реагирование на инциденты:** Необходима система мониторинга и быстрого реагирования на любые инциденты, связанные с работой новых технологических решений.

Эти организационные и регуляторные аспекты требуют тщательного планирования и сотрудничества между технологическими компаниями,

железнодорожными операторами и регуляторными органами для успешного внедрения и эксплуатации интеллектуальных систем контроля [6].

В эпоху технологического прогресса, непрерывное внедрение инноваций является ключевым для улучшения функциональности и надежности систем в различных отраслях, включая железнодорожные перевозки. Особенно это касается систем контроля грузокompенсаторов, где точность и оперативность реакции на изменения имеют решающее значение. Рассмотрим некоторые технологические инновации, которые могут играть важную роль в улучшении этих систем [7].

1. Датчики и IoT (интернет вещей)

Современные датчики могут собирать данные о состоянии грузокompенсаторов в реальном времени и передавать их через IoT платформы для мгновенного анализа. Такие датчики могут отслеживать различные параметры, включая температуру, вибрацию, натяжение проводов и многое другое. Использование IoT не только улучшает сбор данных, но и позволяет интегрировать эти данные с другими системами управления для автоматизации процессов и улучшения решений по обслуживанию.

2. Машинное обучение и искусственный интеллект

Применение алгоритмов машинного обучения и искусственного интеллекта может радикально изменить подход к управлению грузокompенсаторами. Эти технологии способны анализировать большие объемы данных для выявления закономерностей и прогнозирования потенциальных неисправностей. Это позволяет проводить превентивное обслуживание, предотвращая возможные аварии и сбои, тем самым повышая надежность системы.

3. Роботизированные системы

Внедрение роботизированных систем для регулярного обслуживания и ремонта грузокompенсаторов может значительно увеличить эффективность этих процессов. Роботы могут выполнять рутинные проверки и обслуживание в труднодоступных или опасных для человека местах, сокращая время простоя и повышая безопасность операций.

4. Усовершенствованные материалы

Использование усовершенствованных материалов, устойчивых к экстремальным погодным условиям и механическим воздействиям, может существенно продлить срок службы грузокompенсаторов и снизить необходимость в их частой замене. Например, применение сплавов с повышенной коррозионной стойкостью и новых композитных материалов может уменьшить износ и повреждение от внешних воздействий.

5. Интегрированные системы управления

Разработка интегрированных систем, которые объединяют контроль за грузокompенсаторами с другими аспектами железнодорожной инфраструктуры, может улучшить координацию и общую эффективность управления. Такие системы могут автоматически адаптироваться к изменениям в сети и оптимально

распределять ресурсы, что повышает общую надежность и функциональность железнодорожных перевозок.

Технологические инновации в системах контроля грузокompенсаторов открывают новые возможности для повышения надежности и эффективности железнодорожных перевозок. Внедрение современных датчиков, использование искусственного интеллекта, роботизация, улучшение материалов и интеграция управляющих систем способны значительно снизить риски и улучшить эксплуатационные показатели, делая железные дороги более безопасными и устойчивыми к вызовам современности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бондарев Н. А., Чекулаев В. Е. КОНТАКТНАЯ СЕТЬ: УЧЕБНИК ДЛЯ СТУДЕНТОВ ТЕХНИКУМОВ И КОЛЛЕДЖЕЙ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА. - М.: Маршрут, 2006. - 590 с.
2. Долинский К.Ю., Лыков А.А., Соколов В.А., Соколов В.Б., Осадчий Г.В. СИСТЕМА УДАЛЕННОГО МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОЙ КОНТАКТНОЙ СЕТИ [Текст] / К.Ю Долинский., А.А. Лыков, В.А. Соколов и др.// - ТРАНСПОРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. – Санкт-Петербург: ООО "Издательский дом Т-ПРЕССА". – 2010. - №5(30). – С. 11-14.
3. Андреев, В. Е., Гапанович, В. А., Маняхин, А. Ю. УРОВЕНЬ АВТОМАТИЗАЦИИ GOA4 ПЕРСПЕКТИВЫ НА ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГАХ РОССИИ И МИРА [Текст] / В. Е. Андреев, В. А. Гапанович, А. Ю. Маняхин // ВЕСТНИК ИНСТИТУТА ПРОБЛЕМ ЕСТЕСТВЕННЫХ МОНОПОЛИЙ: ТЕХНИКА ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ. — 2021. — № 1(53). — С. 12-17.
4. Бошкарева, Т. В., Добрынин, Е. В., Табаков, О. В. ПРОБЛЕМЫ ДИАГНОСТИКИ КОНТАКТНОЙ СЕТИ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ЦИФРОВОЙ ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ / Т. В. Бошкарева, Е. В. Добрынин, О. В. Табаков [Текст] // ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ (ПИТ 2018). — Самара: Самарский научный центр РАН, 2018. — С. 776-778.
5. Дутов, И. Г. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА НАТЯЖЕНИЕ ПРОВОДОВ КОНТАКТНОЙ ПОДВЕСКИ [Текст] / И. Г. Дутов // ВЕСТНИК УРАЛЬСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА ПУТЕЙ СООБЩЕНИЯ. — 2014. — № 4(24). — С. 26-36.
6. Малеев, Е. Г. УСТРОЙСТВО КОНТАКТНОЙ СЕТИ ПРИ ВЫСОКОСКОРОСТНОМ ДВИЖЕНИИ НА ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГАХ [Текст] / Е. Г. Малеев // НОВАЯ НАУКА: СТРАТЕГИИ И ВЕКТОРЫ РАЗВИТИЯ. — 2016. — № 3-2(70). — С. 121-128.
7. Фроленков С. А. УСТРОЙСТВА СОВРЕМЕННОЙ ДИАГНОСТИКИ КОНТАКТНОЙ СЕТИ [Текст] / Фроленков С. А. // Самарский государственный университет путей сообщения. — 2017. — № 1. — С. 259-261.

УДК 621.65.05

ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ В ПРЕДИКТИВНОМ ОБСЛУЖИВАНИИ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ: ВЫЗОВЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Н.В. Дурьманов, И.Д. Ибатуллин, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: durymanov.nik@mail.ru

В статье рассматривается роль искусственного интеллекта (ИИ) в предиктивном обслуживании на нефтяных месторождениях, подчеркивая его потенциал для повышения эффективности и сокращения затрат. Освещаются основные технологии, включая машинное обучение и анализ больших данных, и их способность предотвращать аварии и минимизировать экологический ущерб. Статья также обсуждает проблемы, связанные с точностью данных и безопасностью информации, а также перспективы будущих инноваций в области ИИ, которые могут радикально преобразовать нефтяную отрасль.

Ключевые слова: анализ больших данных, искусственный интеллект, машинное обучение, увеличение эффективности.

Предиктивное обслуживание, или предсказуемое техническое обслуживание, играет важную роль в нефтяной отрасли, где оно помогает предотвратить незапланированные простои и сократить затраты на ремонт оборудования. Эта методика обслуживания основана на мониторинге состояния оборудования и прогнозировании его износа с использованием различных технологий сбора данных, таких как датчики, которые непрерывно анализируют параметры работы машин. С помощью этих данных компании могут более точно определить оптимальные интервалы обслуживания, избежать непредвиденных поломок и улучшить общую надежность своих операций.

В нефтяной отрасли, где стоимость простоя может достигать сотен тысяч долларов в час, предиктивное обслуживание становится не просто полезным инструментом, а необходимостью. Это позволяет компаниям максимально эффективно использовать свои ресурсы, уменьшая время простоя оборудования и повышая общую эффективность производственных процессов.

В последние годы искусственный интеллект стал ключевым элементом в реализации предиктивного обслуживания на нефтяных месторождениях. ИИ обрабатывает и анализирует большие объемы данных, собранных с датчиков, для выявления закономерностей, которые могут указывать на потенциальный износ или неисправности оборудования до того, как они произойдут. Алгоритмы машинного обучения могут предсказывать вероятные сбои, основываясь на исторических данных о работе аналогичного оборудования, что позволяет компаниям заблаговременно планировать техническое обслуживание и замену запчастей.

Использование ИИ в этом контексте не только повышает точность прогнозов, но и вносит качественные изменения в подходы к обслуживанию. Компании, осваивающие эти технологии, способны не только сокращать расходы, но и значительно улучшать безопасность труда, предотвращая аварийные ситуации на

опасных производствах. Это представляет собой прорыв в способах управления нефтедобывающими комплексами, делая их более устойчивыми к неожиданным факторам и повышая их эксплуатационную эффективность [1].

В сфере предиктивного обслуживания на нефтяных месторождениях ключевую роль играют технологии искусственного интеллекта (ИИ), которые включают машинное обучение, нейронные сети и анализ больших данных. Эти технологии вместе формируют основу для систем, способных анализировать огромные объемы информации и делать точные прогнозы о состоянии оборудования.

Машинное обучение в предиктивном обслуживании используется для обработки данных, поступающих со множества датчиков, установленных на оборудовании. Алгоритмы машинного обучения обучаются на исторических данных о работе устройств, распознавая закономерности и аномалии, которые могут указывать на предстоящие неисправности или сбои. После периода обучения эти системы способны с высокой точностью предсказывать потенциальные проблемы, что позволяет производить обслуживание оборудования до того, как произойдет его отказ [2].

Нейронные сети, особенно глубокие нейронные сети, представляют собой еще один слой ИИ, используемый для интерпретации сложных и часто непостоянных данных. Они особенно полезны в условиях, где необходимо обрабатывать изображения, аудио и другие неструктурированные данные, что может быть применимо для мониторинга состояния наружных элементов оборудования на нефтяных месторождениях.

Анализ больших данных является фундаментальным для всей системы предиктивного обслуживания, так как он позволяет обрабатывать и интерпретировать данные, собранные в процессе эксплуатации оборудования. Эта способность к анализу большого объема информации в реальном времени обеспечивает возможность быстро реагировать на любые изменения в работе оборудования, предотвращая дорогостоящие аварии и сбои.

Использование этих технологий ИИ в предиктивном обслуживании трансформирует подходы к управлению оборудованием на нефтяных месторождениях, делая их более эффективными, безопасными и экономически выгодными [3]. Эти технологии не только уменьшают вероятность непредвиденных поломок, но и оптимизируют процессы обслуживания, способствуя устойчивому развитию в долгосрочной перспективе.

Использование искусственного интеллекта (ИИ) в предиктивном обслуживании значительно повышает эффективность операций на нефтяных месторождениях, одновременно сокращая затраты. Применение ИИ позволяет не только предсказывать потенциальные поломки оборудования, но и оптимизировать графики обслуживания, что минимизирует незапланированные простои и уменьшает необходимость в экстренных ремонтах. Это приводит к более рациональному использованию ресурсов и снижению издержек на обслуживание. Кроме того, повышение точности обслуживания продлевает срок службы оборудования, еще больше уменьшая экономическую нагрузку на предприятия.

ИИ также играет критическую роль в улучшении безопасности рабочих условий и снижении экологического воздействия деятельности на нефтяных месторождениях. Преждевременное выявление неисправностей и потенциальных

утечек помогает предотвратить аварии, которые могут привести к значительным экологическим катастрофам и человеческим жертвам. Меньшее количество аварий не только способствует сохранению окружающей среды, но и сокращает потенциальные штрафы и судебные издержки, связанные с нарушением экологических норм и стандартов безопасности.

Применение искусственного интеллекта в предиктивном обслуживании на нефтяных месторождениях сопряжено с рядом технических и технологических препятствий. Одним из основных является интеграция существующих систем с новыми технологиями ИИ. Многие нефтяные месторождения используют устаревшее оборудование, которое не всегда совместимо с современными системами мониторинга и анализа данных. Обновление этих систем требует значительных капиталовложений и времени, что может затруднить быструю интеграцию и реализацию преимуществ ИИ.

Для эффективного функционирования систем предиктивного обслуживания критически важна точность и надежность входных данных. Ошибки в данных, полученных от датчиков или в процессе их передачи, могут привести к неверным прогнозам, что, в свою очередь, может вызвать ненужные ремонты или, что еще хуже, пропуск серьезных технических проблем. На нефтяных месторождениях условия эксплуатации часто экстремальные, что увеличивает риск сбоев в работе датчиков и других измерительных устройств.

Конфиденциальность и безопасность данных являются еще одним значительным вызовом. Данные, собранные с нефтяных месторождений, часто содержат конфиденциальную информацию, которая может быть целью кибератак. Обеспечение защиты этой информации требует сложных систем безопасности, включая шифрование данных и строгие процедуры доступа. Нарушения безопасности могут привести не только к потере важной коммерческой информации, но и к серьезным финансовым и репутационным потерям для компаний.

Эти вызовы требуют комплексного подхода к решению, включая технические улучшения, улучшение качества данных и строгие меры безопасности. Преодоление этих препятствий будет ключевым для успешного и безопасного внедрения технологий искусственного интеллекта в предиктивное обслуживание на нефтяных месторождениях, что позволит достичь новых уровней эффективности и безопасности в отрасли.

Искусственный интеллект продолжает преобразовывать множество отраслей, включая нефтяную промышленность, благодаря его возможности улучшать процессы и повышать эффективность. В сфере предиктивного обслуживания инновации в области ИИ акцентируют внимание на разработке более сложных алгоритмов машинного обучения и нейронных сетей, способных анализировать еще больший объем данных с более высокой точностью прогнозов. Исследования фокусируются на создании адаптивных систем, которые могут самостоятельно настраивать свои алгоритмы в соответствии с изменениями в эксплуатационных условиях оборудования и окружающей среды.

Новые технологии ИИ могут радикально изменить нефтяную отрасль, сделав её более автономной и устойчивой к различным вызовам [4]. Автоматизация сбора и анализа данных может значительно уменьшить время, необходимое для диагностики и обслуживания оборудования, что сократит затраты и повысит общую производительность. Кроме того, использование ИИ для мониторинга экологической

безопасности и предотвращения утечек может помочь не только сократить вред окружающей среде, но и укрепить общественное доверие к отрасли.

Будущие инновации в ИИ также могут привести к разработке более интегрированных систем управления, которые смогут синхронизировать данные с различных участков производства, обеспечивая централизованное управление и анализ. Это не только улучшит операционную эффективность, но и позволит предприятиям более гибко реагировать на рыночные изменения и оперативно адаптироваться к новым технологическим трендам и экономическим условиям.

ЛИТЕРАТУРА

1. Андросова Д.А., Мирзоян Н.А., Огульчанская Ю.С. Внедрение искусственного интеллекта в сферу экономики недропользования на примере нефтяной компании "Роснефть" // Интеллектуальная инженерная экономика и индустрия 5.0 (ЭКОПРОМ) : Сборник трудов Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 17–18 ноября 2023 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2023. – С. 234-237. – DOI 10.18720/IEP/2023.4/64.
2. Еремин Н.А., Селенгинский Д.А. О возможностях применения методов искусственного интеллекта в решении нефтегазовых задач // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. – 2023. – № 1-1. – С. 201-211. – DOI 10.46689/2218-5194-2023-1-1-201-211.
3. Чекулаев В.О. Будущее добывающей промышленности: роль искусственного интеллекта [текст] // БИЗНЕС-ОБРАЗОВАНИЕ В ЭКОНОМИКЕ ЗНАНИЙ. — 2024. — № 1(27). — С. 139-143.
4. Якунин М.А., Рощина О.Е. Эконометрические модели использования искусственного интеллекта в геологоразведке // Modern Economy Success. – 2023. – № 3. – С. 57-61.

УДК 621.65.05

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕСУРСНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИЙ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА НА НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЯХ

Н.В. Дурыманов, Н.Г. Кац, К.В. Парфенов, А.Н. Овакян

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: durymanov.nik@mail.ru

Искусственный интеллект (ИИ) трансформирует ресурсное планирование на нефтеперекачивающих станциях, значительно повышая их эффективность и безопасность. Технологии ИИ способны оптимизировать операционные затраты и улучшить управление оборудованием через предсказательное обслуживание и

автоматизацию. Однако внедрение этих систем требует значительных начальных инвестиций и переобучения персонала. Несмотря на эти вызовы, перспективы применения ИИ в ресурсном планировании обещают революционные изменения в управлении нефтеперекачивающими станциями.

Ключевые слова: автоматизация, безопасность, искусственный интеллект, машинное обучение.

Нефтеперекачивающие станции (НПС) выполняют критически важную функцию в системе транспортировки нефти, обеспечивая её непрерывное и эффективное перемещение от мест добычи к перерабатывающим заводам или портам экспорта. Основная задача станции — прием нефти из одной секции трубопровода и дальнейшая её перекачка в следующую секцию. Для этого НПС оснащены насосами, которые создают необходимое давление в трубопроводе, а также системами для регулирования скорости потока нефти.

Ключевая задача НПС — поддержание и контроль качества транспортируемой нефти. Это включает мониторинг таких параметров, как плотность, вязкость и содержание примесей. Станции оборудованы лабораториями и измерительными приборами, позволяющими в режиме реального времени анализировать состав нефти и предпринимать меры по улучшению её характеристик или предотвращению коррозии оборудования и трубопроводов [3].

Нефтеперекачивающие станции оснащены современными системами безопасности для предотвращения и минимизации последствий утечек, пожаров и других аварийных ситуаций. Важные элементы систем безопасности включают автоматическое отключение насосов при детектировании утечек, системы видеонаблюдения, средства пожаротушения и аварийной сигнализации. Проводятся регулярные тренировки персонала и учения по ликвидации аварийных ситуаций.

Для обеспечения надежной и бесперебойной работы, НПС регулярно проводят плановые проверки и обслуживание оборудования. Это включает диагностику состояния насосных агрегатов, замену изношенных частей, тестирование систем автоматики и контроля. Техническое обслуживание планируется таким образом, чтобы минимизировать простои в работе станции и предотвратить возможные аварии.

В условиях усиливающегося глобального давления на снижение операционных затрат и улучшение экологической устойчивости, НПС сталкиваются с необходимостью оптимизации всех видов ресурсов. Это включает в себя эффективное использование энергии, минимизацию потерь нефти, а также рациональное распределение рабочей силы. Задача усугубляется колебаниями цен на нефть и строгими экологическими регуляциями.

Современные НПС генерируют огромные объемы данных, которые требуют анализа и управления. Обработка и интерпретация этих данных для принятия своевременных и обоснованных решений в области ресурсного планирования представляют собой значительный вызов. Использование устаревших систем управления данными может затруднить доступ к актуальной информации и снизить эффективность операционной деятельности.

Нефтеперекачивающие станции должны соответствовать множеству местных и международных норм и стандартов, касающихся безопасности, качества нефти,

защиты окружающей среды и многих других аспектов. Поддержание соответствия этим требованиям требует значительных ресурсов и тщательного планирования, особенно в контексте постоянно меняющегося законодательства.

Многие НПС работают на оборудовании, которое было установлено десятилетия назад и теперь нуждается в модернизации или замене. Устаревание технологий может привести к снижению производительности, увеличению расходов на обслуживание и ремонт, а также повышению риска аварий. Инвестиции в современное оборудование и технологии являются критически важными, но требуют значительных затрат и комплексного планирования.

Искусственный интеллект (ИИ) способен значительно повысить эффективность процессов перекачки нефти, анализируя реальные данные о потоках, давлении, температуре и других операционных параметрах. Используя алгоритмы машинного обучения, ИИ может предсказывать оптимальные настройки для насосов и клапанов, что позволяет минимизировать потери давления и энергопотребление, увеличивая при этом общую производительность системы.

Одной из ключевых преимуществ использования ИИ на НПС является возможность реализации предсказательного обслуживания. ИИ анализирует данные с датчиков, установленных на оборудовании, для раннего обнаружения признаков износа или неисправности [1]. Это позволяет планировать ремонтные работы до возникновения серьезных проблем, сокращая время простоя и затраты на экстренный ремонт.

ИИ также играет важную роль в улучшении качества нефти и безопасности операций. Алгоритмы могут непрерывно анализировать качество нефти, обнаруживая примеси и загрязнения, что позволяет предпринимать меры для их устранения без задержек. Системы ИИ могут мониторить и анализировать данные о потенциально опасных условиях и автоматически принимать меры для предотвращения утечек и других аварий.

Использование ИИ помогает НПС оптимизировать операционные расходы путем эффективного распределения ресурсов и автоматизации трудоемких процессов. ИИ может анализировать операционные данные и предлагать способы сокращения излишних затрат, например, путем оптимизации маршрутов перекачки или сокращения энергопотребления.

В условиях рыночной волатильности и изменчивости спроса ИИ обеспечивает НПС необходимой гибкостью, позволяя оперативно адаптировать процессы к изменениям. Модели машинного обучения могут прогнозировать изменения в спросе и предлагать стратегии оптимального реагирования, что делает планирование более предсказуемым и эффективным.

Наконец, ИИ играет ключевую роль в обработке и анализе больших данных, которые генерируются в ходе работы НПС. Системы ИИ могут быстро обрабатывать большие объемы данных, выявлять закономерности и тенденции, что способствует принятию обоснованных управленческих решений и повышению общей эффективности операций.

Машинное обучение (МО) — это подраздел искусственного интеллекта, в котором алгоритмы анализируют большие объемы данных для обнаружения закономерностей и принятия решений без явного программирования. На нефтеперекачивающих станциях МО может использоваться для различных целей, включая:

- **Анализ данных о потоках нефти:** Алгоритмы могут предсказывать и оптимизировать параметры потоков, такие как скорость и давление, чтобы максимизировать эффективность и снизить расходы.
- **Обнаружение аномалий:** МО способно быстро обнаруживать необычные паттерны, которые могут указывать на утечки или другие проблемы в системе.
- **Управление рисками:** Прогнозирование вероятных сбоев и простоев на основе исторических данных и текущих показателей эксплуатации.

Оптимизационные алгоритмы ИИ включают методы, которые находят наилучшие решения из возможных вариантов, учитывая определенные ограничения и цели. На НПС эти алгоритмы используются для:

- **Оптимизации ресурсов:** Алгоритмы помогают распределять и использовать ресурсы (например, энергию и рабочую силу) наиболее эффективно.
- **Планирования обслуживания:** Определение оптимального времени и объема технического обслуживания для минимизации простоев и затрат.
- **Логистики:** Расчет наиболее эффективных маршрутов для транспортировки нефти, что включает в себя маршрутизацию трубопроводов и временные рамки доставки.

Прогностическое обслуживание — это техника, использующая данные мониторинга оборудования в реальном времени, чтобы предсказывать когда оборудование может выйти из строя и проводить обслуживание до наступления сбоя. Технология основана на:

- **Сборе данных:** Сенсоры собирают данные о работе оборудования, такие как вибрация, температура и давление.
- **Анализе данных:** Используя МО и большие данные, системы анализируют полученные данные, выявляя потенциальные проблемы, прежде чем они приведут к аварии.
- **Рекомендации по обслуживанию:** Система предоставляет рекомендации по техническому обслуживанию, позволяя планировать его заранее, что помогает избежать неожиданных простоев и дорогостоящих ремонтов.

Ресурсное планирование на нефтеперекачивающих станциях (НПС) включает в себя ряд уникальных и сложных задач, связанных с обеспечением надежной и эффективной работы в условиях, требующих высокой точности и внимания к деталям. Эти задачи можно классифицировать по нескольким основным аспектам:

Основная функция НПС — перекачивание нефти через трубопроводные системы. Это требует точного планирования и регулирования потоков нефти, чтобы соответствовать требованиям поставок без превышения технических возможностей оборудования. Ресурсное планирование в этом контексте включает:

- Расчет оптимальных скоростей перекачки и давления в системе.
- Координацию с другими станциями и конечными пользователями для синхронизации поставок.
- Управление резервуарами для хранения нефти в случае временного избытка или нехватки.

Регулярное и своевременное техническое обслуживание критически важно для предотвращения сбоев и аварий на НПС. Задачи планирования включают:

- Разработку графиков предупредительного обслуживания на основе данных о состоянии оборудования.
- Анализ данных от сенсоров и систем мониторинга для раннего обнаружения признаков потенциальных неисправностей.
- Координацию действий обслуживающего персонала для минимизации времени простоев.

Энергопотребление является значительной статьёй расходов для НПС. Эффективное управление энергетическими ресурсами требует:

- Оптимизации использования насосного оборудования с учетом текущих энергетических тарифов и доступности энергии.
- Внедрения энергоэффективных технологий и оборудования.
- Мониторинга и управления потреблением энергии в реальном времени для предотвращения перерасхода.

Искусственный интеллект (ИИ) предлагает ряд значительных преимуществ для нефтеперекачивающих станций, включая оптимизацию затрат, улучшение безопасности и повышение надежности процессов. ИИ способен анализировать большие объемы данных, что позволяет с высокой точностью прогнозировать потребности в ресурсах, определять оптимальные параметры работы оборудования и эффективно управлять операционными рисками.

В контексте оптимизации затрат ИИ позволяет снизить операционные расходы, оптимизируя использование энергии и минимизируя простои благодаря предсказательному обслуживанию. Системы ИИ могут в реальном времени анализировать данные о работе оборудования и, обнаружив начинающиеся отклонения, предлагать необходимые корректировки, предотвращая серьезные поломки и сбои в работе. Это не только сокращает непредвиденные расходы на ремонт, но и увеличивает общий срок службы оборудования.

Улучшение безопасности — еще одна важная выгода от внедрения ИИ. Системы могут мониторить различные параметры и незамедлительно реагировать на потенциально опасные изменения, что критически важно для предотвращения утечек, пожаров и других аварийных ситуаций. Такой подход повышает безопасность как для персонала станции, так и для окружающей среды.

Повышение надежности процессов достигается через постоянный мониторинг и оптимизацию операций. ИИ способен адаптироваться к изменениям в рабочих условиях и быстро перенастраивать процессы в соответствии с новыми требованиями, обеспечивая тем самым непрерывность и стабильность производственного процесса.

Несмотря на значительные преимущества, внедрение ИИ также сопряжено с определенными трудностями и вызовами. Одним из крупнейших барьеров являются высокие начальные инвестиции. Разработка, тестирование и интеграция систем ИИ требуют значительных финансовых вложений, как в саму технологию, так и в адаптацию существующей инфраструктуры и оборудования под новые требования.

Кроме того, успешное внедрение ИИ требует наличия квалифицированного персонала, способного эффективно управлять этими технологиями. Это означает, что компаниям придется инвестировать в обучение и повышение квалификации

своих сотрудников, что также является временным и финансовым вызовом. Персонал должен быть не только обучен использованию новых систем, но и подготовлен к быстрой диагностике и устранению возможных технических проблем, что является непростой задачей в условиях высокой сложности современных технологий.

И, наконец, необходимо преодолеть проблемы совместимости старого оборудования с новыми технологиями. Интеграция ИИ с устаревшими системами может потребовать дополнительных адаптаций или даже замены части оборудования, что увеличивает общую стоимость проекта.

Таким образом, хотя искусственный интеллект открывает новые возможности для оптимизации работы нефтеперекачивающих станций, его внедрение требует тщательного планирования, значительных начальных инвестиций и готовности к возможным операционным изменениям.

Развитие искусственного интеллекта (ИИ) в контексте ресурсного планирования на нефтеперекачивающих станциях (НПС) продолжает набирать обороты, углубляя интеграцию с различными аспектами операционной деятельности [4]. Основные тенденции в этой области включают:

1. **Интеграция ИИ с интернетом вещей (IoT):** Ожидается, что ИИ будет все теснее интегрироваться с устройствами IoT для сбора и анализа данных в реальном времени. Это позволит НПС эффективнее мониторить и управлять работой оборудования, потоками энергии и материалов, а также оперативно реагировать на изменения в производственных процессах.
2. **Расширение возможностей прогностического обслуживания:** Прогностическое обслуживание, основанное на ИИ, будет продолжать развиваться, становясь более точным и умелым в предсказании потенциальных неисправностей и оптимизации графиков техобслуживания. Это поможет снизить простои и улучшить общую надежность систем.
3. **Автоматизация и роботизация:** Продолжится тренд на увеличение уровня автоматизации и роботизации процессов на НПС. ИИ будет играть ключевую роль в управлении роботизированными системами, которые могут выполнять опасные или высокоточные операции, повышая тем самым безопасность и эффективность работы.
4. **Адаптивное планирование:** ИИ будет использоваться для разработки более гибких и адаптивных стратегий планирования, которые могут динамично изменяться в ответ на колебания спроса, изменения на рынке или внешние факторы, такие как политические или экологические события.

Внедрение технологий искусственного интеллекта (ИИ) на нефтеперекачивающих станциях открывает новые горизонты для оптимизации ресурсного планирования, повышения эффективности операций и улучшения безопасности. ИИ обеспечивает значительные преимущества, такие как уменьшение операционных расходов за счет оптимизации энергопотребления и минимизации простоев оборудования, а также повышение надежности и безопасности производственных процессов через предсказательное обслуживание и мониторинг в реальном времени.

Однако, несмотря на все преимущества, применение ИИ сопряжено с определенными трудностями, включая высокие начальные инвестиции и необходимость в обучении персонала. Также важно обеспечить совместимость новых систем с существующим оборудованием и инфраструктурой.

Будущее ИИ в ресурсном планировании на НПС выглядит многообещающим благодаря постоянному развитию технологий и появлению новых направлений исследований, таких как квантовые вычисления и развитие искусственного общего интеллекта. По мере того как технологии будут совершенствоваться, НПС смогут достичь еще большей оптимизации и эффективности, внося вклад в устойчивое развитие и экономическую стабильность.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дурыманов Н.В., Ибатуллин И.Д., Парфенов К.В. Повышение эффективности работы насосных агрегатов // Ашировские чтения. – 2023. – Т. 3, № 1(15). – С. 158-164.
2. Алекс Дж. Катман, Джордан Голдмейер Разберись в Data Science: как освоить науку о данных и научиться думать как эксперт [Перевод с Английского М.А. Райтман] [Текст] / Алекс Дж. Катман, Джордан Голдмейер — 1-е изд.. — Москва: Эксмо, 2023 — 304 с.
3. Перовишиков С.И. Снижение гидродинамической вибрации центробежных насосов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 1997. — № 4. — С. 50-56.
4. Ширчков Н.П. Применение технологии машинного обучения в легкой промышленности // Фундаментальные и прикладные научные исследования : Сборник трудов по материалам XII Международного конкурса научно-исследовательских работ, Уфа, 24 апреля 2023 года. Том Часть 1. – Уфа: Общество с ограниченной ответственностью "Научно-издательский центр "Вестник науки", 2023. – С. 123-126.

УДК 621.65.05

ПРИМЕНЕНИЕ АНАЛИЗА ДАННЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ НА НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ

Н.В. Дурыманов, Н.Г. Кац, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: durymanov.nik@mail.ru

В статье рассматривается применение анализа данных на нефтеперекачивающих станциях как ключевой инструмент для повышения безопасности, обнаружения утечек, предотвращения аварий и контроля за соблюдением нормативов. Использование методов машинного обучения и

искусственного интеллекта в автоматизированном мониторинге и отчетности позволяет не только эффективно реагировать на текущие проблемы, но и предвидеть будущие риски, обеспечивая тем самым высокий уровень операционной безопасности и экологической ответственности.

Ключевые слова: нефтеперекачивающая станция, анализ данных, машинное обучение, прогностическое обслуживание.

Обеспечение безопасности на нефтеперекачивающих станциях является критически важной задачей, учитывая высокий уровень риска, связанный с обработкой и транспортировкой нефти. Нефтеперекачивающие станции — это ключевые элементы инфраструктуры в нефтяной промышленности, обеспечивающие эффективную передачу нефти от мест добычи к перерабатывающим заводам и далее к конечным потребителям. В процессе эксплуатации таких станций возникает несколько значимых рисков, которые могут привести к серьезным последствиям для окружающей среды, здоровья и безопасности людей, а также для экономики в целом [2].

Утечки нефти представляют собой один из наиболее частых и серьезных рисков. Они могут произойти по различным причинам, включая коррозию оборудования, механические повреждения, ошибки в эксплуатации и отказы системы. Последствия утечек могут быть разрушительными, вызывая загрязнение почвы и водоемов, гибель флоры и фауны, а также негативно влияя на здоровье человека.

Аварии на станциях могут происходить в результате взрывов, пожаров и других катастрофических событий, угрожающих жизни работников и местного населения, а также влекущих за собой значительные материальные потери. Профилактика таких инцидентов требует строгого соблюдения технологических процессов, правил безопасности и регулярного контроля за состоянием оборудования. Нарушения нормативов в области экологии и безопасности могут привести к юридическим последствиям для операторов нефтеперекачивающих станций, включая штрафы и ограничения на деятельность. Важность соблюдения нормативов не может быть переоценена, поскольку они разработаны для минимизации рисков и предотвращения потенциальных аварий.

Опираясь на вышеизложенное, использование современных методов анализа данных для мониторинга, предупреждения и управления рисками на нефтеперекачивающих станциях выходит на передний план. Анализ больших объемов данных в реальном времени позволяет своевременно выявлять потенциальные проблемы, оптимизировать процессы и предотвращать утечки, аварии и нарушения нормативов, тем самым обеспечивая высокий уровень безопасности операций.

Центральной задачей данной статьи является детальное освещение того, как методы анализа данных могут быть использованы для повышения уровня безопасности на нефтеперекачивающих станциях, а также для эффективного обнаружения утечек, предотвращения аварий и контроля за соблюдением нормативов. Анализ данных, в этом контексте, выступает не просто как инструментальное средство, но как фундаментальный подход к предотвращению рисков и управлению безопасностью.

Основываясь на сборе, обработке и анализе данных с различных датчиков и систем мониторинга, анализ данных позволяет идентифицировать потенциальные угрозы безопасности до того, как они приведут к реальным инцидентам. Использование продвинутых алгоритмов и машинного обучения для анализа поведенческих паттернов и технических показателей оборудования может способствовать раннему выявлению неисправностей и аномалий.

Специализированные алгоритмы анализа данных, обученные на исторических данных о утечках, могут эффективно определять признаки потенциальных утечек в реальном времени. Это обеспечивает возможность для оперативного реагирования и минимизации ущерба от утечек нефти, существенно снижая риски для окружающей среды и операционные потери.

Применение аналитических моделей для предсказания возможных сбоев и аварийных ситуаций на основе текущих и прошлых данных позволяет осуществлять превентивные меры и проводить техническое обслуживание до наступления критических ситуаций [2]. Таким образом, анализ данных способствует не только предотвращению аварий, но и оптимизации расходов на обслуживание и ремонт.

Систематический анализ операционных и экологических данных помогает обеспечивать соответствие деятельности нефтеперерабатывающих станций установленным нормативам и стандартам. Автоматизированный мониторинг и анализ данных облегчают процесс подготовки отчетности, упрощают аудит и способствуют выявлению нарушений регулирования в ранние стадии.

Таким образом, цель статьи - продемонстрировать, как интегрированный подход к анализу данных может служить мощным инструментом для повышения безопасности, эффективности и надежности работы нефтеперерабатывающих станций. Представленный анализ основывается на изучении современных технологий, лучших практик и конкретных кейс-стади, демонстрируя, что прогрессивное применение аналитики данных открывает новые горизонты в управлении операционными рисками и обеспечении устойчивого развития в нефтегазовой отрасли.

Анализ данных – это процесс изучения, очистки, преобразования и моделирования данных с целью выявления полезной информации, подтверждения выводов и поддержки принятия решений [3]. Этот процесс включает в себя несколько ключевых компонентов и использует разнообразные инструменты и методологии для обработки данных и извлечения из них значимых знаний.

Компоненты анализа данных [1]:

1. **Сбор данных:** Первый шаг анализа данных заключается в сборе данных из различных источников, которые могут включать внутренние базы данных компании, сенсоры и измерительные устройства, публичные данные, данные социальных сетей и другие. В контексте нефтеперерабатывающих станций, это могут быть данные с датчиков давления, температуры, расхода и др.
2. **Очистка и предварительная обработка данных:** Данные часто содержат ошибки, пропуски и несоответствия. Процесс очистки включает в себя исправление ошибок, заполнение пропущенных значений и удаление нерелевантных данных. Предварительная обработка может включать нормализацию и трансформацию данных для подготовки к анализу.

3. **Исследовательский анализ данных (EDA):** На этом этапе аналитики изучают данные, используя статистические методы и визуализацию, чтобы понять основные тенденции, паттерны и аномалии в данных.
4. **Моделирование данных:** Использование статистических моделей, машинного обучения и искусственного интеллекта для создания предсказательных моделей или для кластеризации и классификации данных. В контексте безопасности нефтеперекачивающих станций, это может включать модели предсказания неисправностей оборудования или обнаружение аномалий, указывающих на потенциальные утечки.
5. **Интерпретация и валидация результатов:** Понимание полученных результатов и проверка их на практике. Этот этап также включает в себя оценку эффективности моделей и методов анализа данных.
6. **Визуализация и отчетность:** Преобразование анализа в понятные отчеты и диаграммы, которые могут быть представлены заинтересованным сторонам для поддержки принятия решений.

Инструменты и методологии:

- **Инструменты анализа данных:** Включают программное обеспечение и платформы для обработки больших объемов данных, такие как Python (с библиотеками Pandas, NumPy, Scikit-learn), R, SQL, а также специализированные инструменты визуализации данных, например, Tableau и Power BI.
- **Методологии машинного обучения:** Включают обучение с учителем для предсказательного моделирования, обучение без учителя для кластеризации и выявления аномалий, а также подходы глубокого обучения для сложных задач анализа данных.
- **Статистические методы:** Основные статистические тесты и методы анализа, такие как корреляционный анализ, регрессионный анализ и тайм-серии анализ, играют ключевую роль в интерпретации данных.

Данные играют критически важную роль в обеспечении безопасности и повышении эффективности работы на нефтеперекачивающих станциях. В условиях высоких рисков, связанных с перекачиванием и обработкой нефти, систематический сбор, анализ и применение данных могут значительно снизить вероятность аварий, утечек и других опасных событий. Рассмотрим ключевые аспекты использования данных в контексте безопасности нефтеперекачивающих станций.

Сбор данных в реальном времени с помощью датчиков и мониторинговых систем позволяет непрерывно отслеживать состояние оборудования и инфраструктуры. Анализ этих данных помогает выявлять потенциальные проблемы до того, как они приведут к серьезным инцидентам. Например, необычные показатели давления или температуры могут указывать на неисправность или риск утечки, что позволяет оперативно принимать меры для устранения проблемы.

Использование аналитики для прогнозирования потенциальных отказов и определения оптимальных сроков для технического обслуживания и ремонта оборудования значительно повышает надежность эксплуатации нефтеперекачивающих станций. Модели машинного обучения, обученные на

исторических данных о работе и отказах оборудования, могут предсказывать будущие неисправности, что позволяет планировать обслуживание заранее и избегать непредвиденных ситуаций.

Систематический анализ данных об инцидентах, авариях и нарушениях безопасности помогает выявлять общие тенденции и узкие места в системах безопасности. Это позволяет разрабатывать целенаправленные меры по улучшению процессов и обучению персонала, а также усиливать контроль в наиболее уязвимых зонах.

Анализ больших объемов операционных данных помогает оптимизировать процессы перекачивания нефти, уменьшая потери и повышая общую эффективность работы. Моделирование потоков нефти, анализ производительности насосов и другое оборудование позволяют находить оптимальные режимы работы, снижая энергопотребление и износ оборудования.

Анализ данных об эмиссиях, выбросах и других экологических показателях помогает нефтеперекачивающим станциям соблюдать строгие экологические стандарты и нормативы. Автоматизированный сбор и анализ данных обеспечивает точность и своевременность отчетности, что является ключевым аспектом для поддержания лицензий на эксплуатацию и избежания штрафов.

В целом, данные и их анализ являются фундаментальными элементами системы безопасности на нефтеперекачивающих станциях. Они позволяют не только реагировать на текущие проблемы, но и предвидеть будущие риски, оптимизировать работу и гарантировать соблюдение всех необходимых стандартов и нормативов.

Обнаружение утечек на нефтеперекачивающих станциях является критически важной задачей, от решения которой зависят как экологическая безопасность, так и экономическая эффективность операций. Разработка и применение передовых технологий и алгоритмов, включая машинное обучение и искусственный интеллект (ИИ), значительно повышают точность и скорость обнаружения утечек. Рассмотрим основные методы и технологии, используемые в этой области.

Акустические детекторы улавливают звуковые волны, возникающие при утечке нефти или газа из трубопровода. Современные акустические сенсоры могут обнаруживать очень низкие уровни шума и различать их от фоновых звуков, что делает этот метод эффективным для раннего обнаружения утечек. Использование визуальных и инфракрасных камер позволяет обнаруживать утечки, анализируя изображения или тепловые карты трубопроводов и оборудования. Инфракрасные камеры особенно эффективны в выявлении утечек газов, которые изменяют тепловой узор вокруг участка утечки.

Дроны, оснащенные специализированными датчиками и камерами, могут проводить мониторинг труднодоступных участков трубопроводов. Это позволяет оперативно обнаруживать утечки и оценивать их масштабы с воздуха, что особенно полезно для обследования больших территорий.

Алгоритмы машинного обучения и ИИ могут анализировать данные с различных сенсоров и систем мониторинга, выявляя сложные паттерны и аномалии, которые могут указывать на утечку. Эти алгоритмы обучаются на исторических данных о утечках и могут прогнозировать потенциальные утечки с высокой точностью.

- Алгоритмы обнаружения аномалий: используются для идентификации данных, которые отклоняются от нормы, что может указывать на утечку. Эти

алгоритмы могут быть особенно полезны в сложных условиях, где утечки трудно обнаружить традиционными методами.

- **Предсказательное моделирование:** алгоритмы могут прогнозировать утечки, анализируя изменения в операционных данных и условиях эксплуатации трубопровода. Это позволяет предпринимать профилактические меры, даже если утечка еще не произошла.

Использование этих методов и технологий в комплексе позволяет не только обнаруживать утечки на ранних стадиях, но и значительно снижать риски для окружающей среды и повышать эффективность работы нефтеперекачивающих станций. Машинное обучение и искусственный интеллект играют ключевую роль в этом процессе, обеспечивая быстрый и точный анализ больших объемов данных для своевременного обнаружения утечек.

Прогностическое обслуживание и мониторинг состояния представляют собой передовые подходы к управлению оборудованием и инфраструктурой на нефтеперекачивающих станциях. Эти методы основаны на использовании анализа данных для предсказания потенциальных проблем, ещё до того как они могут привести к сбоям или авариям. Таким образом, обслуживание может быть спланировано и проведено заблаговременно, минимизируя риски для производственного процесса и повышая общую безопасность работы станций.

Основные элементы прогностического обслуживания

1. **Сбор данных:** Непрерывный мониторинг и сбор данных с помощью датчиков и систем управления, которые могут включать показатели давления, температуры, вибрации, скорости потока и другие критические параметры работы оборудования.
2. **Анализ данных:** Применение методов анализа данных, машинного обучения и искусственного интеллекта для обработки и анализа собранных данных в реальном времени. Целью является выявление закономерностей, аномалий и предикторов, которые могут указывать на потенциальные проблемы или предстоящие отказы оборудования.
3. **Предсказание и диагностика:** Использование предсказательных моделей для оценки состояния оборудования и инфраструктуры, предсказания вероятности возникновения проблем и определения оптимальных сроков для профилактического обслуживания или замены компонентов.
4. **Планирование обслуживания:** На основе результатов анализа и предсказаний, планирование и выполнение обслуживания оборудования производится таким образом, чтобы минимизировать влияние на производственные процессы и избежать непредвиденных остановок.

Преимущества прогностического обслуживания

- **Снижение эксплуатационных расходов:** Заблаговременное выявление и устранение небольших проблем предотвращает дорогостоящие ремонты и замены оборудования в будущем.
- **Повышение надёжности и продолжительности эксплуатации оборудования:** Регулярное обслуживание на основе анализа состояния способствует увеличению срока службы оборудования.

- Оптимизация процессов обслуживания: Планирование обслуживания в соответствии с реальным состоянием оборудования позволяет эффективнее использовать ресурсы и рабочее время персонала.
- Повышение безопасности: Снижение риска аварий и нестандартных ситуаций благодаря своевременному обнаружению и устранению потенциальных проблем.

Для реализации прогностического обслуживания используются различные технологии сбора и анализа данных, включая Интернет вещей (IoT), облачные вычисления, а также специализированное программное обеспечение для анализа больших данных и машинного обучения. Эти инструменты и методологии обеспечивают глубокий анализ собранных данных, выявление закономерностей и точное предсказание потенциальных отказов оборудования, что и является основой для эффективного прогностического обслуживания.

В современной индустриальной среде, где точность и оперативность информации становятся ключевыми факторами успеха, автоматизированный мониторинг и отчетность, подкрепленные анализом данных, играют важнейшую роль в обеспечении соблюдения нормативов на нефтеперекачивающих станциях. Этот процесс не только кардинально изменяет подход к контролю за выполнением стандартов безопасности и экологии, но и открывает новые возможности для повышения эффективности работы.

В основе автоматизированного мониторинга лежит непрерывный сбор данных с широкого спектра датчиков, установленных на производственных объектах. Эти данные могут включать в себя показатели эмиссий вредных веществ в атмосферу, качество сточных вод, уровни шума, температуру, давление и многое другое. Благодаря использованию алгоритмов машинного обучения и искусственного интеллекта, анализ собранных данных происходит в автоматическом режиме, что позволяет выявлять не только текущие, но и потенциальные нарушения нормативов, предсказывая их с высокой степенью вероятности до того, как проблема обострится.

Автоматизация отчетности — это еще одно значимое преимущество, которое облегчает и ускоряет процесс подготовки отчетных документов для регуляторных и надзорных органов. Системы автоматически генерируют отчеты на основе актуальных данных о соблюдении экологических и технологических стандартов, что минимизирует риски человеческой ошибки и сокращает время на подготовку документации.

Преимущества такого подхода многочисленны. Во-первых, он позволяет компаниям существенно снизить затраты на мониторинг и контроль, освобождая ресурсы для других важных задач. Во-вторых, повышается точность данных, что крайне важно при работе с нормативами, требующими строгого соблюдения. В-третьих, оперативность предупреждений о возможных нарушениях дает возможность своевременно реагировать на проблемы, предотвращая их негативные последствия не только для окружающей среды, но и для репутации компании.

Таким образом, интеграция анализа данных в процессы автоматизированного мониторинга и отчетности открывает перед нефтеперекачивающими станциями новые горизонты в области обеспечения безопасности и соблюдения экологических стандартов. Это не только способствует более строгому контролю за производственными процессами, но и служит залогом устойчивого развития

компаний в соответствии с современными требованиями к экологической безопасности и ответственности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Астапов Р.Л., Мухамадеева Р.М. Автоматизация подбора параметров машинного обучения и обучение модели машинного обучения Мухамадеева // Актуальные научные исследования в современном мире. – 2021. – № 5-2(73). – С. 34-37.
2. Дурыманов Н.В., Ибатуллин И.Д., Парфенов К.В. Повышение эффективности работы насосных агрегатов // Ашировские чтения. – 2023. – Т. 3, № 1(15). – С. 158-164.
3. Алекс Дж. Катман, Джордан Голдмейер Разберись в Data Science: как освоить науку о данных и научиться думать как эксперт [Перевод с Английского М.А. Райтман] [Текст] / Алекс Дж. Катман, Джордан Голдмейер — 1-е изд.. — Москва: Эксмо, 2023 — 304 с.

УДК 621.65.05

РОЛЬ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБНАРУЖЕНИЯ ИЗНОСА НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Н.В. Дурыманов, И.Д. Ибатуллин, К.В. Парфенов

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

email: durymanov.nik@mail.ru

Машинное обучение трансформирует методы обнаружения и прогнозирования износа оборудования на нефтяных и газовых месторождениях, значительно улучшая точность диагностики, снижая риски аварий и экономические потери, и обеспечивая более эффективное и безопасное производство.

Ключевые слова: машинное обучение, нефтегазовая отрасль, износ оборудования, диагностика, мониторинг, анализ данных.

Износ оборудования на нефтяных и газовых месторождениях представляет собой значительную проблему для отрасли, поскольку может приводить к серьезным авариям, снижению эффективности производства и увеличению операционных расходов [1]. Эта проблема усугубляется экстремальными условиями эксплуатации, такими как высокое давление, коррозия, абразивное воздействие и температурные колебания, которые ускоряют процесс износа оборудования. На фоне этих вызовов, контроль за состоянием оборудования и своевременное обнаружение признаков износа становятся критически важными задачами для обеспечения безопасности и эффективности работы на месторождениях.

Своевременное обнаружение признаков износа критически важно для предотвращения непредвиденных отказов и сбоев в работе оборудования, которые могут привести к дорогостоящим аварийным остановкам, утечкам или другим экологическим инцидентам. Эффективный мониторинг состояния оборудования помогает планировать обслуживание и ремонт, минимизировать простои и сократить расходы на восстановление после аварий. Также это способствует улучшению общей безопасности рабочих и снижению воздействия производственной деятельности на окружающую среду. Важность этой темы подчеркивается также глобальными требованиями к устойчивости и экологичности производственных процессов.

Цель данной статьи заключается в демонстрации, как машинное обучение может трансформировать процессы детектирования износа на нефтяных и газовых месторождениях. Мы рассмотрим различные методы машинного обучения, которые могут быть использованы для анализа данных с датчиков и других источников в реальном времени, чтобы точно предсказывать потенциальные неисправности до того, как они приведут к серьезным проблемам. Статья обоснует, как эти технологии могут помочь улучшить надежность оборудования, оптимизировать планирование технического обслуживания и снизить операционные риски, тем самым увеличивая общую производительность и сокращая издержки на месторождениях.

Машинное обучение — это раздел искусственного интеллекта, который позволяет компьютерным системам автоматически улучшать свою производительность с помощью опыта. Основываясь на алгоритмах, которые обучаются на данных, машинное обучение позволяет создавать модели, способные делать предсказания или принимать решения без явного программирования для конкретной задачи. Эти модели обрабатывают большие объемы данных, выявляя закономерности и зависимости, которые неочевидны или слишком сложны для ручного анализа.

В машинном обучении используются различные методы и алгоритмы, каждый из которых подходит для решения определенного вида задач. Некоторые из наиболее распространенных включают:

1. **Регрессия:** это один из основных видов машинного обучения, где задача заключается в предсказании непрерывной переменной [2]. Примеры включают линейную регрессию и регрессию с несколькими переменными. Регрессия широко используется для прогнозирования количественных значений, таких как температура оборудования или давление в трубопроводе.
2. **Классификация:** этот метод используется, когда выходные данные модели разделены на две или более категорий. Целью является предсказание категории, к которой относится каждый пример входных данных. Примеры алгоритмов классификации включают логистическую регрессию, деревья решений и метод опорных векторов (SVM) [2].
3. **Нейронные сети:** более сложные и мощные модели, которые могут обрабатывать очень большие и сложные наборы данных. Нейронные сети состоят из узлов, соединенных в сложную архитектуру, которая имитирует способ обработки информации в человеческом мозге. Они особенно

эффективны в задачах, связанных с распознаванием образов и глубоким обучением, и используются для анализа изображений, звуков и текстовых данных [2].

Износ оборудования на нефтяных и газовых месторождениях проявляется в различных формах и может быть вызван множеством факторов. Наиболее распространенные виды износа включают механическое истирание, коррозию, эрозию, усталость материала и кавитацию. Механическое истирание происходит из-за трения между движущимися частями, в то время как коррозия вызвана химическим воздействием окружающей среды, особенно в условиях высокой влажности и наличия агрессивных химических веществ. Эрозия может происходить из-за абразивного действия песка или других твердых частиц, переносимых потоком жидкости или газа. Усталость материала и кавитация также часто встречаются на насосном и компрессорном оборудовании, где циклические нагрузки и колебания давления могут приводить к появлению микротрещин и последующему разрушению. Эти факторы, особенно в сочетании, могут привести к снижению производительности, непредвиденным остановкам и дорогостоящим ремонтам.

Машинное обучение играет ключевую роль в раннем обнаружении и прогнозировании износа оборудования на нефтяных и газовых месторождениях, обеспечивая более точный и эффективный мониторинг состояния. С помощью алгоритмов машинного обучения можно анализировать большие объемы данных с датчиков в реальном времени, выявляя аномалии и предсказывая потенциальные отказы до того, как они приведут к серьезным проблемам. Например, методы предиктивного анализа могут использоваться для оценки вероятности отказа компонентов на основе исторических данных о работе и текущего состояния оборудования. Интеграция алгоритмов глубокого обучения позволяет распознавать сложные закономерности поведения оборудования, которые могут указывать на начальные стадии износа, такие как изменение вибрационных характеристик, температуры или давления. Таким образом, машинное обучение не только повышает надежность оборудования, но и способствует оптимизации планов технического обслуживания, минимизации простоев и снижению затрат на ремонт и замену компонентов.

Современные тенденции в развитии машинного обучения для обнаружения износа оборудования на нефтяных и газовых месторождениях включают улучшение алгоритмов предсказательной аналитики и интеграцию интернета вещей (IoT). Использование устройств IoT для сбора данных в реальном времени с датчиков на оборудовании позволяет проводить более глубокий и непрерывный мониторинг. Благодаря прогрессу в области больших данных и вычислительной техники, возможности машинного обучения в анализе этих данных значительно расширились, позволяя обнаруживать сложные закономерности и прогнозировать износ с более высокой точностью. Также набирают популярность гибридные модели, сочетающие различные виды машинного обучения, для повышения точности и уменьшения времени анализа.

В области машинного обучения появляются новые исследования и технологические разработки, направленные на улучшение диагностики износа оборудования [3]. Один из инновационных подходов — использование глубокого обучения для анализа изображений и аудио сигналов, что позволяет выявлять

микроскопические трещины и другие дефекты, которые не видны при традиционном осмотре. Технологии машинного зрения используются для автоматического распознавания изменений в структуре материалов, в то время как алгоритмы обработки звука могут обнаруживать необычные шумы, указывающие на начало отказа оборудования. Также разрабатываются адаптивные системы, которые могут самообучаться на основе новых данных и корректировать свои алгоритмы для улучшения точности прогнозов.

Долгосрочное воздействие машинного обучения на нефтегазовую отрасль представляется крайне значимым. Применение этих технологий может радикально изменить подходы к техническому обслуживанию и ремонту оборудования, сократив время простоя и минимизировав риски экологических инцидентов. Более точное и оперативное обнаружение признаков износа позволит не только экономить на ремонтных работах, но и продлить срок службы оборудования. В долгосрочной перспективе это приведет к уменьшению операционных расходов и увеличению производственной безопасности. Также стоит ожидать роста экологической устойчивости за счет снижения вероятности аварий и утечек. В целом, интеграция машинного обучения в процессы обслуживания и мониторинга состояния оборудования обещает значительно улучшить операционную эффективность и конкурентоспособность нефтегазовых компаний на глобальном уровне.

В заключение, машинное обучение представляет собой революционное средство для повышения эффективности обнаружения износа оборудования на нефтяных и газовых месторождениях. Этот подход позволяет перейти от реактивных методов обслуживания к проактивному и предиктивному мониторингу, значительно сокращая риски аварий и экономические потери. Применение машинного обучения в анализе данных, получаемых от датчиков на оборудовании, открывает новые возможности для раннего выявления признаков износа и точного прогнозирования потенциальных неисправностей. В результате, компании могут не только оптимизировать планы технического обслуживания, но и значительно повысить безопасность рабочих условий и устойчивость производства. Благодаря этим преимуществам, машинное обучение становится неотъемлемой частью стратегии повышения эффективности и снижения издержек в нефтегазовой отрасли.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дурыманов Н.В., Ибатуллин И.Д., Парфенов К.В. Повышение эффективности работы насосных агрегатов // Ашировские чтения. – 2023. – Т. 3, № 1(15). – С. 158-164.
2. Алекс Дж. Катман, Джордан Голдмейер Разберись в Data Science: как освоить науку о данных и научиться думать как эксперт [Перевод с Английского М.А. Райтман] [Текст] / Алекс Дж. Катман, Джордан Голдмейер — 1-е изд.. — Москва: Эксмо, 2023 — 304 с.
3. Ширчков Н.П. Применение технологии машинного обучения в легкой промышленности // Фундаментальные и прикладные научные исследования : Сборник трудов по материалам XII Международного конкурса научно-исследовательских работ, Уфа, 24 апреля 2023 года. Том Часть 1. – Уфа:

Общество с ограниченной ответственностью "Научно-издательский центр
"Вестник науки", 2023. – С. 123-126.

УДК 004.896:[622.276+622.692]

ВНЕДРЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В САЕ СИСТЕМЫ ИНЖЕНЕРНОГО АНАЛИЗА

М.В. Петровская

СамГТУ, Самара, Россия, petrovsk_m_v@mail.ru

Технологии искусственного интеллекта и машинного обучения уже внедряются в САЕ-системах для моделирования поведения конструкций и технологических процессов в нефтегазовой отрасли крупными компаниями Ansys и AspenTech. Приведен обзор преимуществ использования алгоритмов машинного обучения для автоматизации задач предварительной обработки данных, построения моделей и постобработки результатов. Также рассматриваются новые разработки компании, такие как метамоделирование Ansys и гибридные модели Aspen, которые позволяют оптимизировать параметры с использованием меньшего количества имитаций.

Ключевые слова: инновации, нефтегазовая отрасль, искусственный интеллект, Ansys, HYSYS.

САЕ-системы широко используются в нефтегазовой отрасли для моделирования поведения конструкций и технологических процессов. Традиционные САЕ-системы основаны на физических уравнениях и численном моделировании. Однако эти системы могут быть трудоемкими и требовать значительных временных затрат, особенно при решении сложных задач.

Технологии искусственного интеллекта (ИИ) предлагают ряд преимуществ для САЕ-систем. Алгоритмы машинного обучения могут быть использованы для автоматизации задач предварительной обработки данных, построения моделей и постобработки результатов. Есть примеры применения глубоких нейронных сетей для повышения точности моделирования сложных явлений, таких как турбулентность и композитные материалы. Оптимизационные алгоритмы на основе ИИ могут быть использованы для поиска оптимальных конструкций изделий.

Компания Ansys Inc. проанонсировала предстоящий запуск Ansys SimAI, который позволит пользователям сначала обучать ИИ модель, используя результаты численных расчетов, а затем создавать аналогичные проекты с прогностической точностью. В отличие от методов, при которых пользователям приходилось описывать конструкции с использованием набора геометрических параметров, Ansys SimAI будет использовать форму конструкции в качестве входных данных для облегчения расширенного исследования конструкции. Это позволит использовать существующие результаты моделирования для обучения, даже если структура фигур противоречива.

Часто инженерам приходится просматривать от сотен до тысяч значений при подготовке модели. Исторически сложилось так, что инженеры используют интерполяцию, но это само по себе не является идеальным решением. Однако проведение дополнительных лабораторных тестов для оценки значений во многих случаях является дорогостоящим и нереальным. В качестве альтернативы разработчики Ansys предлагают для замены дорогостоящих аппаратных испытаний и оценки явлений, которые невозможно измерить другим способом, использовать метамоделирование. Метамодел — это модель модели. Алгоритмы искусственного интеллекта и машинного обучения управляют моделированием и исключают случайный поиск или моделирование, дающее ненужные результаты. Это повышает эффективность и позволяет глубже понять взаимовлияние параметров, согласованность и выбор выходных данных.

Однако поиск подходящей метамоделли так же может занять много времени, а количество ее параметров влияет на данные, необходимые для обучения алгоритма AI/ML. Чтобы исправить это, Ansys предлагает подход «метамоделли оптимального прогноза» (MOP) — это автоматический алгоритм машинного обучения в optiSLang, который находит лучший подход к метамоделлированию и подготавливает его настройки. Еще один из алгоритмов AutoML optiSLang — это адаптивная метамоделль оптимального прогноза, которая находит области, где метамоделлирование благоприятно, и области, где новые наблюдения могут улучшить качество. На основе этих данных она автоматически запускает новые симуляции для будущих итераций. Кроме того, MOP рассматривает различные подходы в рамках «конкурса метамоделлей», в котором значения коэффициента прогноза измеряются и сравниваются с использованием перекрестной проверки. MOP выбирает наилучшую метамоделль и предоставляет ее параметры и их влияние.

Оптимизаторы на основе метамоделлей помогают достичь оптимального набора параметров с использованием меньшего количества имитаций за счет использования моделирования поверхности отклика для суррогатных моделей или метамоделлей. Ansys one click optimizer – еще один новый алгоритм, который использует философию MOP как для выбора наилучшей метамоделли, так и наилучшего подхода к оптимизации. Подобно конкурсу метамоделлей MOP, он сопоставляет подходы к оптимизации друг с другом, чтобы определить наиболее идеальный вариант.

Другая крупная компания AspenTech, которая является разработчиком программного обеспечения для перерабатывающей промышленности, предлагает метод интеграции моделирования процессов, основанных на традиционных принципах, и опыте в предметной области с алгоритмами ИИ и аналитики. Результатом является гибридная система моделирования, которая быстрее создает комплексную и точную модель, не требуя значительных знаний. Гибридные модели HYSYS стали доступны в 2023 году и позволяют моделировать несколько типов оборудования, которые сложно или невозможно описать, используя методики на основе классических теоретических моделей. AspenTech утверждает, что скоро будет возможно разрабатывать модели оборудования и техпроцессов без экспертных навыков моделирования.

ИИ имеет большой потенциал для совершенствования CAE-систем. Внедрение ИИ может привести к автоматизации задач, повышению точности моделирования и оптимизации конструкций. Это может сделать CAE-системы более доступными для инженеров и ускорить процесс разработки продуктов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Optimize Design and Simulation with AI/ML and Metamodeling [Электронный ресурс] - URL: <https://www.ansys.com/blog/optimize-design-simulation-with-ai-ml-metamodeling> (дата обращения: 01.05.2024)
2. Hybrid Modeling: AI and Domain Expertise Combine to Optimize Assets [Электронный ресурс] - URL: <https://www.aspentech.com/ru/resources/white-papers/hybrid-modeling-ai-and-domain-expertise-combine-to-optimize-assets> (дата обращения: 01.05.2024)

**ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
ОБЕСПЕЧЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО
КОМПЛЕКСА**

УДК 621.318.3

**РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ МАГНИТНЫМ ПОДВЕСОМ
РОТОРА НАГНЕТАТЕЛЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА С
НЕЗАВИСИМЫМ РЕГУЛИРОВАНИЕМ ТОКОВ ЭЛЕКТРОМАГНИТОВ**

В.Д. Костюков, Ю.А. Макаричев, А.В. Стариков

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

E-mail: star58@mail.ru

Введение

В настоящее время на газоперекачивающих станциях широко применяют нагнетатели с электромагнитным подвесом ротора. Электромагнитные подшипники, установленные в них, позволяют экономить потребляемую электроэнергию, снизить затраты на техническое обслуживание и ремонт, а также улучшить систему диагностики агрегата. Однако, традиционно каждый канал системы управления электромагнитным подвесом ротора строится таким образом, что регулирование напряжений и токов противоположных магнитов производится по дифференциальному закону. При этом увеличение тока в одном электромагните на определенную величину приводит к снижению тока в противоположном электромагните на такую же величину. Такой подход приводит к тому, что на пару электромагнитов работает один и тот же комплект регуляторов, настройки которых выбираются для центрального положения ротора относительно магнитной системы, когда индуктивности и, следовательно, инерционности электромагнитов одинаковы [1, 2]. Поэтому смещение ротора относительно центра магнитной системы приводит к снижению быстродействия и жесткости электромагнитных подшипников. С другой стороны, смещение ротора от центрального положения позволяет скомпенсировать действие силы веса ротора и уменьшить токи в электромагнитах, осуществляющих эту компенсацию [3 – 5]. Таким образом, в традиционных системах управления электромагнитным подвесом ротора нагнетателя газоперекачивающего агрегата, одновременное достижение большой динамической жесткости электромагнитных подшипников и снижение токов в электромагнитах, компенсирующих силу веса, проблематично.

В связи с этим целью данного исследования является разработка системы управления электромагнитным подвесом ротора, обеспечивающей большое быстродействие и динамическую жесткость, снижение токов в электромагнитах, компенсирующих силу веса, и снижение потребляемой мощности.

Решение задачи

Для достижения поставленной цели предлагается применить независимое регулирование напряжений и токов противоположных электромагнитов. При этом функциональная схема каждого канала системы управления электромагнитным подвесом ротора будет выглядеть следующим образом (рис 1).

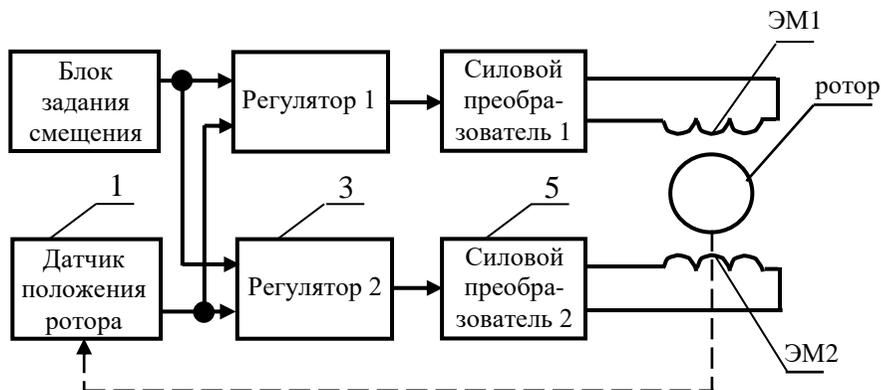


Рис. 1. Функциональная схема системы управления электромагнитным подвесом ротора

Каждый канал системы управления содержит датчик положения ротора, два регулятора, два силовых преобразователя, первый и второй электромагниты ЭМ1 и ЭМ2 и блок задания смещения ротора. В качестве датчика положения ротора системе электромагнитного подвеса ротора нагнетателя газоперекачивающего агрегата применяется индуктивный токовихревой датчик дифференциального типа, выходной сигнал которого оцифровывается с помощью специального блока. Каждый из регуляторов 1 и 2 может быть представлен совокупностью интегрального (И), пропорционального (П) и пропорционально-дифференциального (ПД) регуляторов и дифференцирующего звена с соответствующими связями (рис. 2).

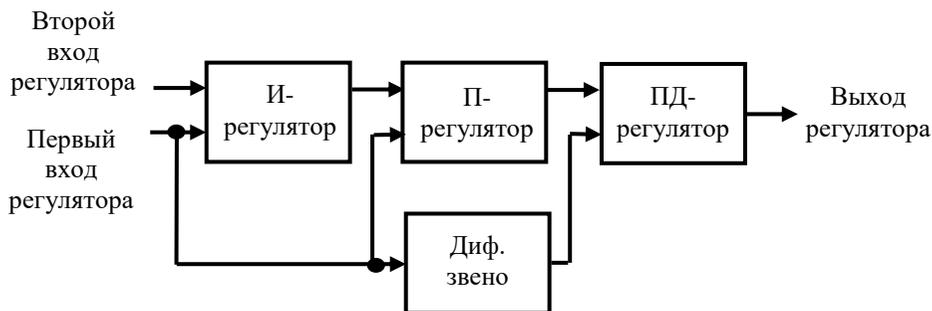


Рис. 2. Функциональная схема регулятора

Коэффициенты передачи регуляторов k_{nd1} , k_{nd2} , k_{n1} , k_{n2} , их постоянные времени T_{nd1} , T_{nd2} , T_{u1} , T_{u2} и коэффициенты передачи дифференцирующих звеньев k_{occ1} и k_{occ2} могут быть определены по формулам [1]

$$\left. \begin{aligned}
 T_{n\partial 1} &= 3T_1; \\
 T_{n\partial 2} &= 3T_2; \\
 k_{occ1} &= k_{occ2} = 2\xi \sqrt{\frac{m}{3k_{шшм1}k_{эм}k_{\partial n}} - \frac{4m}{9k_{n\partial 1}k_{шшм1}k_{эм}k_{\partial n}(T_1 + T_2)}}; \\
 k_{n\partial 1} &= k_{n\partial 2} = k_{n1} = k_{n\partial 2} = \frac{4m}{9m(T_1 + T_2) \left(2\xi \sqrt{\frac{mk_{шшм1}k_{эм}k_{\partial n}}{3}} - k_{шшм1}k_{эм}k_{\partial n}k_{occ1} \right)}; \\
 T_{u1} &= T_{u2} = \frac{2,19 \left(-b + \sqrt{b^2 - 4ac} \right)}{a},
 \end{aligned} \right\} (1)$$

где $T_1 = \frac{2k_{FI}(\delta - y_0)}{(\delta - y_0)^2 R_1 + 2k_{FI}V_0}$; $T_2 = \frac{2k_{FI}(\delta + y_0)}{(\delta + y_0)^2 R_2 - 2k_{FI}V_0}$; ξ – задаваемый

параметр демпфирования колебаний; k_{FI} и $k_{эм}$ – конструктивный коэффициент электромагнитного подшипника; δ – зазор между статором и ротором при расположении ротора в центре магнитной системы; y_0 – смещение ротора от центра магнитной системы; m – масса ротора, приходящаяся на один канал управления; R_1 и R_2 – активные сопротивления обмоток электромагнитов; $k_{шшм1}$ – коэффициент передачи широтно-импульсного модулятора силового преобразователя; $k_{\partial n}$ – коэффициент передачи датчика положения ротора; a , b и c – коэффициенты, зависящие от параметров системы управления электромагнитным подвесом ротора.

Каждый из силовых преобразователей может быть выполнен по принципиальной схеме, приведенной на рисунке 3. Транзисторы VT1 и VT2 управляются с помощью широтно-импульсного модулятора, подключенного к выходу одного из регуляторов. Обмотка каждого электромагнита подключаются к силовому преобразователю, например, как показано на рис. 3. Блок задания смещения и оба регулятора реализуются программно на контроллере или микроконтроллере, на котором выполнена система управления электромагнитным подвесом ротора.

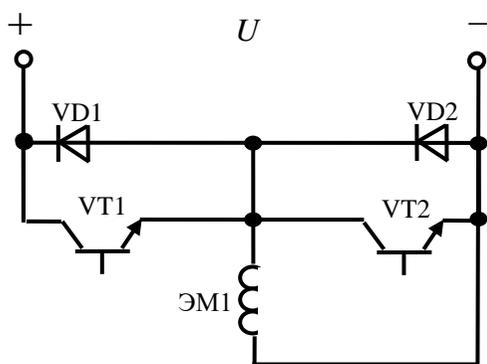


Рис. 3. Принципиальная схема силового преобразователя

Предлагаемая система управления электромагнитным подвесом ротора работает следующим образом. В каждом канале управления датчик положения ротора измеряет отклонение ротора от центрального положения. Сигнал об измеренном отклонении подается на инверсные входы первого и второго регуляторов. Одновременно на прямые входы этих регуляторов подается сигнал с блока задания смещения. Каждый регулятор находит разность сигналов, поступающих с блока задания смещения и датчика положения ротора, и в соответствии с передаточными функциями, реализованными в этих регуляторах, подают сигналы на входы силовых преобразователей. Первый силовой преобразователь регулирует напряжение и ток в электромагните ЭМ1, а второй силовой преобразователь регулирует напряжение и ток в электромагните ЭМ2. В результате в обмотках электромагнитов формируются такие токи, которые создают силу, выводящую ротор в положение, определяемое блоком задания смещения ротора.

Смещение ротора относительно центра магнитной системы позволяет скомпенсировать силу веса ротора при меньших токах в электромагнитах, работающих на подъем, за счет перераспределения зазоров между ротором и электромагнитами. Уменьшение токов в электромагнитах приводит к снижению потребляемой мощности силовыми преобразователями и электромагнитами. Однако смещение ротора относительно центра магнитной системы приводит к изменению индуктивностей и, следовательно, инерционности электромагнитов ЭМ1 и ЭМ2. В частности, в электромагните, находящемся ближе к пассивному магниту ротора, индуктивность и постоянная времени увеличивается, а в электромагните, находящемся дальше от пассивного магнита ротора, эти параметры уменьшаются. Предлагаемая система управления электромагнитным подвесом ротора позволяет использовать различные настройки первого и второго регуляторов и достигать большого быстродействия и динамической жесткости электромагнитного подвеса ротора при снижении токов в электромагнитах, компенсирующих силу веса, и снижение потребляемой мощности.

Результаты моделирования

Для доказательства эффективности предлагаемой системы управления электромагнитным подвесом ротора произведем ее компьютерное моделирование. Расчетная модель одного канала такой системы применительно к радиальному электромагнитному подшипнику нагнетателя газоперекачивающего агрегата выглядит следующим образом (рис. 4).

Расчетная модель отражает линеаризованные уравнения движения ротора в поле электромагнитов:

$$\left. \begin{aligned} mp^2 y(p) - k_{Fy} y(p) &= k_{FI} \left[\frac{2I_{10}}{(\delta - y_0)^2} I_1(p) - \frac{2I_{20}}{(\delta + y_0)^2} I_2(p) \right] + F_{gy}(p); \\ U_1(p) &= \left[R_1 + \frac{2k_{FI}V_0}{(\delta - y_0)^2} \right] (T_1 p + 1) I_1(p) + \left[\frac{2k_{FI}I'_{10}}{(\delta - y_0)^2} + \frac{4k_{FI}I_{10}V_0}{(\delta - y_0)^3} \right] y(p) + \\ &+ \frac{2k_{FI}I_{10}}{(\delta - y_0)^2} py(p); \\ U_2(p) &= \left[R_2 - \frac{2k_{FI}V_0}{(\delta + y_0)^2} \right] (T_2 p + 1) I_2(p) + \left[\frac{4k_{FI}I_{20}V_0}{(\delta + y_0)^3} - \frac{2k_{FI}I'_{20}}{(\delta + y_0)^2} \right] y(p) - \\ &- \frac{2k_{FI}I_{20}}{(\delta + y_0)^2} py(p), \end{aligned} \right\} (2)$$

где I_{10} и I_{20} – начальные значения токов в обмотках первого и второго электромагнитов; I'_{10} , I'_{20} и V_0 – начальные значения скорости изменения токов в обмотках электромагнитов и скорости перемещения ротора; F_{gy} – возмущающая сила, действующая по оси y ; p – комплексная переменная преобразований Лапласа.

Численные значения модели соответствуют радиальному электромагнитному подшипнику нагнетателя газоперекачивающего агрегата ГПА Ц-16, когда ротор смещен относительно центра магнитной системы на $y_0 = 165$ мкм, начальные значения токов $I_{10} = I_{20} = 7,5$ А, $I'_{10} = I'_{20} = 0$, $V_0 = 0$, а электромагниты характеризуются следующими параметрами: $k_{FI} = 3,8798 \cdot 10^{-5}$ Нм²/А², $T_1 = 0,078$ с, $T_2 = 0,0499$ с, $R_1 = R_2 = 1,7$ Ом, $k_{Fy} = 2,75 \cdot 10^7$ Н/м.

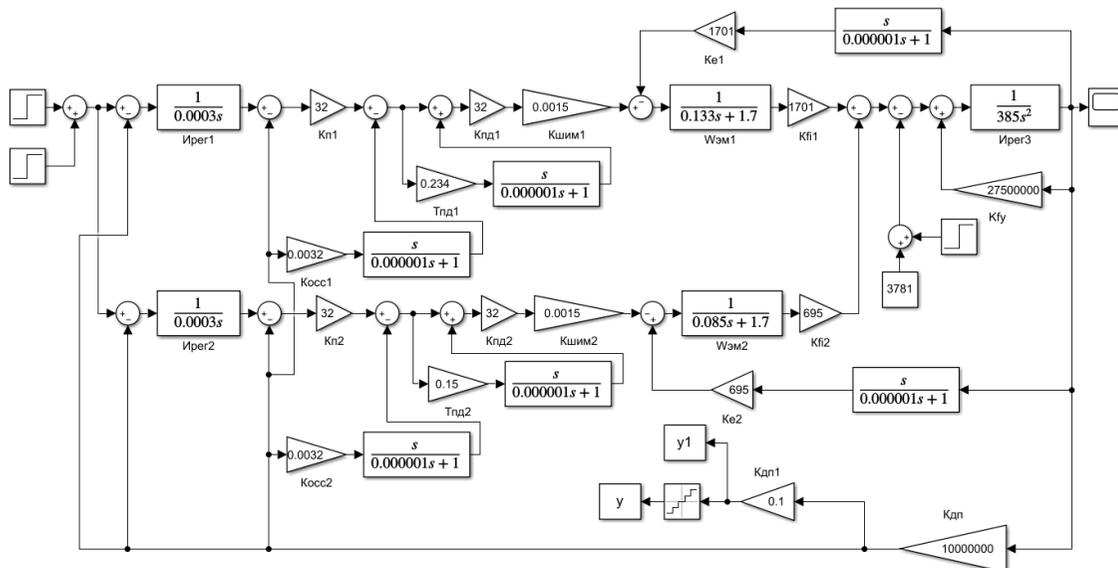


Рис. 4. Расчётная модель одного канала разработанной системы управления электромагнитным подвесом ротора

Кроме этого в расчётной модели учтены регуляторы, соответствующие функциональной схеме, представленной на фиг. 2, силовые преобразователи, регулирующие напряжения и токи в обмотках противоположных электромагнитов, и датчик положения ротора. Датчик положения представлен безынерционным звеном с коэффициентом передачи $k_{on} = 10000000$ дискрет/м. Первый регулятор имеет следующие настройки: $k_{n1} = k_{nd1} = 32$, $T_{nd1} = 0,234$ с, $T_{u1} = 0,0003$ с, $k_{ouф1} = 0,0032$ с. Второй регулятор имеет следующие параметры: $k_{n2} = k_{nd2} = 32$, $T_{nd2} = 0,15$ с, $T_{u2} = 0,0003$ с, $k_{ouф2} = 0,0032$ с. Силовые преобразователи представлены коэффициентами передачи $k_{cn1} = k_{cn2} = 0,0015$ В/дискрета, что соответствует опорному напряжению $U = 48$ В и цифровому четырнадцатиразрядному широтно-импульсному модулятору.

Расчётная модель позволяет построить графики переходных процессов по управляющему (см. рисунок 5) и возмущающему (см. рисунок 6) воздействию в системе управления электромагнитным подвесом ротора при смещении ротора относительно центра магнитной системы при разных настройках регуляторов. Анализ графиков показывает, что в системе управления электромагнитным подвесом ротора наблюдается высокое быстродействие. Время переходного процесса по управляющему воздействию составляет $t_{mn} = 0,00083$ с. При этом динамический провал ротора при набросе возмущающей силы $\Delta F = 1000$ Н равен

$\Delta y_{\max} = 0,0135$ мкм, что соответствует динамической жесткости опоры

$$C_y = \frac{\Delta F}{\Delta y_{\max}} = 7,4074 \cdot 10^{10} \text{ Н/м.}$$

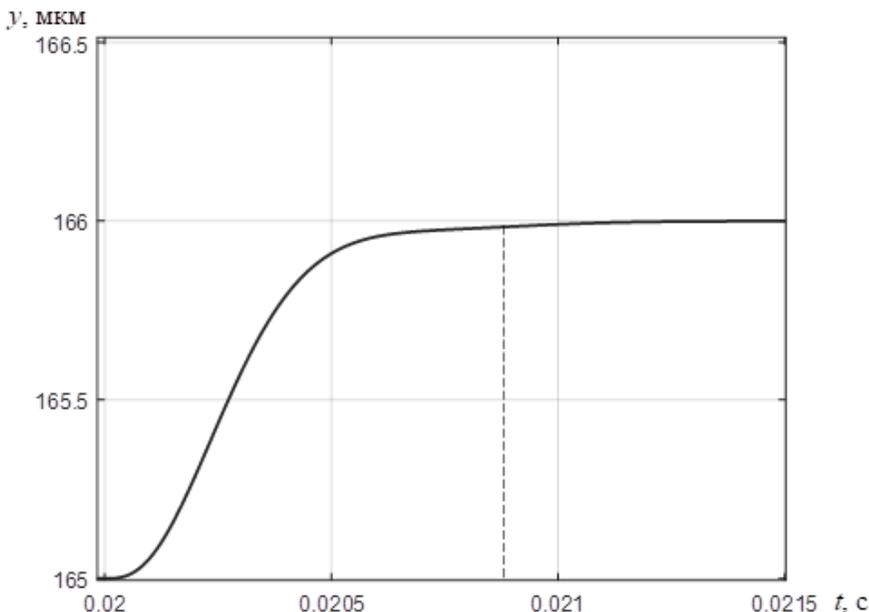


Рис. 5. График переходного процесса по управляющему воздействию при различных настройках регуляторов

Достичь подобных результатов в системе управления с одним комплектом регуляторов и зависимым управлением напряжениями и токами в обмотках противоположных электромагнитов невозможно. Действительно, результаты моделирования показывают, что при одинаковой настройке регуляторов, выбранной для центрального положения ротора, и при смещении ротора относительно центра на $y_0 = 165$ мкм время переходного процесса увеличивается в 1,22 раза и становится равным $t_{nn} = 0,00101$ с (рис. 7), а динамический провал ротора при $\Delta F = 1000$ Н становится равным $\Delta y_{\max} = 0,0189$ мкм (рис. 8), то есть динамическая жесткость уменьшается в 1,4 раза, составляя

$$C_y = \frac{\Delta F}{\Delta y_{\max}} = 5,291 \cdot 10^{10} \text{ Н/м.}$$

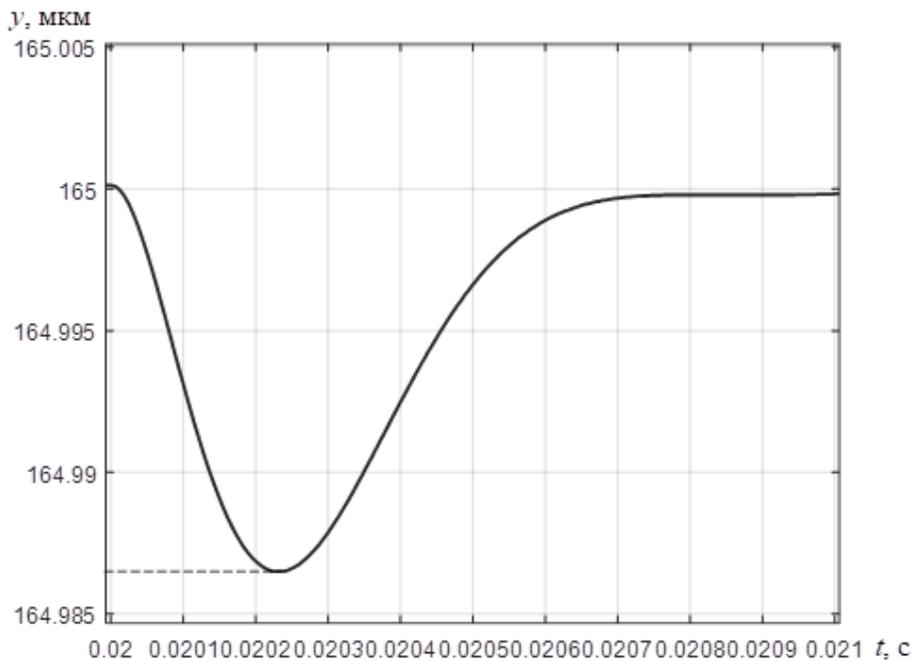


Рис. 6. График переходного процесса по управляющему воздействию при различных настройках регуляторов

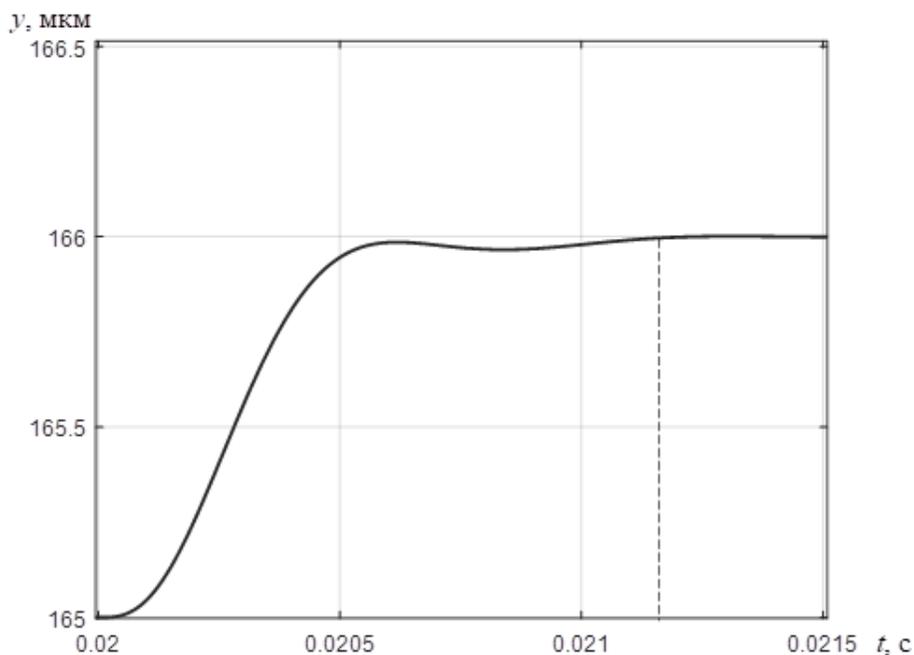


Рис. 7. График переходного процесса по управляющему воздействию при одинаковых настройках регуляторов

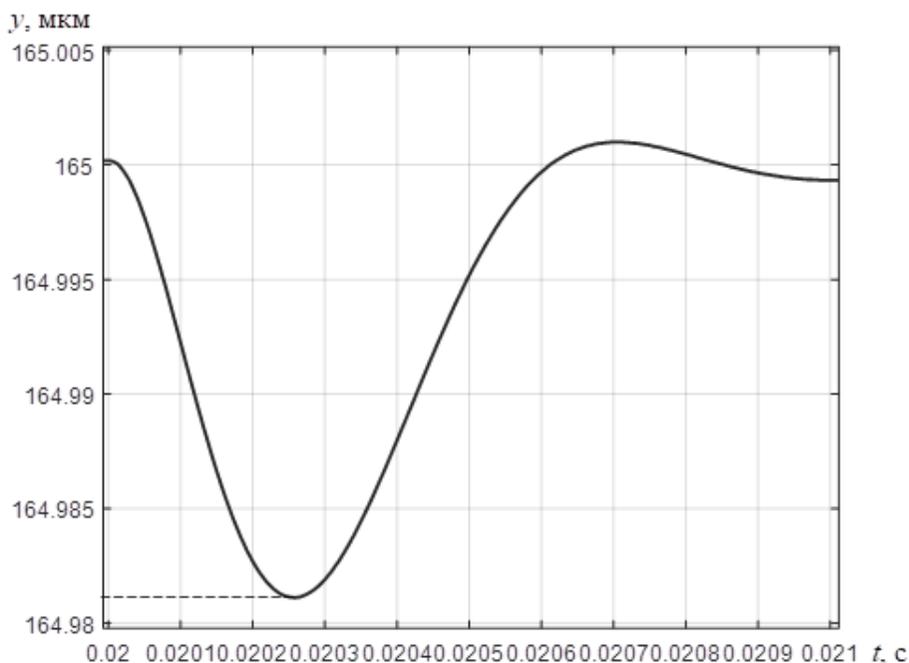


Рис. 8. График переходного процесса по управляющему воздействию при одинаковых настройках регуляторов

Выводы

1. Разработанная система управления позволяет снизить напряжение питания и токи электромагнитов за счет перераспределения зазоров между первым и вторым электромагнитом и пассивным магнитом ротора.

2. Выбранная при моделировании величина смещения ротора относительно центра магнитной системы $y_0 = 165$ мкм обеспечивает полную компенсацию силы веса ротора, приходящейся на один канал управления радиального электромагнитного подшипника, что позволяет снизить опорное напряжение питания силовых преобразователей с 220 В (применяемых в современных системах управления электромагнитным подвесом ротора нагнетателя газоперекачивающего агрегата ГПА Ц-16) до 48 В.

3. Компенсация силы веса ротора за счет перераспределения зазоров приводит к снижению силы тока в обмотках верхних электромагнитов, что обеспечивает снижение потребляемой мощности.

4. Предложенная система управления электромагнитным подвесом ротора позволяет обеспечить большое быстродействие и динамическую жесткость электромагнитного подвеса ротора при снижении токов в электромагнитах, компенсирующих силу веса, и снижение потребляемой мощности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Стариков А.В., Стариков С.А. Параметрический синтез регуляторов многоконтурной системы управления электромагнитным подвесом ротора // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки», № 1 (29), 2011. – С. 192 – 200.
2. Патент России № 2395150. Система управления электромагнитным подвесом ротора / А.В. Стариков (Россия), С.А. Стариков (Россия) // Оpubл. 20.07.2010, Бюл. № 20.
3. Костюков В.Д., Стариков А.В. Анализ работоспособности электромагнитного подшипника при снижении напряжения питания и рациональном смещении центра магнитной системы // «Фёдоровские чтения 2023», 2023г. – с. 202 – 208.
4. Стариков А.В., Костюков В.Д. Определение рациональной величины смещения центра магнитной системы электромагнитного подшипника // Вестник Самарского государственного технического университета, серия «Технические науки» Т.31, №3, 2023 г. – С. 103 – 113.
5. Костюков В.Д., Стариков А.В. Определение ограничений на быстродействие и жесткость радиальных электромагнитных подшипников нагнетателя газоперекачивающего агрегата // Вопросы электротехнологии, № 4 (41), 2023. – С. 96 – 102.

**ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

УДК 625.08

ВЛИЯНИЕ АВТОМАТИЗАЦИИ КОНТРОЛЯ ГРУЗОКОМПЕНСАТОРОВ НА ЭКОЛОГИЧЕСКУЮ БЕЗОПАСНОСТЬ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ПЕРЕВОЗОК*А.О. Дементьев, Н.В. Ефимушкина, К.В. Парфенов**Самарский государственный технический университет**г. Самара, Россия**email: san0173@mail.ru*

Автоматизация системы контроля положения грузокompенсаторов значительно снижает экологическое воздействие железнодорожных перевозок, оптимизируя потребление энергии и уменьшая необходимость в частом техническом обслуживании. Точное регулирование и мониторинг положения грузокompенсаторов в реальном времени помогают уменьшить углеродные выбросы и износ материалов, продлевая срок их службы и сокращая экологический ущерб.

Ключевые слова: автоматизация, экологическая безопасность железнодорожных перевозок, уменьшение экологического воздействия, энергоэффективность.

Грузокompенсаторы на опорах контактной железнодорожной сети играют важную роль в поддержании надежности и безопасности железнодорожных перевозок. Они компенсируют изменения натяжения контактного провода, вызванные колебаниями температуры, вибрациями и другими внешними факторами. Автоматизация контроля за их состоянием и положением обеспечивает повышение точности и снижение времени реакции на возможные отклонения от нормы, что критически важно для безопасности движения [4].

С развитием технологий и возрастающими требованиями к экологической безопасности транспортных средств, внедрение интеллектуальных систем контроля за грузокompенсаторами становится не только технической необходимостью, но и экологическим императивом. Железнодорожный транспорт, будучи одним из самых экологичных видов перевозок, тем не менее, может оказывать значительное воздействие на окружающую среду через шум, вибрации, энергопотребление и использование неэффективного оборудования.

Отсутствие автоматизированных систем контроля может приводить к сбоям в работе грузокompенсаторов, что увеличивает риск аварийных ситуаций на железной дороге. Кроме того, неэффективное управление такими системами увеличивает расход энергии и сопутствующее воздействие на окружающую среду. Например, излишний износ материалов и чрезмерное использование ресурсов для поддержания системы в рабочем состоянии может увеличивать общий углеродный след перевозочного процесса.

Современные технологии предоставляют возможности для более точного контроля и управления, что прямо влияет на снижение экологической нагрузки. Автоматизация позволяет оптимизировать использование ресурсов, сокращать энергопотребление и минимизировать экологический ущерб. Это особенно важно в

контексте глобальных усилий по сокращению выбросов углекислого газа и других парниковых газов.

Основной целью данного исследования является оценка эффекта автоматизации контроля грузокомпенсаторов на опорах контактной железнодорожной сети в контексте экологической безопасности железнодорожных перевозок. Исследование направлено на выявление, как внедрение интеллектуальных технологий в системы управления может способствовать снижению экологического воздействия этой отрасли.

Грузокомпенсаторы играют ключевую роль в обеспечении безопасности и эффективности железнодорожных перевозок. Они позволяют компенсировать изменения длины контактного провода, возникающие в результате колебаний температур, механической нагрузки и других факторов. Традиционные системы контроля грузокомпенсаторов в основном зависят от ручного управления и периодической проверки, что не всегда обеспечивает своевременное реагирование на возможные проблемы.

С развитием технологий в последние годы возможности автоматизации контроля значительно расширились. Современные автоматизированные системы используют датчики, которые непрерывно собирают данные о состоянии грузокомпенсаторов и передают их на центральный контроллер. Это позволяет оперативно обнаруживать и корректировать любые отклонения от нормы, тем самым повышая безопасность и снижая риск аварий на железной дороге.

Автоматизация контроля грузокомпенсаторов также оказывает значительное влияние на экологическую безопасность железнодорожных перевозок. Во-первых, повышение точности и оперативности контроля позволяет уменьшать энергопотребление системы контактной сети, так как оптимизируется нагрузка на электрические компоненты. Во-вторых, автоматизация способствует сокращению необходимости частого технического обслуживания, что приводит к уменьшению использования смазочных материалов, растворителей и других вредных веществ, которые могут негативно сказаться на окружающей среде. Кроме того, уменьшение количества необходимых вмешательств в систему снижает частоту передвижений обслуживающего персонала, что ведет к уменьшению выбросов углекислого газа от транспортных средств, используемых для достижения мест обслуживания. Таким образом, автоматизация контроля не только повышает эффективность и безопасность железнодорожных перевозок, но и способствует снижению их экологического воздействия, делая этот вид транспорта более устойчивым в экологическом плане.

Исследования в области автоматизации контроля грузокомпенсаторов в основном сосредоточены на разработке и интеграции передовых технологий, таких как датчики состояния, системы машинного зрения и алгоритмы искусственного интеллекта. Эти технологии направлены на улучшение точности и надежности систем контактных сетей, что важно для обеспечения безопасной и эффективной работы железнодорожных перевозок. Современные исследования акцентируют внимание на использовании IoT (интернет вещей) для мониторинга и диагностики состояния грузокомпенсаторов в реальном времени. Например, датчики могут измерять и передавать данные о температуре, натяжении провода и вибрациях,

позволяя оперативно реагировать на любые изменения. Это не только повышает безопасность, но и способствует оптимизации расхода энергии и уменьшению износа оборудования.

Использование алгоритмов машинного обучения и искусственного интеллекта для анализа собранных данных становится все более популярным. Эти алгоритмы могут предсказывать потенциальные неисправности и оптимизировать обслуживание оборудования, что снижает риск аварийных ситуаций и увеличивает общую эффективность системы. Исследования показывают, что прогнозирующее обслуживание может значительно снизить затраты и уменьшить экологическое воздействие за счет предотвращения чрезмерного использования ресурсов.

Некоторые исследования также фокусируются на экологическом аспекте автоматизации контроля грузокомпенсаторов. Автоматизация может помочь в реализации "зеленых" технологий в железнодорожной отрасли, снижая количество отходов и выбросов, связанных с эксплуатацией и обслуживанием железнодорожной инфраструктуры [1]. Экологическая безопасность становится ключевым приоритетом в разработке новых систем контроля.

В целом, анализ существующих исследований показывает, что автоматизация контроля грузокомпенсаторов является важным направлением в улучшении как технических, так и экологических аспектов железнодорожных перевозок. Интеграция современных технологий и методов анализа данных открывает новые возможности для повышения безопасности, надежности и устойчивости этого вида транспорта.

Железнодорожные перевозки традиционно считаются одним из наиболее экологичных видов транспорта, особенно при сравнении с автомобильным и авиационным транспортом. Тем не менее, они также оказывают заметное воздействие на окружающую среду, что требует тщательного исследования и постоянного мониторинга. Основные направления таких исследований включают анализ выбросов парниковых газов, влияние на биоразнообразие, шумовое загрязнение и потребление энергии.

Автоматизация контроля положения грузокомпенсаторов представляет собой значительный шаг в направлении увеличения эффективности и экологической устойчивости железнодорожных перевозок. Грузокомпенсаторы играют критическую роль в поддержании натяжения контактного провода, что обеспечивает бесперебойное и безопасное движение электрических поездов. Правильное функционирование этих устройств напрямую влияет на потребление энергии и общее экологическое воздействие железнодорожной системы.

Автоматизированные системы контроля способны точно регулировать положение грузокомпенсаторов в реальном времени, что позволяет минимизировать потери электроэнергии в контактной сети. Такая оптимизация необходима для поддержания оптимального уровня энергопотребления, особенно в условиях изменяющейся нагрузки на сеть в течение дня [3]. Это приводит к сокращению перерасхода электроэнергии и, как следствие, уменьшению выбросов углекислого газа, если электроэнергия производится на тепловых электростанциях.

Традиционные методы контроля требуют регулярного человеческого вмешательства для проверки и настройки грузокомпенсаторов, что сопряжено с использованием специализированной техники и транспортных средств. Автоматизация позволяет снизить частоту таких обслуживаний за счет точного мониторинга и адаптивного реагирования на любые изменения в системе. Это не только уменьшает прямые выбросы от транспортных средств, но и сокращает общий углеродный след от операционной деятельности железнодорожных компаний [5].

Благодаря автоматизации контроля, грузокомпенсаторы могут работать в более стабильных условиях, что способствует увеличению их срока службы и снижению необходимости в замене компонентов. Это приводит к уменьшению потребления ресурсов и отходов, связанных с производством и утилизацией материалов, а также к сокращению экологической нагрузки, связанной с добычей сырья и переработкой отходов.

Автоматизация системы контроля положения грузокомпенсаторов является значительным шагом в уменьшении экологического воздействия железнодорожных перевозок. Эта технология не только повышает эффективность и надежность железнодорожной инфраструктуры, но и способствует снижению углеродных выбросов, уменьшению использования ресурсов и сокращению операционных расходов. Таким образом, автоматизация становится важным элементом в стратегиях устойчивого развития и экологической ответственности железнодорожного транспорта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Андреев, В. Е., Гапанович, В. А., Маняхин, А. Ю. УРОВЕНЬ АВТОМАТИЗАЦИИ GOA4 ПЕРСПЕКТИВЫ НА ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГАХ РОССИИ И МИРА [Текст] / В. Е. Андреев, В. А. Гапанович, А. Ю. Маняхин // ВЕСТНИК ИНСТИТУТА ПРОБЛЕМ ЕСТЕСТВЕННЫХ МОНОПОЛИЙ: ТЕХНИКА ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ. — 2021. — № 1(53). — С. 12-17.
2. Бошкарева, Т. В., Добрынин, Е. В., Табаков, О. В. ПРОБЛЕМЫ ДИАГНОСТИКИ КОНТАКТНОЙ СЕТИ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ЦИФРОВОЙ ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ / Т. В. Бошкарева, Е. В. Добрынин, О. В. Табаков [Текст] // ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ (ПИТ 2018). — Самара: Самарский научный центр РАН, 2018. — С. 776-778.
3. Дутов, И. Г. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА НАТЯЖЕНИЕ ПРОВОДОВ КОНТАКТНОЙ ПОДВЕСКИ [Текст] / И. Г. Дутов // ВЕСТНИК УРАЛЬСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА ПУТЕЙ СООБЩЕНИЯ. — 2014. — № 4(24). — С. 26-36.
4. Малеев, Е. Г. УСТРОЙСТВО КОНТАКТНОЙ СЕТИ ПРИ ВЫСОКОСКОРОСТНОМ ДВИЖЕНИИ НА ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГАХ [Текст] / Е. Г. Малеев // НОВАЯ НАУКА: СТРАТЕГИИ И ВЕКТОРЫ РАЗВИТИЯ. — 2016. — № 3-2(70). — С. 121-128.
5. Фроленков С. А. УСТРОЙСТВА СОВРЕМЕННОЙ ДИАГНОСТИКИ КОНТАКТНОЙ СЕТИ [Текст] / Фроленков С. А. // Самарский государственный университет путей сообщения. — 2017. — № 1. — С. 259-261.

ОХРАНА ТРУДА

**АВТОМАТИЧЕСКАЯ ПОЖАРНАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ И СИСТЕМА
ОПОВЕЩЕНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ ЭВАКУАЦИЕЙ ЛЮДЕЙ ПРИ ПОЖАРЕ**

А.П. Мачнев¹, А.Ю. Яндулов¹, А.А. Жалилова², Д.А. Мельникова³

*1- Магистр, 2-Ассистент, 3- Научный руководитель: к.т.н., доцент
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия
e-mail: melnikovada1988@mail.ru*

Аннотация. Данная статья рассматривает важность систем автоматической пожарной сигнализации (АПС) и оповещения с управлением эвакуацией людей при пожаре (СОУЭ) для обеспечения безопасности в чрезвычайных ситуациях. Описывается цель и принцип действия таких систем, их компоненты, преимущества, а также требования к установке и обслуживанию. Статья подчеркивает важность быстрой реакции, эффективной эвакуации и минимизации ущерба от пожара, подчеркивая необходимость инвестирования в качественное оборудование и его регулярного обслуживания.

Ключевые слова: Автоматическая пожарная сигнализация (АПС), система оповещения и управления эвакуацией (СОУЭ), безопасность, пожар, обнаружение пожара, эвакуация людей, датчики АПС, центральный блок управления, оповещающие устройства, панели управления эвакуацией, эвакуационные выходы, тревога, преимущества системы, требования к установке и обслуживанию, стандарты безопасности, координированная эвакуация, техническое обслуживание, надежность, минимизация ущерба, качественное оборудование.

Пожар – одно из наиболее опасных происшествий, которые могут возникнуть в любом здании. Он не только угрожает имуществу, но и может стать причиной серьезных травм и даже гибели людей. В этой связи особенно важным становится наличие и эффективное функционирование системы автоматической пожарной сигнализации (АПС) и системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре (СОУЭ).

Цель и принцип действия.

Целью АПС является обнаружение пожара на ранней стадии его развития. Она состоит из датчиков, которые реагируют на признаки пожара, такие как дым, повышение температуры или выделение газов. Когда датчик срабатывает, система автоматически активирует сигнал тревоги.

Помимо обнаружения, важно также оперативное оповещение людей о пожаре и организация их эвакуации. Для этого используется система оповещения и управления эвакуацией. Она включает в себя сирены, громкоговорители, автоматическое голосовое оповещение, световые индикаторы и даже системы управления движением людей.

Компоненты системы.

1. Датчики АПС: Датчики дыма, тепла и газов являются основными компонентами системы обнаружения пожара. Они устанавливаются в различных зонах здания и непрерывно мониторят окружающую среду на предмет признаков пожара.

2. Центральный блок управления: Центральный блок является мозгом системы, который получает сигналы от датчиков и активирует сигнал тревоги. Он также может быть связан с системой управления эвакуацией.

3. Оповещающие устройства: Система оповещения включает в себя различные устройства, такие как сирены, громкоговорители и световые маячки. Они предназначены для быстрого и эффективного оповещения всех присутствующих о пожаре и необходимости эвакуации.

4. Панели управления эвакуацией: Панели управления позволяют диспетчерам координировать процесс эвакуации, направляя людей по безопасным маршрутам и контролируя их движение.

5. Эвакуационные выходы и путеводительная маркировка: Эвакуационные выходы должны быть четко обозначены и легко доступными для всех присутствующих. Путеводительная маркировка помогает людям быстро найти кратчайший путь к безопасности.

Преимущества системы.

1. Быстрое реагирование: Автоматическая пожарная сигнализация и система оповещения позволяют обнаружить пожар и предупредить о нем за считанные секунды, что увеличивает шансы на спасение людей и сохранение имущества.

2. Эффективная эвакуация: Система управления эвакуацией помогает организовать эвакуацию таким образом, чтобы минимизировать панику и обеспечить безопасность всех присутствующих.

3. Минимизация ущерба: Благодаря быстрой реакции и координированной эвакуации система помогает минимизировать ущерб от пожара как для людей, так и для имущества.

Требования к установке и обслуживанию.

Установка системы автоматической пожарной сигнализации и системы оповещения и управления эвакуацией должна проводиться квалифицированными специалистами в соответствии с местными нормативами и стандартами безопасности. Регулярное техническое обслуживание и проверка оборудования также являются необходимыми для обеспечения надежной работы системы.

Итак, автоматическая пожарная сигнализация и система оповещения и управления эвакуацией играют ключевую роль в обеспечении безопасности в чрезвычайных ситуациях. Их наличие и правильная эксплуатация могут спасти жизни и существенно сократить ущерб от пожара. Именно поэтому важно инвестировать в качественное оборудование и поддерживать его в исправном состоянии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ Р 51032-97. Системы автоматической пожарной сигнализации. Общие требования. - Введ. 1998-01-01. М.: Издательство стандартов, 1997. - 16 с.
2. ГОСТ Р 52142-2003. Системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования безопасности. - Введ. 2005-07-01. М.: Издательство стандартов, 2003. - 18 с.
3. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 58057-2018. Системы пожарной сигнализации. Требования к проектированию, монтажу, эксплуатации и обслуживанию. - Введ. 2019-10-01. М.: Издательство стандартов, 2018. - 64 с.
4. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 58072-2018. Системы пожарной сигнализации. Требования к функциональной безопасности. - Введ. 2019-01-01. М.: Издательство стандартов, 2018. - 20 с.

**ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ
ОБРАЗОВАНИЕ**

**ПРЕОДОЛЕНИЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО СТРЕССА: СИСТЕМА
ПСИХОЛОГИЧЕСКОЙ ПОДГОТОВКИ ДЛЯ РАБОТНИКОВ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

Е.М.Правдина¹, Д.А. Мельникова²

*1 - магистр 1 курса; 2- руководитель к.т.н., доцент
Самарский государственный технический университет, г.Самара, Россия
ev.prawdina@yandex.ru; melnikovada1988@mail.ru*

Аннотация. В статье рассматривается понятие профессионального стресса, основные производственные факторы, влияющие на уровень стресса, представлена система психологической подготовки работников нефтегазового сектора, в которой определены основные формы и направления работы с сотрудниками.

Ключевые слова. *Психологическая подготовка. Стрессоустойчивость. Профессиональный стресс.*

Введение. Проблема стресса у работников нефтегазовой отрасли приобретает все возрастающую актуальность в связи с непрерывным ростом экстремальности производства и существенным изменением содержания и условий труда. Наиболее характерным психическим состоянием, развивающимся под воздействием указанных факторов, у человека является производственный стресс. Развитие стресса в условиях профессиональной деятельности может быть связано также с ожиданием воздействия на работника разнообразных раздражителей физико-химической, психологической (личностной), организационной и, прежде всего, профессиональной природы. Использование последних достижений научно-технического прогресса на предприятиях нефтегазовой промышленности существенно облегчило, но не исключило труд человека. Труд человека стал более значимым. Возросла цена ошибки специалиста, что потребовало ввести термин «человеческий фактор». Даже одна ошибка может привести к гибели людей и катастрофам.

Профессиональный стресс – это многомерный феномен, выражающийся в физиологических и психологических реакциях на сложную рабочую ситуацию. Развитие стресс-реакций возможно даже в прогрессивных, хорошо управляемых организациях, что обусловлено не только структурно-организационными особенностями, но и характером работы, личностными отношениями сотрудников, их взаимодействием [3].

В общем, можно выделить следующие виды профессионального стресса:

- физический. Причины его возникновения – некомфортные условия труда, холод, жара, повышенный уровень шума;
- информационный. Возникает из-за умственных перегрузок, повышенных требований, а также в условиях цейтнота, когда справиться с возложенными задачами в краткий период времени ввиду повышенной ответственности за принятые решения становится невозможным;

- эмоциональный. Подразумевает затянувшиеся конфликтные ситуации в трудовом коллективе. Связан с неумением человека адаптироваться к трудовым условиям, расставлять приоритеты, выполнять поставленные задачи. Монотонный рабочий график или резкие смены деятельности являются причинами эмоционального стресса.

- коммуникативный. Вызван неумением работника общаться с коллегами, начальством, клиентами, отстаивать свои интересы (или, наоборот, промолчать), заводить полезные рабочие знакомства.

К провоцирующим стресс факторам работников нефтегазового сектора можно отнести:

Рабочие – возникают по причинам, связанным с условиями труда, организацией рабочего места (микроклимат рабочего помещения, неудобный график работы, сверхурочные, однообразная работа, недостаточная загруженность работника, безопасность труда, организация индивидуального рабочего места и т. д.).

Производственные – связаны с профессией, видом деятельности (уровень компетентности работника, понимание целей деятельности, статус сотрудника в организации, психологический климат в коллективе, профессиональный опыт, уровень знаний, возможность профессиональной самореализации и т. п.).

Организационные – возникают вследствие негативного влияния на работника особенностей организации (организационные изменения, специализация и разделение труда и т.д.) [1].

Таким образом, для того, чтобы эффективно справляться со сложностями в профессиональной деятельности, работникам нефтегазовой отрасли необходимо обладать не только техническими навыками, но и уметь управлять своими эмоциями, развивать коммуникативные навыки и конструктивное мышление.

Специальных исследований по управлению производственными стрессами практически нет, но имеется достаточно обширное количество научно-исследовательских трудов и публикаций по более общим или близким по содержанию проблемам. Автором подхода к проблеме следует считать, прежде всего, Г.Селье, который сформулировал концепцию стресса, как состояние организма, находящегося под угрозой нарушения гомеостаза¹[4].

К сожалению, контроль эффективности программ по управлению стрессом – одна из самых неразработанных проблем в организационной психологии. До сих пор неясно, возможно ли измерение стрессогенности рабочего места или организации в целом. Проведено лишь малое число систематических исследований, целью которых были лишь кратковременные индивидуальные улучшения (анализ физиологических параметров, психосоматических жалоб, эмоционального состояния). А вместе с тем, психологическая подготовка является важным аспектом для работников нефтегазовой отрасли, так как сотрудники часто сталкиваются с высоким уровнем стресса, вызванным опасными условиями работы и необходимостью принятия сложных решений.

Предложенная система дополнительного обучения психологической направленности работников нефтегазового сектора предназначена для развития

¹ Гомеостаз (др.греч. – «одинаковый, подобный» + «состояние, подвижность») – саморегуляция, способность открытой системы сохранять постоянство своего внутреннего состояния посредством скоординированных реакций, направленных на поддержание динамического равновесия.

личностных качеств сотрудников, которые позволят им эффективно решать сложные задачи, улучшать взаимодействие в коллективе и улучшать производительность труда.

Обучение психологической направленности работников нефтегазового сектора может включать в себя психологические тренинги, семинары и лекции. Выделим несколько основных, на наш взгляд, направлений работы:

1. Обучение стратегиям управления стрессом: проведение тренингов по релаксации, дыхательным упражнениям и другим методам снятия напряжения.
2. Развитие навыков эмоционального интеллекта: обучение умению распознавать и управлять своими эмоциями, а также эмпатии и коммуникации с коллегами.
3. Формирование позитивной психологической среды: проведение мероприятий, нацеленных на поддержку работников, повышение мотивации и укрепление командного духа.
4. Адаптация к изменениям: тренинги по управлению переменами и принятию новых условий работы, чтобы снизить уровень страха и неуверенности.
5. Разработка навыков управления временем: проведение тренингов по планированию, приоритетам и организации рабочих процессов, чтобы снизить чувство перегрузки и повысить производительность.
6. Проведение психологической поддержки в экстремальных ситуациях: разработка программ помощи и консультирования работников в случае аварийных ситуаций или несчастных случаев.
7. Проведение обучения по развитию навыков командной работы и эффективного взаимодействия с коллегами.

Важно отметить, что психологическая подготовка должна быть индивидуально адаптирована к потребностям работников и учитывать специфику их работы в нефтегазовой отрасли.

Также следует подчеркнуть, что проблему коррекции профессионального стресса необходимо рассматривать с позиций комплексного подхода, так как стресс является целостным интегральным состоянием личности и сама личность выступает целостной многоуровневой системой. В этой связи коррекция стресса должна осуществляться не отдельными воздействиями, направленными на борьбу с отдельными симптомами, а системой, комплексом воздействий, нацеленных на оптимизацию состояния личности в целом. Комплексный подход на предприятиях нефтегазового сектора должен включать в себя систему профессионального отбора, при проведении которого можно было бы исключить лиц, отличающихся низкой стрессовой толерантностью, и тем самым еще на этапе, предшествующем воздействию экстремальных факторов, повышать у отбираемого контингента компоненты психофизиологического обеспечения стрессоустойчивости [2].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Живага, А. Ю. Управление конфликтами и стрессами в организации : учебное пособие / А. Ю. Живага. – Южно-Сахалинск : СахГУ, 2019. – 108 с.

2. Макаренко О.В. Психология профессионального развития личности. Профессиональный стресс: учеб. пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007.
3. Яковлев Е.В., Леонтьев О.В., Гневышев Е.Н. Психология стресса: учеб. пособие. — СПб.: Изд-во Университета при МПА ЕврАзЭС, 2020. - 94 с.
4. Reflection paper on the adaptogenic concept : ЕМЕА/НМРС/102655/2007 : [англ.] : [арх. 24 июля 2021] / Committee on Herbal Medicinal Products (НМРС) of European Medicines Agency. — London : ЕМА, 2008. — 8 May. — 6 p.

УДК 378.6

ОЦЕНКА ОРГАНИЗАЦИОННЫХ И ПСИХОСОЦИАЛЬНЫХ СТРЕСС-ФАКТОРОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

О.Ю. Калмыкова, Е.П. Тупоносова, С.Н. Парфенова

СамГТУ, Самара, Россия, oukalmiykova@mail.ru

ASSESSMENT OF ORGANIZATIONAL AND PSYCHOSOCIAL STRESS FACTORS OF INDUSTRIAL ENTERPRISES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

*O. Yu. Kalmykova, E.P. Tuponosova, S.N. Parfenova,
SamGTU, Samara, Russia, oukalmiykova@mail.ru*

Аннотация. В условиях социально-экономических изменений, стрессменеджмент является важнейшим управленческим инструментом повышения эффективности и производительности труда персонала. В статье анализируются факторы организационной среды промышленной организации (показатель выраженности деперсонализации персонала организации; редукция личных достижений индивидов; показатель эмоционального истощения работников промышленной организации; уровень корпоративного настроения работников). В статье представлены результаты анализа, идентификации и оценки организационных и психосоциальных стресс-факторов промышленной организации нефтегазовой отрасли. В исследовании применялись следующие эмпирические методы: наблюдение, анкетирование, экспертный опрос, математическое моделирование. Обсуждаются практические рекомендации по профилактике профессионального стресса персонала промышленной организации.

Annotation. In the context of socio-economic changes, stress management is the most important management tool for increasing the efficiency and productivity of personnel. The article analyzes the factors of the organizational environment of an industrial organization (an indicator of the severity of depersonalization of the organization's personnel; a reduction in the personal achievements of individuals; an indicator of emotional exhaustion of employees of an industrial organization; the level of corporate spirit of employees). The article presents the results of the analysis, identification and assessment of organizational and psychosocial stress factors in the industrial organization of the oil and gas industry. The following empirical methods were used in the study: observation, questionnaires, expert survey, mathematical modeling. Practical

recommendations for the prevention of occupational stress among personnel of an industrial organization are discussed.

Ключевые слова: кадровый риск, комфортность организационной среды, показатель выраженности деперсонализации персонала, редукция личных достижений, показатель эмоционального истощения работников, уровень корпоративного настроения работников.

Key words: personnel risk, comfort of the organizational environment, an indicator of the severity of personnel depersonalization, reduction of personal achievements, an indicator of emotional exhaustion of employees, the level of corporate attitude of employees.

Введение

Организационные изменения могут выступать стресс-факторами и факторами возникновения кадровых рисков на промышленном предприятии. Данные факторы дисфункционально влияют на морально-психологический климат, уровень удовлетворенности трудом, уровень профессионального стресса и трудового настроения персонала. Предметом исследования в данной работе являются методы стресс-менеджмента промышленной организации. В качестве объекта исследования выступают методы и процедуры оценки и профилактики организационных и психосоциальных факторов промышленной организации.

Для решения поставленных задач использован метод экспертного опроса. Авторами исследования проведена серия экспертных опросов (2023 г.). В экспертных опросах в качестве участников выступили линейные и функциональные руководители исследуемой промышленной организации. Авторы статьи провели стрессмониторинг в промышленных организациях нефтегазовой отрасли (2023 г.).

Результаты и обсуждение

Для формирования практических рекомендаций, направленных на совершенствование стрессменеджмента организации и с целью оценки и анализа профиля кадровых рисков, характерного для организационной среды промышленной организации нефтегазовой отрасли, авторами статьи был использован метод экспертной оценки. Экспертный опрос проведен среди трех экспертов промышленной организации нефтегазовой отрасли. Проведенный мониторинг внешних и внутренних факторов, влияющих на кадровые риски промышленной организации, позволил идентифицировать кадровый риски и сформировать соответствующий реестр кадровых рисков [1]. Анализ результатов оценки кадровых рисков показал, что угрозы для организации, в меньшей степени представляют риски в подсистемах в управлении социальным развитием. Наибольшую опасность представляют риски подсистемы трудовых отношений, оценки и аттестации персонала, подсистемы планирования и маркетинга персонала.

В рамках активной кадровой политики, в целях формирования системы профилактики профессионального стресса и синдрома профессионального выгорания всех категорий персонала следует идентифицировать и оценивать организационные и личностные факторы профессионального стресса работников промышленной организации нефтегазовой отрасли [2,3]. Для своевременной профилактики кадровых рисков следует реализовывать стресс-мониторинг для оценки удовлетворенности трудом всех категорий персонала промышленной организации и формировать компетентность линейных и функциональных

руководителей в области кадрового риск-менеджмента и стрессменеджмента промышленной организации.

В исследовании рассмотрены следующие факторы организационной среды промышленной организации:

- показатель комфортности организационной среды промышленной организации;
- показатель выраженности деперсонализации персонала организации;
- редукция личных достижений индивидов;
- показатель эмоционального истощения работников промышленной организации;
- уровень корпоративного настроения работников.

С целью изучения стрессогенности организационной среды была проведена оценка удовлетворенности персонала условиями труда. Было проведено анкетирование среди работников предприятия. Основными стресс-факторами являются: несвоевременность получения материалов и информации, необходимых для качественного выполнения работы, не совсем объективное соответствие размера заработка затрачиваемым усилиям, а также необъективные критерии оценки результатов работы (табл.1).

Таблица 1. Оценка удовлетворенности персонала условиями труда

Характеристики условий труда	Степень удовлетворенности, %				
	Полностью удовлетворен	Скорее удовлетворен, чем нет	Затрудняюсь ответить	Скорее не удовлетворен, чем удовлетворен	Совершенно не удовлетворен
1. Объем выполняемой работы	22,45	65,64	5,35	-	-
2. Напряженность труда	33,29	38,76	16,35	5,56	5,35
3. Равномерность загрузки в течение рабочего дня	22,45	38,64	16,35	15,98	5,35
4. Организованность процесса труда, в т.ч. (среднее арифметическое п.п. 4.1–4.8):	31,65	40,29	12,61	13,35	2,45
4.1. – наличие постоянного рабочего места;	74,05	16,69	5,35	-	-
4.2. – порядок выдачи заданий	46,44	23,12	20,22	11,17	-

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

Продолжение таблицы

4.3. – порядок распределения заданий между исполнителями	22,45	51,00	11,17	11,17	5,35
4.4. – качество работы оборудования	33,29	60,34	-	-	-
4.5. – обеспеченность исполнителей материалами и информацией, необходимой для выполнения работы	22,45	51,00	5,35	16,35	-
4.6. – своевременность получения материалов и информации, необходимых для качественного выполнения работы	16,35	44,87	5,35	32,15	-
4.7. – использование объективных критериев оценки результатов работы	16,35	33,45	33,45	11,17	5,35
4.8. – соответствие размера заработка затрачиваемым усилиям	16,35	44,87	11,17	22,45	5,35

Составлено авторами на основе [2,3]

Исследование удовлетворенности условиями труда было дополнено исследованием эмоционального состояния персонала. Использование данного опросника позволяет отразить степень выраженности синдрома выгорания (таблица 2).

Таблица 2. Оценка эмоционального состояния персонала

Как часто вы можете сказать о себе следующее	Варианты ответов, %					
	Никогда	Очень редко	Иногда	Часто	Очень часто	Каждый день
1. Я чувствую себя эмоционально опустошенным	33,29	33,29	22,45	11,17	-	-
2. После работы я чувствую себя как «выжатый лимон»	5,35	44,87	27,78	22,45	-	-
3. Утром я чувствую усталость и не испытываю желания идти на работу	22,45	51,00	16,35	5,35	-	5,35
4. Я хорошо понимаю, что чувствуют мои коллеги и подчиненные, и стараюсь учитывать это в интересах дела	5,35	-	33,29	38,76	5,35	16,35
5. Я чувствую, что общаюсь с некоторыми подчиненными и коллегами, как с предметами	44,87	22,45	27,78	5,35	-	-
6. После работы на некоторое время мне хочется уединиться от всех и от всего	16,35	44,87	5,35	22,22	5,35	5,35
7. Я умею находить правильное решение в конфликтных ситуациях, возникающих при общении с коллегами	-	5,35	22,45	55,75	11,17	5,35
8. Я чувствую угнетенность и апатию	72,22	16,56	11,17	-	-	-
9. Я уверен, что моя работа нужна людям	-	5,35	22,45	33,29	22,45	16,67
10. В последнее время я стал более черствым по отношению к тем людям, с которыми работаю	27,78	22,45	33,33	16,67	-	-

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

Продолжение таблицы

11. Я замечаю, что моя работа ожесточает меня	66,67	5,35	16,67	11,17	-	-
12. У меня много планов на будущее, и я верю в их реализацию	-	-	33,29	16,67	27,78	22,45
13. Моя работа все больше меня разочаровывает	38,89	38,89	16,67	-	5,35	-
14. Мне кажется, что я слишком много работаю	16,35	44,87	27,78	5,35	5,35	-
15. Бывает, что мне действительно безразлично то, что происходит с некоторыми моими коллегами и подчиненными	22,45	16,67	51,00	5,35	5,35	-
16. Мне хочется уединиться и отдохнуть от всех и от всего	22,45	33,33	27,78	11,17	-	5,35
17. Я легко могу создать атмосферу доброжелательности и сотрудничества в коллективе	-	5,35	66,67	16,67	5,35	5,235
18. Во время работы я чувствую приятное оживление	-	-	44,87	22,45	22,45	11,17
19. Благодаря своей работе я уже сделал в жизни много действительно ценного	-	22,45	33,29	22,45	16,67	5,35
20. Я чувствую потерю интереса и равнодушие ко многому, что радовало меня в работе	27,78	51,00	22,45	-	-	-

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

Продолжение таблицы

21. На работе я спокойно справляюсь с эмоциональными проблемами	11,17	5,35	22,45	22,45	22,45	16,67
22. В последнее время мне кажется, что коллеги и подчиненные все чаще перекадывают на меня груз своих проблем и обязанностей	22,45	51,00	22,45	5,35	-	-

Составлено авторами на основе [2,3]

На основе результатов стрессмониторинга осуществлен анализ влияния данных факторов на эффективность и производительность труда персонала промышленных организаций. Значение интегрально индекса выгорания составило 0,69, что является средним показателем. В качестве основных факторов «выгорания» выступают: эмоциональная перегрузка и профессиональная деформация работников промышленной организации.

Для профилактики профессионального стресса работников и повышения степени удовлетворенности трудом с целью минимизации рисков, исходящих непосредственно от персонала промышленной организации, можно предложить следующие практические рекомендации:

- разработка конкурентоспособных профессиональных программ повышения квалификации, переподготовки персонала организаций нефтегазовой отрасли;
- совершенствование технической базы учебных центров промышленных организаций нефтегазовой отрасли;
- повышение уровня управленческой и стресс-компетентностей работников и руководителей промышленных организаций;
- совершенствование системы взаимодействия промышленных организаций с техническими вузами по актуализации "портфеля «мягких» и «профессиональных» компетенций" студентов, обучающихся по направлению подготовки «Нефтегазовое дело»;
- формирование у руководителей и работников промышленной организации высокого уровня мотивации к профессиональному развитию;
- проведение тренингов по формированию стресс-компетентности руководителей и работников промышленной организации и др.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Митрофанова, А.Е. Социально-экономическое содержание и структура кадровых рисков в организации / А. Е. Митрофанова // Вестник Московского государственного областного университета. – 2013. – № 2. – С. 52. – EDN QZOTIR.
2. Оксина К.Э. Стресс-мониторинг для чего и как проводим методика оценки уровня стрессогенности организационной среды// «Кадровик. Кадровый менеджмент». – №5. – М., 2009. – С. 51
3. Оксина К.Э. Диагностика комфортности поведенческого пространства организации // «Кадровик. Кадровый менеджмент», 2011, № 11

BIBLIOGRAPHIC LIST

1. Mitrofanova, A.E. Socio-economic content and structure of personnel risks in an organization / A. E. Mitrofanova // Bulletin of the Moscow State Regional University. – 2013. – No. 2. – P. 52. – EDN QZOTIR.
2. Oxinoid K.E. Stress monitoring: why and how we carry out a methodology for assessing the level of stress in the organizational environment // "Personnel Officer. Personnel management". – No. 5. – M., 2009. – P. 51
3. Oxynoid K.E. Diagnostics of the comfort of the organization's behavioral space // "Personnel Officer. Personnel management", 2011, No. 11

УДК 303.732.4

**ЦЕЛЕВОЕ ОБУЧЕНИЕ И ПОДГОТОВКА КАДРОВ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ***П.А. Голованов, Е.П. Тупоносова**СамГТУ, Самара, Россия, tuponosova.ep@mail.ru***TARGETED TRAINING AND PERSONNEL TRAINING FOR OIL INDUSTRY
ENTERPRISES IN THE SAMARA REGION***P.A. Golovanov, E.P. Tuponosova**SamGTU, Samara, Russia, tuponosova.ep@mail.ru*

Существенную роль в развитии Приволжского Федерального округа вносит нефтяной комплекс Самарской области, в который входят нефтедобывающая, нефтеперерабатывающая, химическая промышленность и т.д. Наиболее крупным холдингом является НК «Роснефть», в его состав входят нефтеперерабатывающие заводы АО «Новокуйбышевский НПЗ»[1], АО «Куйбышевский НПЗ»[2] и АО «Сызранский НПЗ»[3].

Основные показатели работы нефтеперерабатывающих заводов, такие как объем и глубина переработки и выпуск нефтепродуктов, представлены в таблице 1.

Таблица 1. Основные показатели работы

	Новокуйбышевского НПЗ			Куйбышевский НПЗ			Сызранский НПЗ		
	2018	2019	2020	2018	2019	2020	2018	2019	2020
Объем переработки, млн.т	6,95	7,85	6,75	5,69	5,09	4,46	6,91	6,12	6,52
Глубина переработки, %	75,24	74,16	74,13	65,14	66,12	66,21	76,90	78,04	79,01
Выпуск нефтепродуктов, млн. т.	6,24	7,11	6,08	5,24	4,64	4,09	6,50	5,75	6,17
В том числе:									
Бензин (в т.ч. прямогонный)	1,27	1,50	1,23	1,40	1,28	1,15	1,41	1,25	1,26
Дизельное топливо	1,98	2,20	1,76	1,78	1,58	1,36	2,35	2,10	2,22
Мазут и прочие	2,99	2,77	2,34	1,88	1,63	1,43	1,51	1,28	1,31

ПАО «НК «Роснефть» является одним из крупнейших работодателей в Российской Федерации. В 2022 году среднесписочная численность персонала составила 320 000 человек, из которых руководящие должности занимает около 13% или 41 000 человек.

Для обеспечения конкурентных преимуществ нефтяной отрасли на мировых рынках необходимо не только технически модернизировать инфраструктуру нефтяного производства, но и готовить высококачественных специалистов осуществляющих и сопровождающих эту модернизацию. Задачу обеспечения специалистами высокого качества и требуемой номенклатуры, должны решать высшие учебные заведения.

В Самарской области кадры для нефтяной промышленности готовит Самарский государственный технический университет(СамГТУ). Около 1500 студентов ежегодно выпускает институт нефтегазовых технологий СамГТУ, которые идут работать на нефтяные предприятия области и соседних регионов. СамГТУ – это крупный научно-образовательный центр региона, где ведется подготовка специалистов для энергетической, нефтегазодобывающей, химической и нефтехимической, машиностроительной, транспортной, пищевой, оборонной отраслей, сферы информационных технологий, приборостроения, автоматизации и управления в технических системах, материаловедения и металлургии, биотехнологий, промышленной экологии.

В перечне основных профессиональных образовательных программ СамГТУ представлены программы всех уровней высшего образования, 24 укрупненных групп направлений подготовки. Подготовка кадров высшей квалификации в аспирантуре ведется по 21 направлению. В вузе действует 7 диссертационных советов по 17 специальностям[4].

На рисунке 1 представлена структура кадрового обеспечения технологических стадий производственного нефтяного цикла СамГТУ в институте нефтегазовых технологий.

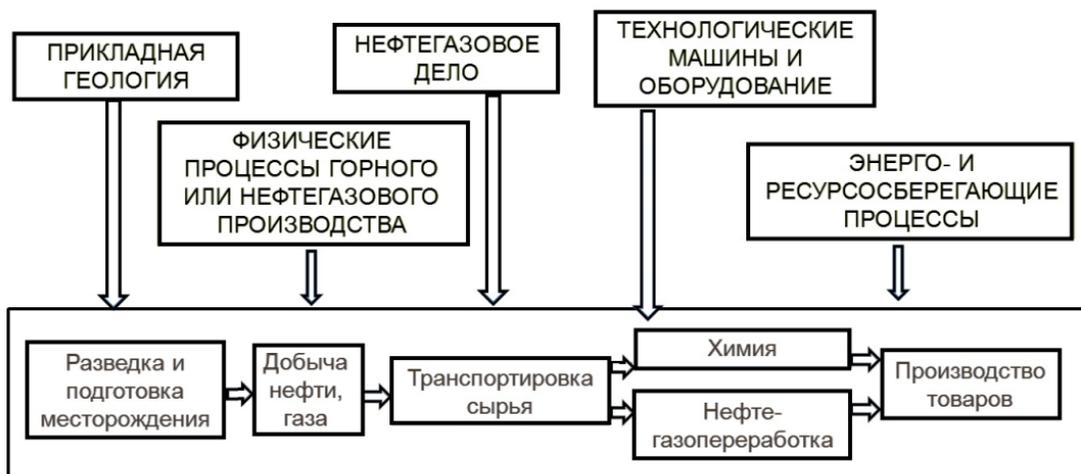


Рисунок 1 - Структура кадрового обеспечения технологических стадий производственного нефтяного цикла СамГТУ

В зависимости от потребностей экономики регионов, предприятия кроме планирования и распределения необходимых им специальностей, выделяемых в рамках контрольных цифр приема за счет бюджетных ассигнований бюджетов Российской Федерации, также могут формировать для предприятия будущих работников, заключая договора в рамках целевого обучения. Вопросы подготовки специалистов по договорам о целевом обучении в среднем профессиональном и высшем образовании урегулированы: статьей 56 Федерального закона от 29 декабря 2012 г. № 273-ФЗ «Об образовании в Российской Федерации» (далее – Федеральный закон) и постановлением Правительства Российской Федерации от 13 октября 2020 г. № 1681 «О целевом обучении по образовательным программам среднего профессионального и высшего образования»[5, 6].

Договор о целевом обучении может быть заключен по любой форме обучения: очное, очно-заочное, заочное. Заключая договор о целевом обучении с федеральным государственным органом, заказчик целевого обучения получает в период обучения различные меры поддержки, оплату образовательных услуг и т.д., а также трудоустройство. Гражданин, заключивший договор о целевом обучении, обязан освоить образовательную программу и в течение не менее трех лет проработать на предприятии в соответствии с договором. Данное сотрудничество позволяет также студентам лучше подготовиться к будущей работе.

«Роснефть» предоставляет своим сотрудникам равные возможности для постоянного совершенствования их способностей и навыков. Ключевым аспектом ее политики в области обучения и развития персонала является стратегия внутреннего роста и профессионального развития. Это программы корпоративного обучения, призванные повысить образовательный уровень сотрудников. Успешно действует программа «Международный бизнес в нефтегазовой отрасли». Свои стратегические цели «Роснефть» планирует реализовать за счет использования новых технологий, активно сотрудничая с ведущими отраслевыми научно-исследовательскими центрами. Каждый год все больше и больше сотрудников повышает свою квалификацию или проходит профессиональную подготовку. Для эффективного внедрения и полной реализации потенциала новых технологий в НК «Роснефть»

создана Система технологического обучения, направленная на развитие ключевых компетенций специалистов Компании. В 2006 году в области разведки, разработки и добычи прошел 61 обучающий курс. К их подготовке и проведению привлекались лучшие лекторы из ведущих российских (МГУ, РГУ нефти и газа) и зарубежных (Stanford University, University of Tulsa, Colorado School of Mines, Texas A&M University) университетов

В крупнейшей компании на территории Самарской области ПАО НК «Роснефть» функционирует единая корпоративная система подготовки кадров, которая обеспечивает профессионально-технический уровень компетентности сотрудников. Подготовкой персонала компания занимается как самостоятельно, так и совместно с учебными заведениями. Преподаватели СамГТУ обучают школьников «Роснефть-классов» углубленным предметам, таким как математика, физика, начертательная геометрия. Благодаря финансированию ПАО НК «Роснефть», в СамГТУ создан тренинговый центр для отработки практических навыков управления технологическими процессами нефтедобычи, лаборатории научно-исследовательских комплексов. Студенты вуза получают корпоративные и именные стипендии. Ежегодно около 300 студентов СамГТУ, проходят практику на предприятии с последующим трудоустройством[7].

Для анализа кадрового обеспечения нефтяной промышленности специалистами в Самарской области и формирования плановых цифр была построена математическую модель выпуска специалистов института нефтегазовых технологий СамГТУ на основании данных с 2012 по 2022 год, для описания которой была выбрана математическая модель в степенном виде (1):

$$S = A \cdot K_1^\alpha \cdot L_1^\beta \cdot L_3^\delta, \quad (1)$$

В качестве регламентированных отчетных показателей деятельности СамГТУ, влияющих на кадровое обеспечение нефтяной промышленности, принят выпуск студентов СамГТУ в институте нефтегазовых технологий - S . На этот индикатор влияют следующие ресурсы вуза: K_1 - объем бюджетных средств университета, L_1 - общее количество студентов принятых в вуз и L_3 - общая численность работников вуза, α , β , δ - функции эластичности; A - масштабный коэффициент.

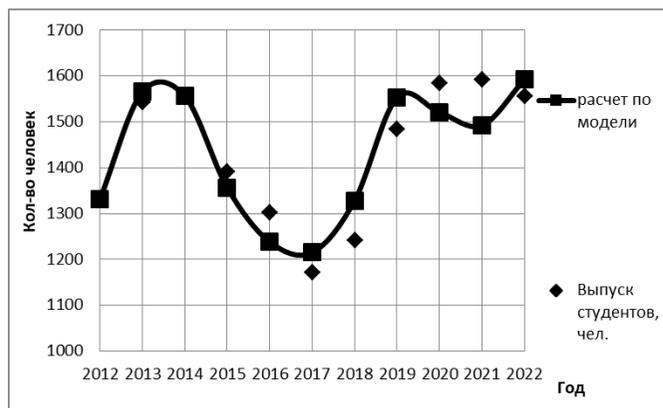


Рисунок 2 – Математическая модель выпуска студентов института нефтегазовых технологий

Параметры модели (1) идентифицируются методом наименьших квадратов (МНК), на основе минимизации отклонения от точек исходного временного ряда. Для модели (1) по МНК получаем следующие значения: $\ln(A) = 4,2172$, $\alpha = 0,0524$, $\beta = -0,483$, $\delta = 0,7996$. Сравнение расчётных и исходных данных показано на рисунке 2. Из расчетов по математической модели (1) видно, что большее влияние на выпуск студентов в институте нефтегазовых технологий оказывает общая численность работников вуза. Модель может использоваться для прогнозирования необходимого выпуска специалистов института нефтегазовых технологий.

В СамГТУ в Институте дополнительного образования большое количество специалистов - нефтяников проходят дополнительную подготовку, переподготовку и повышение квалификации по всем направлениям нефтяной промышленности, а в учебно-методическом и аттестационном центре «Нефтегазобезопасность», можно пройти обучение по программам «Нефтяное дело», «Геология», «Капитальный ремонт скважин», «Машины и оборудование нефтяных и газовых скважин», «Разработка нефтяных и газовых скважин», «Бурение нефтяных и газовых скважин» и др. и получить диплом о дополнительном образовании, а также рабочие специальности – помощник бурильщика капитального ремонта скважин, помощник бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения, слесарь по ремонту технологических установок, оператор по добыче нефти и газа, трубопроводчик линейный, оператор товарный и др.

Процесс связей предприятий региона с высшими учебными заведениями - очень выгодный, но долгий. Организации и вузы должны продолжать и налаживать работу по подготовке и переподготовке будущих специалистов. Предприятия, остро нуждающиеся в рабочих кадрах, заключая договора о целевом обучении, готовят под себя специалистов, которые в ходе обучения, например во время практики, практически готовятся к будущей работе.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. АО «Новокуйбышевский НПЗ». https://nknpz.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Pererabotka/nknpz/Osnovnie_pokazateli/.
2. АО «Куйбышевский НПЗ» <https://knpz.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Pererabotka/knpz/history/>.
3. АО «Сызранский НПЗ» https://snpz.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Pererabotka/snpz/Osnovnie_pokazateli/.
4. Самарский государственный технический университет <https://samgtu.ru>
5. Постановление Правительства РФ от 13 октября 2020 г. N 1681 "О целевом обучении по образовательным программам среднего профессионального и высшего образования" (с изменениями и дополнениями) <https://base.garant.ru/74765624/>.
6. Федеральный закон от 29.12.2012 N 273-ФЗ (ред. от 25.12.2023) "Об образовании в Российской Федерации" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.04.2024)

https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_140174/996280ab805aa876a422585d066764f23a792ccf/.

7. 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.

Научное издание

Ашировские чтения

Сборник трудов всероссийской научно-практической конференции

Используемое программное обеспечение:

MicrosoftOffice 2010

В авторской редакции

Подписано к использованию

Объём издания 11 Мб

Федеральное государственное бюджетное
Образовательное учреждение высшего образования
«Самарский государственный технический университет»
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244, Главный корпус