

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ  
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ  
КОНФЕРЕНЦИЯ,  
посвященная 75-летию горно-нефтяного факультета УГНТУ  
и 100-летию ученого Спивака Александра Ивановича

*Сборник материалов*

*23-24 ноября 2023 года*

Уфа  
2023

**УДК 55; 662; 614.8**  
**ББК 26.3: 33.36+30н**  
**М43**

**Редакционная коллегия:**

Ф.Н. Янгиров, А.Р. Хафизов, Э.Я. Зинатуллина, А.Р. Гайсин,  
А.С. Павлик, Т.В. Латыпова, В.М. Чилкин, Р.Л. Хазиахметова, Reyad Ali Al Dwaigi  
*Технический секретарь: Ю.А. Абусал*

**Рецензент:**

Заслуженный работник Высшей школы Российской Федерации,  
доктор технических наук, профессор ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»  
*Николай Николаевич Закиров*

**М43** Международная научно-практическая конференция, посвященная 75-летию горно-нефтяного факультета УГНТУ и 100-летию ученого Спивака Александра Ивановича : сборник материалов (23-24 ноября 2023 года)/ Под общ. ред. Ф.Н. Янгиров. — Уфа УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2023. — 339 с.

**ISBN 978-5-7831-2375-7**

В сборнике представлены материалы международной научно-практической конференции, посвященной 75-летию горно-нефтяного факультета УГНТУ и 100-летию ученого Спивака Александра Ивановича.

Материалы конференции популяризируют передовой опыт университета в области подготовки кадров и достижений научной школы «Разрушение горных пород и породоразрушающих инструментов».

Мероприятие реализовано в рамках реализации программы «Приоритет – 2030» и выполнения соглашения с Минобрнауки РФ №075-15-2022-297 от 21 апреля 2022 г. о предоставлении гранта в форме субсидий из Федерального бюджета на осуществление государственной поддержки создания научных центров мирового уровня, выполняющих исследования и разработки по приоритетам научно-технического развития.

**ISBN 978-5-7831-2375-7**

**УДК 55; 662; 614.8**  
**ББК 26.3: 33.36+30н**

© Коллектив авторов, 2023

© УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2023

© Изд-во «Восточная печать», оформление, 2023

# СОДЕРЖАНИЕ

## СЕКЦИЯ 1 – БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

<i>Абусал Юсеф А.Ю.</i> ИЗМЕРЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТ ТРЕНИЯ ПАР ТРЕНИЯ В СРЕДЕ БУРОВОГО РАСТВОРА .....	15
<i>М.О. Чиж, Р.Р. Сабирзянов</i> СНИЖЕНИЕ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ СКВАЖИН ЗА СЧЁТ УМЕНЬШЕНИЯ КОРРОЗИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ СЕРОВОДОРОДНОЙ СРЕДЫ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН .....	16
<i>А.Х. Аглиуллин, М.Р. Надршин, Д.В. Рахматуллин</i> ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН .....	18
<i>Алали А.М., Яхин А.Р.</i> АНАЛИЗ ПРИХВАТА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ НА СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АЛЬ-ОМАР В СИРИЙСКОЙ АРАБСКОЙ РЕСПУБЛИКЕ .....	19
<i>Т.А. Байрамшин, М.Е. Миронов, Г.В. Окромелидзе</i> ИССЛЕДОВАНИЕ СОВМЕСТИМОСТИ МУЛЬТИФАЗНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА С ПЛАСТОВЫМИ ФЛЮИДАМИ ПАВЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	20
<i>К.Р. Валямов</i> ЗНАЧЕНИЕ КАФЕДРЫ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В РАЗВИТИИ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ .....	22
<i>А.А. Галиуллин, Е.С. Кулаков</i> ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ АРМИРУЮЩЕЙ ДОБАВКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УДАРОУСТОЙЧИВОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ .....	23
<i>С.И. Голубь, Д.А. Миронов, Т.Г. Фардиев</i> МЕТОДИКИ ИЗУЧЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ЭМУЛЬГАТОРОВ .....	25
<i>Р.А. Даминов</i> БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН: ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ .....	26
<i>В.В. Дерендяев, С.Е. Чернышов</i> СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПОДХОДА ПО ВЫБОРУ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ .....	28
<i>Р.А. Исмаков, А.И. Сафрайдер</i> АНАЛИЗ ПОЯВЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЙ, ДЕЙСТВУЮЩИХ НА БУРИЛЬНУЮ КОЛОННУ В ПРОЦЕССЕ ОСЛОЖНЕНИЙ .....	30
<i>А.О. Игнатов, М.С. Гречухина, В.А. Воронцова</i> ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВИЯ ЗАРЯДОВ КУМУЛЯТИВНЫХ ПЕРФОРАТОРОВ .....	31
<i>А.Д. Латыпов, А. И. Сафрайдер</i> МЕТОДЫ И ОЦЕНКА КАЧЕСТВА КОНТРОЛЯ И ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С МЕЖКОЛОННЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ .....	33
<i>Д.С. Леонтьев, Ю.В. Ваганов</i> ТЕХНОЛОГИЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ, ВСКРЫВШЕЙ ПЕРЕХОДНУЮ ЗОНУ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ .....	34
<i>A.S. Maskenov, R.F. Gaynulloev</i> STUDY OF SELF-HEALING PROCESS IN CEMENT STONE WITH ADDITION OF SWELLABLE AGENTS .....	35
<i>А.А. Маикоби</i> METHOD AND APPARATUS TO EVALUATE THE PERFORMANCE OF SPOTTING FLUIDS IN DIFFERENTIAL PRESSURE STICKING .....	36
<i>А.С. Меджитов</i> ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВО МНОГООТВЕРЖИТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН .....	38

<i>Р.Р. Мингазов, А.Ю. Драган</i> ПОВЫШЕНИЕ РЕСУРСА РДС ДОЛОТ ПРИ БУРЕНИИ В ТВЕРДЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ.....	40
<i>А.И. Мингазов</i> ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОНОВКИ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ФИЛЬТРОМ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ БЕЗ ГЕРМЕТИЗАЦИИ ФИЛЬТРУЮЩЕЙ ЧАСТИ В УСТОЙЧИВЫХ ПЛАСТАХ ВЕРЕЙСКОГО ГОРИЗОНТА.....	41
<i>М.Е. Миронов, В.В. Дерендяев, С.Е. Чернышов</i> ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ ПО РАЗРАБОТКЕ И ПРИМЕНЕНИЮ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ СОСТАВОВ.....	43
<i>Д.Р. Миронов, И.А. Четвертнева</i> ВЛИЯНИЕ СОДЕРЖАНИЯ КРАХМАЛА НА ЗНАЧЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ.....	45
<i>Монагас Торресилья Э., Трушкин О.Б., Буидес де Армас Л.Х</i> КОНТРОЛЬ ПОТЕРЬ ЖИДКОСТИ С БУРОВЫМ РАСТВОРОМ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН FRN-XУ.....	47
<i>Ali I. Mohammedameen</i> SURFACE TOPOGRAPHY ANALYSIS OF WELL CEMENT WITH THE EFFECT OF NANO ZEOLITE ADDITIVE IN DIFFERENT CURING TIME USING ATOMIC FORCE MICROSCOPY.....	48
<i>Мулюков Р.А., Пантелюк Р.А.</i> К ВОПРОСУ ВЛИЯНИЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ДЕБИТ СКВАЖИНЫ.....	50
<i>Мулюков Р.А., Антипаев И.А.</i> РУСИФИЦИРОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ MPD.....	51
<i>Мулюков Ринат Абдрахманович, Ромеро Эрнандес Алисия, Джордж де Армас Э.А.</i> РАЗРАБОТКА ВОДНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НАНОЧАСТИЦ, ОБЛАДАЮЩИХ ИНГИБИРУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТЬЮ СЛАНЦА, ДЛЯ УМЕНЬШЕНИЯ ПОВРЕЖДЕНИЯ ПЛАСТА.....	52
<i>Мулюков Р.А., Антипаев И.А.</i> БУРЕНИЕ СКВАЖИН С КОНТРОЛЕМ УСТЬЕВОГО ДАВЛЕНИЯ WELLHEAD PRESSURE MONITORING DURING WELL DRILLING.....	53
<i>Б.Р. Мусифуллин</i> АКТУАЛЬНОСТЬ РОБОТИЗАЦИИ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.....	54
<i>И.Д. Мухаметгалиев, А.Р. Яхин</i> АКТУАЛЬНОСТЬ АНАЛИТИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ УРАВНЕНИЙ УПРУГОЙ ЛИНИИ КНБК С РУС.....	56
<i>Д.Р. Набиуллин, А.А. Дьяконов, Л.Б. Хузина,</i> О ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ ЦЕНТРАТОРА- ТУРБУЛИЗАТОРА.....	58
<i>В.В. Прохоров</i> ВОЗМОЖНОСТЬ ИСКЛЮЧЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ КОЛОННЫ ИЗ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ, КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ МОРСКИХ ПРОЕКТОВ.....	59
<i>Д.А. Рявкин, А.Р. Яхин</i> ПОВЫШЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ АВТОМАТИЗАЦИИ БУРЕНИЯ И ОСЦИЛЛЯЦИИ БУРОВОЙ КОЛОННЫ.....	61
<i>Саляхов Д.Ф.</i> ИНТЕРПРИТАЦИЯ ВИБРАЦИЙ ПРИ ОПРЕДЕЛЕННЫХ РЕЖИМАХ БУРЕНИЯ.....	63
<i>В.М. Семенова, Р.Х. Низаев</i> ПЛАНИРОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН.....	65
<i>В.В. Сергеева, В.А. Воронцова, А.Т. Нурмухаметов</i> ПОВЫШЕНИЕ ПРОБИВНОЙ СПОСОБНОСТИ КУМУЛЯТИВНОГО ЗАРЯДА ПОЛУСФЕРИЧЕСКОЙ ОБЛИЦОВКИ С NI – AL ПОКРЫТИЕМ.....	67

<i>А.Я. Соловьев, Е.А. Толтейкин</i> ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА БАЗОВЫХ КОМПОНЕНТОВ ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА НА НЕВОДНОЙ ОСНОВЕ.....	69
<i>А.Я. Соловьев, Е.А. Толтейкин</i> ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ БАЗОВОГО ОРГАНИЧЕСКОГО КОМПОНЕНТА ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА НА НЕВОДНОЙ ОСНОВЕ.....	70
<i>А.Я. Соловьев</i> НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА БАЗЕ ИНВЕРТНО-МИЦЕЛЛЯРНЫХ ДИСПЕРСИЙ ДЛЯ БУРЕНИЯ СЛОЖНЫХ СКВАЖИН.....	72
<i>А.В. Спесивцев</i> МЕТОДЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СТАБИЛЬНОЙ РАБОТЫ КНБК.....	74
<i>Р.Н. Талибуллин</i> ВИБРОСИТО ДЛЯ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА: ОСОБЕННОСТИ И ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ.....	76
<i>Ш.Э. Усунаев</i> ПРИРОДА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ-ГАЗА-ВОДЫ И РУД В ПОЛЕ ПАЛЕОПРОЧНОСТИ ГЕОИДА.....	77
<i>С.Г. Черноволот, А.Р. Яхин</i> РАЗРАБОТКА БУРОВЫХ ДОЛОТ, АРМИРОВАННЫХ АЛМАЗНО-ТВЕРДОСПЛАВНЫМИ ПЛАСТИНАМИ PDC.....	79
<i>И.А. Четвертнева, М.И. Хайруллин</i> ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫБОРА ЗНАЧЕНИЙ ПЛОТНОСТИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ.....	81
<i>Л.Б.Хузина, С.В.Любимова, М.А.Башикиров</i> ПАТЕНТНЫЙ ЛАНДШАФТ В ОБЛАСТИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ.....	82
<i>Э.В. Шакирова, М.В. Семькин, А.А. Сахаров</i> ПРИМЕНЕНИЕ ВЯЗКОУПРУГИХ СОСТАВОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН.....	86
<i>Т.А. Шокурова</i> СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ РАБОТ В ОБЛАСТИ ПЛАНИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СКВАЖИН БУРЕНИЯ.....	87
<i>И.О. Щетинин, Р.Р. Хузин</i> РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА ДЛЯ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ.....	89
 <b>СЕКЦИЯ 2 – РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b>	
<i>К.С. Абгарян</i> ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	91
<i>А.А. Абрамов, Л.И. Гарипова</i> ПРИМЕНЕНИЕ САМООТКЛОНЯЮЩИХСЯ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ В УСЛОВИЯХ МНОГОКРАТНЫХ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК.....	93
<i>Е.Ю. Антонова</i> АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ФОРМИРОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ.....	94
<i>Д. А. Аитбаев</i> ВОВЛЕЧЕНИЕ В РАЗРАБОТКУ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА.....	96
<i>Ш.М. Ахунов</i> ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОДЗЕМНЫХ МИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ВОД ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ГЛИНИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ.....	97
<i>Т.Т. Белова, И.А Гуськова</i> ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕЙТРАЛИЗУЮЩЕГО АГЕНТА НА ВТОРИЧНОЕ ОСАДКООБРАЗОВАНИЕ ПРИ ПРООВЕДЕНИИ КГРП.....	99

<i>Д.С. Белоклоков</i> ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ.....	100
<i>А.М. Валиев</i> ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНЫХ РАСТВОРОВ С ОТКЛОНЯЮЩИМИ ДОБАВКАМИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ.....	102
<i>И.Д. Волостнов</i> ВЛИЯНИЕ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ЗАКАЧИВАЕМОЙ ВОДЫ НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ И НЕФТЕОТДАЧУ КОЛЛЕКТОРОВ.....	103
<i>А.И. Гадиева</i> ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ.....	105
<i>А.С. Гайнуллин</i> ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ ВЫТЕСНЕНИЯ В КАЧЕСТВЕ МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.....	106
<i>И.И. Гайсин</i> ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ В НЕФТЕПРОВОДАХ.....	107
<i>И.Ф. Гареев</i> СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ БАШКИРСКОГО ЯРУСА.....	109
<i>С.И. Гареев, Ю.В. Зейтман</i> СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СПОСОБОВ ОТДЕЛЕНИЯ ВОДЫ ОТ НЕФТИ ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ.....	110
<i>Д.О. Гареев</i> ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ.....	111
<i>А.Ш. Гарифуллин</i> РОЛЬ ТЕХНОГЕННЫХ ТРЕЩИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	112
<i>Р.А. ГАФФАНОВ</i> О ПРИМЕНЕНИИ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.....	113
<i>Н. А. Гуляев, Д. К. Сагитов</i> ОБОСНОВАНИЕ ЗОН УПЛОТНЯЮЩЕГО БУРЕНИЯ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ РАЗРАБОТКИ.....	114
<i>А.В. Грезин, Д.К. Сагитов</i> ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ЗАПУСКА СКВАЖИН ПОСЛЕ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОГО ПРОСТОЯ УЧАСТКА ЗАЛЕЖИ.....	115
<i>Д.А. Данилова</i> ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ДЛЯ ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ.....	117
<i>И.З. Денисламов, Аль-Хасражди Муаяд</i> О ПРИРОДЕ СЕПАРИЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕДОБЫЧЕ.....	118
<i>И.З. Денисламов, З.Р. Сагадатов</i> КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ДИАГНОСТИКА ОТЛОЖЕНИЙ В СКВАЖИНЕ ПО ХАРАКТЕРИСТИКАМ НАСОСА И КОЛОННЫ ЛИФТОВЫХ ТРУБ.....	120
<i>И.З. Денисламов, А.Ф. Баширахил</i> ИССЛЕДОВАНИЕ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ.....	122
<i>В.В. Дерендяев, В.Е. Унштейнберг, И.В. Неволлин, С.Е. Чернышов</i> РАЗРАБОТКА СУХОКИСЛОТНОГО СОСТАВА НА ОСНОВЕ СУЛЬФАМИНОВОЙ КИСЛОТЫ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ.....	124
<i>И.С. Заключнов, М.Ю. Плотникова</i> ПРИМЕНЕНИЕ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДОБЫВАЮЩЕГО ПЛАСТА ПО ДАННЫМ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОБ НЕФТИ.....	126

<i>А.К. Зиятдинов, Т.И. Галиев, Е.М. Махныткин</i> АНАЛИЗ БЕЗДЕЙСТВУЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН КАК СПОСОБ ЭФФЕКТИВНОГО ВЫБОРА ГТМ.....	128
<i>З.Г. Иванов, А.Е. Пантелеева, Е.В. Кожневников</i> ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МЕХАНИЧЕСКОГО НАГРУЖЕНИЯ С ПОЛЕДУЮЩЕЙ РАЗГРУЗКОЙ НА ДЕФОРМАЦИЮ 3Д-МОДЕЛЕЙ КЕРНА.....	129
<i>К.Ф. Ишимухаметов, Д.П. Чемезов, Р.Н. Якубов, В.А. Грищенко</i> ПРИМЕНЕНИЕ УПЛОТНЯЮЩЕГО БУРЕНИЯ ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ.....	131
<i>И.Р. Камалов</i> МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ.....	133
<i>И.И. Камалетдинов</i> ПОТЕНЦИАЛ ВЫРАБОТКИ ВОЗВРАТНЫХ ГОРИЗОНТОВ.....	134
<i>В.Д. Карбовский</i> ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ УЧАСТКОВ ДЛЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ НА НЕФТЕНОСНОМ ГОРИЗОНТЕ БС12 ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	136
<i>Д.В. Кашапов, М.Р. Ситдииков, Е.С. Мальшиева</i> СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПОДХОДА К ПОВЫШЕНИЮ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КГРП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ЕГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И АНАЛИЗА.....	137
<i>К.В. Кузнецов</i> ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ОБРАЗОВАНИЯ И РАЗРУШЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ.....	139
<i>Э.Р. Кучаев</i> ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТЕНОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (АСПО).....	140
<i>Л.Ф. Латыпов, Г.С. Дубинский, А.Х. Барсаев</i> АНАЛИЗ ОПЫТА ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ.....	142
<i>А.Н. Мельников</i> ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ.....	144
<i>И.Р. Мустафин</i> ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЗ НА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ.....	145
<i>Т.А. Нафиков</i> ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В РАМКАХ ОПТИМИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ СИСТЕМОЙ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ.....	146
<i>А.Р. Нуриев</i> ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЖИДКОСТЕЙ ГРП С РАЗЛИЧНЫМИ ТИПАМИ ДЕСТРУКТОРОВ.....	148
<i>Л.Г. Орехова, А.В. Насыбуллин, Е.В. Орехов</i> ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНСТРУМЕНТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ И ХИМИЧЕСКИХ МУН НА ЗАЛЕЖАХ С ВВН.....	150
<i>А.Е. Пантелеева, З.Г. Иванов</i> ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН ДИНАМИКИ ПРОНИЦАЕМОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ПЕРИОДИЧЕСКОМ НАГРУЖЕНИИ.....	151
<i>А.В. Соромотин</i> ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕКУРРЕНТНЫХ И СВЕРТОЧНЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ИЗМЕНЯЮЩИХСЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН.....	153
<i>А.Э. Фетисов, Р.Н. Якубов</i> ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА ДЛЯ АНАЛИЗА И ПРОГНОЗА ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ АССЕЛЬСКОЙ ЗАЛЕЖИ ОНГКМ.....	155

<i>К. А. Харламов, Д. К. Сагитов</i> ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПОДДЕРЖАНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ СКВАЖИН.....	157
<i>Д.С. Хуснутдинова</i> О ПРИМЕНЕНИИ ТЕХНОЛОГИЙ УДАЛЕНИЯ АСПО В СИСТЕМЕ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ.....	158
<i>Д.П. Чемезов, В.Л. Мальшиев, В.А. Грищенко</i> ПЕРЕХОД С БЛОЧНО-КВАДРАТНОЙ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НА ОЧАГОВУЮ С ЦЕЛЬЮ ДОВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НА ПРИМЕРЕ ШЕЛЬФОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗРЕЛОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	160
<i>Р.С. Шагалиев</i> ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ ОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПОВЕРХНОСТИ МАТЕРИАЛОВ И ПОКРЫТИЙ.....	162
<i>Г.А. Шайхутдинов</i> АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП В УСЛОВИЯХ СЛОЖНО-ПОСТРОЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	163
<i>Р.Н. Якубов</i> ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ С УЧЕТОМ ПРОЧНОСТИ БЛОКИРУЮЩЕГО СОСТАВА.....	164
<i>М.В. Янайкин</i> НЕРАВНОВЕСНЫЕ И НЕЛИНЕЙНЫЕ ПРОЦЕССЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	166
<i>И.И. Яппаров, Р.Н. Якубов, Р.Р. Рамазанов</i> МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В КОЛОННЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ.....	168
<i>А.Р. Яхин, Н.А. Онегов, Э.А. Хафизов, А.Ф. Нурисламов, С.А. Батраев</i> К ВОПРОСУ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕГАТИВНОГО ЭФФЕКТА ОТ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН.....	170

### **СЕКЦИЯ 3 – РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

<i>В.Д. Ворошилова, И.А. Пахлян</i> ПРОЕКТИРОВАНИЕ ДОРАЗРАБОТКИ НОВОДМИТРИЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ.....	172
<i>A.R. Gaysin, A.I. Shayakhmetov</i> STUDY GEOLOGICAL AND OPERATIONAL PARAMETERS INFLUENCE OF UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES ON THE GAS SPREADING INTO THE AQUIFER.....	174
<i>В.А. Гырдасов, В. Л. Мальшиев</i> ПРОЦЕДУРНАЯ ГЕНЕРАЦИЯ ВСЕВОЗМОЖНЫХ ПЛАСТОВ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	175
<i>К. И. Загидуллин, И. Г. Кузьмин, А.И. Васильев</i> ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УСТАНОВКИ ГЛИКОЛЕВОЙ ОСУШКИ ЗАПОЛЯРНОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ПАДАЮЩЕЙ СТАДИИ ДОБЫЧИ.....	177
<i>О.А. Игнатченко, Д.А. Игнатченко</i> ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ГЛИКОЛЕВОЙ ОСУШКИ ГАЗА НА ПРОМЫСЛАХ.....	178
<i>Д.Р. Ихсанов, А.С. Трофимчук, А.И. Шаяхметов</i> НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ПРИМЕНЕНИЮ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ ЗАВОДНЕНИИ.....	180
<i>И. Г. Кузьмин, А. И. Пономарёв, К. И. Загидуллин</i> ОПТИМИЗАЦИЯ ПОДГОТОВКИ ГАЗА И ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕСТАБИЛЬНОГО КОНДЕНСАТА НА УСТАНОВКЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	181



<i>Е.Ф. Моисеева</i> ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ КОРРЕЛЯЦИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НАЧАЛА КОНДЕНСАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ.....	182
<i>Д.В. Поляков</i> ЗАКАЧКА ВОДЫ В ГАЗОВУЮ ШАПКУ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ КАК МЕТОД ЭКОНОМИЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНОГО ОСВОЕНИЯ МОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	183

#### **СЕКЦИЯ 4 – ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

<i>Э.Р. Амирова, А.А. Чижов, Н.Р. Галиев</i> ПРОВЕДЕНИЕ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ОСНОВЕ ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИЦИЙ ПЛАСТА ЮС2 ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	185
<i>Быченков К.Д., Северов Д.И., Чудинова Д.Ю., Максимова Т.Н.</i> МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ СЕЛЕКТИВНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОТООТКЛОНЯЮЩИХ РАСТВОРИМЫХ ШАРОВ.....	187
<i>Д.Ф. Гаймалетдинова, Е.М. Махныткин, Д.Ю. Чудинова</i> МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ФАЦИАЛЬНЫХ ЗОН ПЛАСТА НА ВЫРАБОТКУ ЗАПАСОВ .....	188
<i>М.К. Мустафаев</i> ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПО ФЕС НА ХАРАКТЕР РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ.....	190
<i>С.К. Мустафин, А.Н. Трифионов, К.К. Стручков</i> РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕЛИЕНОСНОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ: СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ.....	191
<i>Н.А. Попов, М.С. Сергеев, Д.В. Мазеин</i> ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННОГО КЕРНА.....	193
<i>В.В. Пошибаев, А.П. Прибуш, Р.Д. Ганиева</i> ОПЫТ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ РАЗНОМАСШТАБНЫХ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ И ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ КАРБОНАТНЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА .....	195
<i>Д.С. Рожкова</i> ОСОБЕННОСТИ ВЛИЯНИЯ ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ ПОРОД НА ФОРМИРОВАНИЕ ТРАППОВОГО МАГМАТИЗМА .....	196
<i>Д.И. Северов, К.Д. Быченков, Д.Ю. Чудинова, Ю.А. Котенев</i> АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПЛЕКСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ В СОЧЕТАНИИ С ОБРАБОТКАМИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ПОТООТКЛОНЯЮЩИМИ СОСТАВАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х».....	198
<i>Ш.Э. Усупаев, С.К. Мустафин, Г.М. Иманалиева, А.Н. Акимбеков, Н.А. Несынов</i> СОСТОЯНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ: БАЗОВЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ .....	199
<i>А.А. Чижов, И.Д. Киселев, С.В. Игнатьев, Д.Ю. Вдовин</i> ГРУППИРОВАНИЕ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТОВ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ.....	201
<i>В.М. Чиликин, Р.Р. Газизов, А.Р. Шарафутдинов</i> СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРОВЕДЕНИЯ ГТМ ПО ГРУППАМ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СРЕДНЕГО ПРИОБЬЯ.....	203
<i>В.М. Чиликин, Е.М. Махныткин, А.Р. Шарафутдинов</i> ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ КАРБОНАТНОГО ПЛАСТА СБШ ДЛЯ КОРРЕКТНОГО ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ.....	204
<i>Д.Ю. Чудинова, Е.М. Махныткин, Г.Ф. Ситдикова</i> ИЗУЧЕНИЕ КЕРНА МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕТОДОМ РЕНТГЕНОФАЗОВОГО АНАЛИЗА (НА ПРИМЕРЕ ОТЛОЖЕНИЙ МЕГИОНСКОЙ СВИТЫ).....	205

<i>Д.Ю. Чудинова, Е.М. Махныткин, Л.И. Халиуллина</i> ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАЦИАЛЬНЫХ ТИПОВ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА ЮС1	207
<i>Н.В. Шабрин, В.В. Никифоров, А.Р. Шарафутдинов</i> К ВОПРОСУ О ВЫДЕЛЕНИИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ	209
<i>А.Р. Шарафутдинов, В.В. Никифоров, Н.В. Шабрин, В.М. Чиликин</i> ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ТЕЛ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ШНГР	210
<i>А.Р. Шарафутдинов, В.В. Никифоров</i> МОДЕЛИРОВАНИЕ СЛАБОИЗУЧЕННЫХ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ФЛИШЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СКЛАДЧАТОЙ ОБЛАСТИ ЮЖНОГО УРАЛА	212
<i>А.Р. Шарафутдинов, В.В. Никифоров, В.М. Чиликин</i> ОБОСНОВАНИЕ РАЗЛОМНО-БЛОКОВОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШАИМСКОГО МЕГАВАЛА	213
<i>Шарафутдинов А.Р., Никифоров В.В., Шабрин Н.В.</i> ПРИМЕНЕНИЕ АТРИБУТНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ДЛЯ ПОИСКА ЛОВУШЕК ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО ТИПА	215

## **СЕКЦИЯ 5 – ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ**

<i>Р.А. Алиев, К.А. Саетов</i> ПРОГНОЗИРОВАНИЕ АВАРИЙ ПРИ БУРЕНИИ С ПОМОЩЬЮ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ	217
<i>А.А. Буланкин, В.М. Коровин, Ш.Г. Гарайшин</i> СПОСОБ ПОДГОТОВКИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАСТРОВОГО ИЗОБРАЖЕНИЯ, ОТРАЖАЮЩЕГО СИТУАЦИЮ И РЕЛЬЕФ МЕСТНОСТИ В ЗАДАЧАХ МАРШРУТИЗАЦИИ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ ПРОФИЛЕЙ	221
<i>Э.Р. Гарифуллина</i> ЗАДАЧИ И МЕТОДИКА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО КАРОТАЖА	223
<i>И.И. Ильясов, Т.В.Бурикова</i> МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ОБОСНОВАНИЮ ГРАНИЧНОГО ЗНАЧЕНИЯ ВРЕМЕНИ ПОПЕРЕЧНОЙ РЕЛАКСАЦИИ (Т2ГР) НА ПРИМЕРЕ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ	224
<i>Д.Р. Сахибгареев</i> ПРЯМЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ УРАНА, ТОРИЯ, КАЛИЯ ЗОНДОМ СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКОГО ГАММА-КАРОТАЖА	226
<i>Ю. С. Исакова</i> ПОНЯТИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ	227
<i>Э.М. Ханнаев</i> ПОРИСТОСТЬ КАРБОНАТНЫХ И ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ	228

## **СЕКЦИЯ 6 – ПОЖАРНАЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ**

<i>С.Г. Аксенов, А.Б. Калмухамедова</i> УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП РАБОТЫ ПОЖАРНЫХ ГИДРАНТОВ	230
<i>С.Г. Аксенов, В.И. Янузакова</i> ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ МНОГОУРОВНЕВЫХ АВТОСТОЯНОК	231
<i>И.Р. Байков, Е.В. Бурдыгина, Г.К. Дунюшкин</i> ВЛИЯНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЙ ПОВЕРХНОСТЕЙ ТЕПЛООБМЕНА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	233
<i>А.А. Балыклов, Ф.Ш. Хафизов</i> РАЗРАБОТКА СИСТЕМ МОНИТОРИНГА АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ, ПОЖАРОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ МУЛЬТИСПЕКТРАЛЬНЫХ СИСТЕМ	235
<i>И.С. Бурьменко, Ф.Ш. Хафизов, С.А. Имамутдинов</i> ПРЕИМУЩЕСТВА ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ ПЛАСТИКА В СОВРЕМЕННЫХ АВТОМАТИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ ПОЖАРОТУШЕНИЯ	236
<i>Н.В. Вадулина, Е.С. Макшанцева, Т.С. Макшанцева</i> МЕТОДЫ ОПРОСА ПОСТРАДАВШИХ НА ПРОИЗВОДСТВЕ	238

<i>Н.Д. Валиева, Л.Х. Зарипова</i> ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ.....	239
<i>А.М. Газизов, Р.Р. Губайдуллина</i> ОСОБЕННОСТИ ЗАЩИТЫ ДРЕВЕСИНЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗНЫХ СОСТАВОВ.....	240
<i>Е.В. Головина</i> ИССЛЕДОВАНИЕ СТОЙКОСТИ ЭПОКСИДНОГО ТЕРМОРАСШИРЯЮЩЕГОСЯ ОГНЕЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТАХ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА.....	241
<i>Н.Ф. Горбунова, И. К. Бакиров</i> ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГОСУДАРСТВЕННОГО НАДЗОРА В СФЕРЕ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	243
<i>Е.Д. Дехтярев, А.С. Печников</i> ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУБЧАТОЙ ПЕЧИ ЗА СЧЕТНОЙ СИСТЕМЫ СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА.....	245
<i>К.С. Забара, И.Н. Губайдуллина</i> ОГНЕЗАЩИТА СТРОИТЕЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ.....	246
<i>Р.Р. Зинатуллин, Р.М. Султанов, И.В. Озден</i> К ВОПРОСУ О ФОРМУЛИРОВКЕ ГИПОТЕЗЫ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕХАНИЗМОВ СТАБИЛИЗАЦИИ ПЕН ДЛЯ ПОЖАРОТУШЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ЗОЛЬ-ГЕЛЬ ПРОЦЕССОВ.....	248
<i>Е.В. Иванова, И.И. Зарипов, Л.Х. Зарипова</i> ВИРТУАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ НАВЫКОВ ПОДГОТОВКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ К БЕЗОПАСНЫМ ПРОВЕДЕНИЯМ ОГНЕВЫХ РАБОТ НА НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕМ ЗАВОДЕ.....	250
<i>А.С. Иимеева, М.В. Цытышева</i> СОРБИЦИОННАЯ ОЧИСТКА ВОДНЫХ РЕСУРСОВ.....	251
<i>А.Б. Калмухамедова, И.Н. Губайдуллина</i> К ВОПРОСУ О ДЕНЕЖНЫХ РАСЧЕТАХ В ОРГАНАХ УПРАВЛЕНИЯ И ПОЖАРНЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЯХ.....	253
<i>Л.Р. Каримова, Д.В. Александров</i> ГЕОИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА «ПАВОДОК 2.0» В ОПЕРАТИВНОЙ ОЦЕНКЕ ОБСТАНОВКИ ПРИ НИЗКОЙ МЕЖЕННОЙ АКТИВНОСТИ НА КРУПНЫХ ВОДОХРАНИЛИЩАХ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН.....	254
<i>И.М. Маликова, Р.М. Султанов, И.В. Озден</i> РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ.....	256
<i>М.С. Малкова, Т.В. Латыпова, Э.Д. Муфтахова</i> ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ.....	257
<i>Д.С. Мелешина, А.В. Краснов</i> РАЗРАБОТКА КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ В ЗДАНИИ КОТЕЛЬНОЙ.....	258
<i>Э.Б. Мухтаруллина, Л.Х. Зарипова</i> ВЛИЯНИЕ СТРЕССОВЫХ ФАКТОРОВ НА ЗДОРОВЬЕ ПОЖАРНЫХ.....	260
<i>Л.Р. Надршина, И.Н. Губайдуллина</i> АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПОЖАРОВ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ.....	261
<i>З.Р. Насибуллина, Л.Х. Зарипова, Т.В. Латыпова</i> ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ НА ОБЪЕКТАХ ПАО АНК «БАШНЕФТЬ» «БАШНЕФТЬ-УФАНЕФТЕХИМ».....	263
<i>Е. В. Попович, Р.М. Яппаров</i> НЕКОТОРЫЕ МЕРЫ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	264

<i>Э.Ф. Рахматуллина, А.В. Пермяков</i> ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПЛОЩАДИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИ АВАРИЯХ НА ТРУБОПРОВОДАХ, ПРОИЗОШЕДШИХ В РЕЗУЛЬТАТЕ КОРРОЗИИ.....	266
<i>А.Е. Романова, И.Ф. Кантемиров</i> ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЦИФРОВОЙ РЕНГЕНОГРАФИИ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ УСЛОВИЯХ.....	267
<i>А.В. Саяпов, М.И. Исмагилов</i> ГАЗОВОЕ ТУШЕНИЕ ПОЖАРОВ В НАСОСНЫХ ПОМЕЩЕНИЯХ УСТАНОВКИ АТМОСФЕРНО-ВАКУУМНОЙ ТРУБЧАТКИ.....	268
<i>Н.Е. Сорокина, И.К. Бакиров</i> СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ПОЖАРНОГО НАДЗОРА И ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБЫ ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ.....	270
<i>Е.А. Спыну, Л.Х. Зарипова</i> О ПРИЧИНАХ РАЗВИТИЯ БИОКОРРОЗИИ ПОДЗЕМНЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	272
<i>А.Ю. Тимашева, Ф.Ш. Хафизов</i> О МЕХАНИЗМЕ ОГNETУШАЩЕГО ДЕЙСТВИЯ ПОРОШКОВЫХ СРЕДСТВ ПОЖАРОТУШЕНИЯ.....	273
<i>А.В. Тимофеева, А.Ф. Муфазалов</i> ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ТЕХНОСФЕРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ.....	275
<i>Э.И. Хайбрахманов, Е.В. Попова</i> ПОЖАРОТУШЕНИЕ РЕКТИФИКАЦИОННОЙ КОЛОННЫ, ЭЛЕМЕНТЫ ЗАЩИТЫ.....	277
<i>К.М. Халикова, А.В. Пермяков</i> ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЗА СЧЕТ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ОТ ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ.....	279
<i>Ф.Ш. Хафизов, Н.А. Абдуллин, В.А. Батищева</i> АВАРИИ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПЛЕКСАХ НЕГАТИВНО ВЛИЯЮЩИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ.....	280
<i>В.А. Христовуло, В.Б. Барахнина, К.А. Маликова</i> СИСТЕМА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОЦЕНКИ УРОВНЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОЦЕССА ПРИГОТОВЛЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ.....	281
<i>Г.М. Шарифутдинова, А.А. Окунева</i> АНАЛИЗ ПРОЦЕДУРЫ ОЦЕНКИ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ РИСКОВ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ.....	283

## **СЕКЦИЯ 7 – МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ**

<i>Р.Х. Абдрахманов, Е.А. Удалова</i> К ВОПРОСУ ОБ АКТУАЛИЗАЦИИ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ В ОБЛАСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	285
<i>Г.М. Адриан, З.М. Лисет, Р.Г. Юлейдис, Т.Х. Марлон А.</i> НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗАНАКУБЕ.....	286
<i>Ш.А. Алиматов, В.А. Молчанова, Л.А. Муталова</i> ЗАЩИТА ГЛУБИННОНАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ МЕХПРИМЕСЕЙ ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ СКВАЖИНАХ.....	288
<i>А.С. АльХубайши</i> РАЗЛИЧНЫЕ КОНСТРУКЦИИ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ВИБРАЦИИ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА.....	290
<i>В.А. Беллов, Н.Э. Курдагия, М.В. Омелянюк</i> ПОВЫШЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ, ЗА СЧЁТ ВЫВОДА ИЗ БЕЗДЕЙСТВИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН.....	291

<i>А.А. Garifullin</i> FEASIBILITY STUDY OF POLYMER-COMPOSITE PIPE APPLICATION IN EXPLORATION AND PRODUCTION.....	293
<i>Л.З. Зайнаглина</i> ПРОМЫШЛЕННЫЙ РОБОТ УРАЛ ДЛЯ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ И РЕЗЕРВУАРОВ.....	294
<i>Н.С. Каргин, Н.В. Мутных, В.В. Шайдаков, А.В. Пензин, И.С. Копейкин, И.З. Зайнашев</i> МОБИЛЬНЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ПРОКЛАДКИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	296
<i>Н.О. Ковалев, Ф.Ш. Забиров</i> ПОДШИПНИКОВЫЕ ОПОРЫ КАРТЕРНОГО ТИПА ВЫСОКОНАПОРНЫХ НАСОСОВ ЦНС СИСТЕМЫ ППД.....	298
<i>И.С. Копейкин, К.А. Бойко</i> ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК ЭФФЕКТИВНЫЙ МЕТОД ОБЕСПЕЧЕНИЯ КОНТРОЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТА НКТ В ЦЕХУ.....	300
<i>А.В. Мухетдинова, В.В. Шайдаков</i> ПАТЕНТНАЯ АНАЛИТИКА В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ.....	301
<i>М.В. Омелянюк, Н.Э. Курдагия, В.А. Белилов</i> РАЗРАБОТКА УСТАНОВКИ ДЛЯ КАВИТАЦИОННО-РЕАГЕНТНОЙ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕГО ПРОСТРАНСТВА ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ГАЗА К ТРАНСПОРТУ ДЛЯ БЕРЕЗАНСКОГО ЛПУМГ.....	303
<i>Р.С. Парфёнов, В.Р. Титев</i> ПРОБЛЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК.....	305
<i>И.А. Пахлян, А.М. Хачатурян, Н.Э. Курдагия, М.В. Омелянюк</i> ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ БАРАКАЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗА СЧЁТ РАЗРАБОТКИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОГО ПЛАНА РАБОТ НА КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИНЫ № 43.....	306
<i>А.В. Пензин, Н.В. Мутных, В.В. Шайдаков, К.С. Любимов, Н.С. Каргин, И.З. Зайнашев</i> ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	308
<i>В.Р. Титев, Р.С. Парфенов</i> КОНСТРУКТИВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ГИДРОЦИКЛОНА И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ПРОЦЕСС ОЧИСТКИ.....	309
<i>Х.А. Туманян</i> РАЗРАБОТКА НОВЫХ ЭЖЕКТОРНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ И ГАЗА.....	311
<i>Е.А. Удалова, А.В. Яхин</i> ОСОБЕННОСТИ ПРОИЗВОДСТВА НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ В СОВРЕМЕННЫХ ГЕОЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ.....	313
<i>Г.А.В. Хабалера, Ф.Ш. Забиров</i> ПРОБЛЕМЫ УДАЛЕНИЯ ВЛАГИ ИЗ ПНЕВМАТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ УСТАНОВКАМИ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ СЫРОЙ НЕФТИ В КАНАСИ.....	314
<i>С.Р. Хурматуллин, Р.У. Каменов</i> МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ОСТРОТЫ МЕТАЛЛОРЕЖУЩЕГО ИНСТРУМЕНТА НА ФОРМИРОВАНИЕ СТРУЖКИ ПРИ ЧИСТОВОЙ ОБРАБОТКЕ МИКРОРЕЗАНИЕМ.....	316
<i>Э.В. Шакирова, Е.А. Остапчук, М.В. Семькин</i> ОПТИМИЗАЦИЯ УТИЛИЗАЦИИ СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ КИСЛЫХ ГАЗОВ.....	318

## **СЕКЦИЯ 8 – НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ**

<i>Ш. К. Баймурзин, Р.Р. Газизов</i> ПРИМЕНЕНИЕ ИНВЕРТНЫХ ЭМУЛЬСИОННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВА- ЖИН ИЛИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ.....	320
---	-----

<i>А.И. Бахтегареев</i> АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОЙ КОРРОЗИИ.....	321
<i>Т.Л. Гайфуллин</i> РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕТРАДИЦИОННОЙ НЕФТИ КАК МЕТОД ОЦЕНКИ НЕОДНОРОДНОСТИ.....	322
<i>К.Б. Карсаков</i> ИЗВЛЕЧЕНИЕ ЛИТИЯ ИЗ НЕФТЯНЫХ РАССОЛОВ.....	324
<i>Н.С. Кизим</i> ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ ДЛЯ РАЗРУШЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ.....	326
<i>К.В. Минлигалин</i> ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ЩЕЛОЧНЫМИ РАСТВОРАМИ.....	327
<i>Д.С. Михайлов</i> ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ.....	328
<i>А.С. Павлик, Р.Р. Газизов</i> ВАЖНОСТЬ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КОНЦЕНТРАЦИЙ ИОНОВ РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ МЕТАЛЛОВ В ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОДАХ.....	329
<i>А.А. Притыченко</i> ПРИМЕНЕНИЕ БЛОКИРУЮЩЕГО СОСТАВА С ЦЕЛЬЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПОГЛОЩЕНИЯ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ.....	330
<i>А.Р. Раупов</i> ИССЛЕДОВАНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ СВОЙСТВ РЕАГЕНТОВ КОМПЛЕКСНОГО ДЕЙСТВИЯ.....	331
<i>Э.М. Сунагатова, Д.В. Гилимханов</i> ПРИМЕНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ С КАРБОНАТНОЙ ГОРНОЙ ПОРОДОЙ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ.....	332
<i>Э.М. Сунагатова, И.З. Денисламов</i> СПОСОБ ПРИМЕНЕНИЯ ВЫСОКОКОНЦЕНТРИРОВАННОЙ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ.....	334
<i>А.Р. Хамидуллина</i> ПРИМЕНЕНИЕ КАПСУЛИРОВАННОГО ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ ДЛЯ ЗАЩИТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	335
<i>Э.В. Шакирова, А.А. Ильин, В.С. Грошев, Н.А. Фадеев, М. В. Цыган</i> ВЫБОР ЭФФЕКТИВНОГО ДЕЭМУЛЬГАТОРА ПРИ ОБЕЗВОЖИВАНИИ НЕФТЕЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ.....	336

# СЕКЦИЯ 1. БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

УДК 622.24.084.34

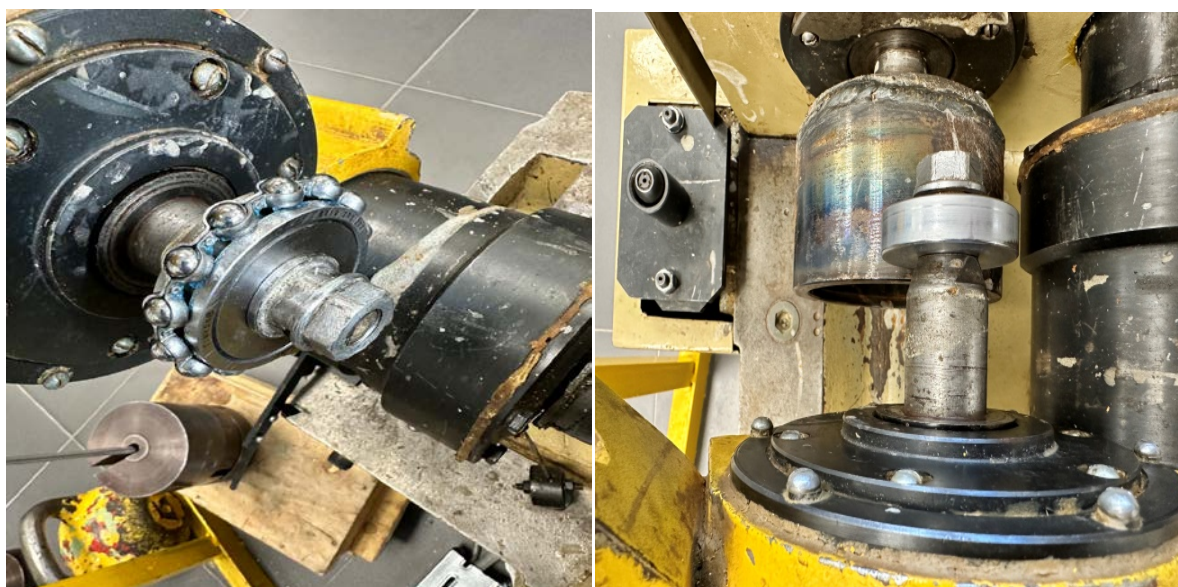
## ИЗМЕРЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТ ТРЕНИЯ ПАР ТРЕНИЯ В СРЕДЕ БУРОВОГО РАСТВОРА

*Абусал Юсеф А.Ю.*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, аспирант)*

Идея и актуальность настоящего исследования заключается в определении коэффициентов трения на машине трение ИИ-5018 при определенных режимах и по схемам, аналогичным скважинным условиям при работах со специальным инструментом в обсаженной части ствола скважины. Поскольку фрикционное взаимодействие между металлами, во многом определяется твердостью взаимодействующих деталей, эксплуатационными свойствами и чистотой обработки рабочих поверхностей, составом смазочно-охлаждающей жидкости – изучены и эти аспекты.

Машина трения ИИ-5018 выбрана для лабораторных исследований и проведена некоторая ее модернизация с учетом необходимости моделирования по характеру и режиму взаимодействия сопряженных деталей, аналогичных скважинным условиям. Поскольку показатели смазочно-охлаждающих свойств буровых промывочных жидкостей важны для обеспечения долговечности и работоспособности породоразрушающих и специальных инструментов, забойных двигателей, элементов компоновки буровых колонн, взаимодействующих с горными породами стенок скважин и внутренними поверхностями стальных обсадных колонн, исследования проводились в среде БПЖ со смазочными добавками разного состава [1]. Исходя из литературного обзора и патентного поиска, были выбраны наиболее эффективные из них. Испытания проводились с двумя схемам: с подшипником и без подшипника. Результаты измерения коэффициента трения для пары «металл - металл» по схемам «труба – ролик» и «труба-ролик с подшипником».



*Рисунок 1 — схемам «труба – ролик» «труба-ролик с подшипником»*

### *Выводы*

1. Проведенные на установке ИИ-5018 лабораторные исследования показывают, что применение в паре трения «металл-металл» подшипников, позволяет (в среде исследуемого бурового раствора) снизить коэффициент трения в 4.57 раза при одинаковых режимах трения в узле специального инструмента.
2. Частота взаимодействия в паре трения по обеим схемам «металл-металл» в среде бурового раствора влияет незначительно.

### **Список использованных источников:**

1. Исмаков Р.А., Абусал Юсеф, Маршев В.И. Результаты исследования влияния смазочной добавки для буровых промывочных жидкостей на коэффициент трения пары «металл-металл». // НТЖ «Бурение и нефть». 2022. С. 49.

УДК 622.245

## **СНИЖЕНИЕ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ СКВАЖИН ЗА СЧЁТ УМЕНЬШЕНИЯ КОРРОЗИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ СЕРОВОДОРОДНОЙ СРЕДЫ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН**

*Ф.А. Агзамов (профессор), М.О. Чиж (БГБи-20-01),  
Р.Р. Сабирзянов (аспирант)*

*Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет,  
г. Уфа, Российская Федерация*

Значительные мировые запасы углеводородов сосредоточены в месторождениях, с высоким содержанием сероводорода. Исследования, проведенные на основе данных из нефтяной промышленности, указывают на серьезные потери из-за нарушения качества крепления скважин [1], вызванные ремонтными работами и простоями скважин. Преждевременное разрушение цементного кольца происходит из-за использования неподходящего цемента, не обладающего должной стойкостью к агрессивным пластовым флюидам, кислотам и агрессорам.

В рамках лабораторных испытаний, соответствующих стандартам ГОСТ-1581-2019 [2], была разработана цементная смесь, устойчивая к коррозии, вызванной сероводородом [3]. Применение смеси из 10 компонентов, включающих антикоррозионную добавку позволило уменьшить проникновение агрессивных жидкостей и скорость коррозии [4].

Ключевым методом работы является снижение пористости тампонажного камня до минимальных значений за счет вводимой в цементный раствор добавки, которая, оседая в порах, закупоривает их, а также адсорбируется в порах камня на затвердевающие изделия, блокирует их, предотвращая контакт камня с агрессором. Оценка эффективности замедления коррозии производилась с помощью объёмного метода измерения прокорродированной части цементного камня. Также в лабораторных условиях была измерена проницаемость образцов до и после взаимодействия с сероводородом в водной среде в течении 1,5 месяца.

После составления и расчёта модели оценки экономической эффективности, были сделаны выводы о том, что применения данной цементной смеси при цементировании 100 скважин позволяет сократить количество ремонтно-изоляционных работ с 5



штуков до 1 в течение всего срока эксплуатации скважины. Это, в свою очередь, снижает простои и эксплуатационные расходы. После каждой ремонтной работы дебит скважины снижается на 10 %, и часть запасов месторождения остается неизвлеченными.

Таким образом, применение этой цементной смеси существенно сокращает эксплуатационные расходы на ремонтно-изоляционные работы в скважине, при этом увеличивая прибыль и чистый дисконтированный доход от добычи углеводородов, за счёт менее резкого снижения дебита.

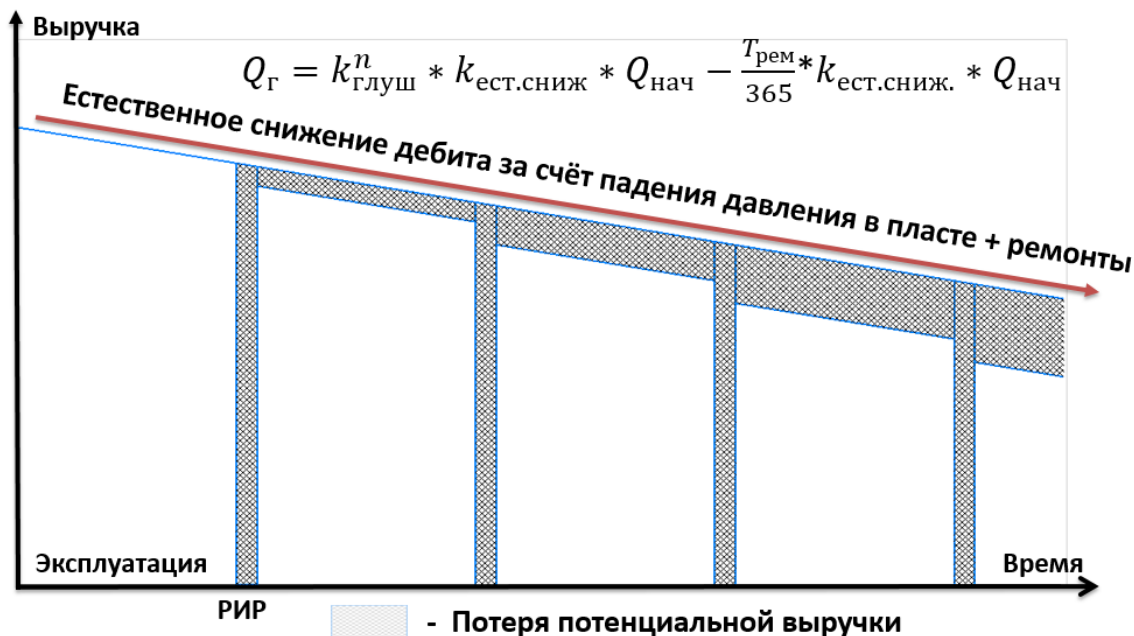


Рисунок 1 – Процесс падения дебита скважины за счёт её глушения во время каждой ремонтно-изоляционной работы

#### Список использованных источников:

1. Агзамов Ф.А. Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах. / Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С. – СПб.: ООО «Недра», 2005. – 318 с. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С.
2. ГОСТ 1581-2019 Портландцементы тампонажные. Технические условия.
3. Агзамов, Ф.А., Токунова, Э.Ф., Сабирзянов, Р.Р. Применение полисульфида кальция для повышения коррозионной стойкости крепи скважин // Нанотехнологии в строительстве. – 2019. – Том 11, № 3. – С. 308–324. – DOI: 10.15828/2075-8545-2019-11-3-308-324.
4. Крепление высокотемпературных скважин в коррозионно-активных средах / В. М. Кравцов [и др.]. – М.: Недра, 1987. – 190 с.

## ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

*А.Х. Аглиуллин*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, профессор)*

*М.Р. Надршин*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, аспирант)*

*Д.В. Рахматуллин*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, доцент)*

В докладе рассматриваются вопросы интеллектуального заканчивания скважины с применением новейшего типа бурового оборудования [1,2]. Заканчивание скважины является одним из важнейших этапов в процессе строительства скважины, который оказывает значительное влияние на последующую эксплуатацию скважины. Эффективная работа призабойной зоны во многом зависит от того, насколько конструкция забоя соответствует геологическим условиям залегания продуктивного пласта. Поэтому большое внимание уделяют обоснованию и выбору рациональной конструкции забоя добывающих скважин[3].

В свою очередь применение интеллектуальных систем заканчивания скважин позволяет повысить качество строительство скважин в целом. Сущность интеллектуального заканчивания скважин заключается в применении единого комплекса, в состав которого входят инструменты контроля, управления и выравнивания притока а также системы удаленного мониторинга внутрискважинного оборудования с функцией аварийного закрытия. В целом такой подход к заканчиванию скважины позволяет организовать наиболее эффективный контроль с применением дистанционных технологий.

В настоящее время системы интеллектуального заканчивания скважин актуальны для многих российских месторождений и в той или иной мере применяются большинством ведущих нефтегазовых компаний, осуществляющих разработку на территории Российской Федерации. Актуальным представляется совершенствование существующих систем интеллектуального заканчивания скважин и внедрение данной технологии на действующих месторождениях нефти и газа.

### **Список использованных источников:**

1. Стивен Дайер и др. Интеллектуальное заканчивание: автоматизированное управление добычей. Нефтегазовое обозрение, 2008.
2. F.T.M. Al-Khelaiwi. A Comprehensive Approach to the Design of Advanced Well Completions, 2013
3. Интеллектуальное заканчивание горизонтальных скважин в условиях высокопроницаемых расчленённых коллекторов с маловязкой нефтью Урванцев Р.В. Тюменский Индустриальный Университет

## АНАЛИЗ ПРИХВАТА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ НА СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АЛЬ-ОМАР В СИРИЙСКОЙ АРАБСКОЙ РЕСПУБЛИКЕ

*Алабед Алтаббал А.А. (Аспирант каф. БНГС), Алали А.М. (студент гр. МГБ01-22),  
Яхин А.Р. (Доцент каф. БНГС)  
(Уфимский государственный нефтяной технический университет г. Уфа)*

Скважина была пробурена по наклонному профилю в 2005 году по наклонной траектории с максимальным зенитным углом 23 градуса и отходом 131 м, Затем с глубины 3000 м скважину начали наклонять по наклонному профилю, так как таблица 1 показывает.

*Таблица 1. Измерения азимута и наклона скважины Аль-Омар 199*

Глубина	Наклон	Азимут	Глубина	Наклон	Азимут	Глубина	Наклон	Азимут
м	град	град	м	град	град	м	град	град
3000.3	2.49	59.93	3058.7	10.05	67.62	3116.9	18.34	71.98
3010.1	3.59	59.18	3068.4	11.59	68.35	3126.6	19.94	71.33
3019.9	4.70	60.33	3078.1	12.91	71.86	3136.3	20.71	70.67
3029.6	6.12	61.18	3087.9	14.15	74.58	3540.0	11.00	100.00
3039.3	7.35	64.53	3097.5	15.68	74.98			
3049.0	8.66	67.78	3107.2	16.87	73.71			

Бурение велось на глубину 3153 м при наклоне 20 градусов, затем бурение при постоянном уклоне до глубины 3376 м, После бурения трубы поднимались, а затем опускались, наблюдалось сужение наклонного поля скважины и высокий крутящий момент во время операций по очистке.

Продолжено бурение участка с постоянным уклоном с высоким крутящим моментом на глубине 3492 м, Наблюдалось изменение производительности бурения: при подъёме труб наблюдалось срезание бурильной колонны, в результате возникающего сужения ствола скважины и увеличения крутящего момента.

Оставшееся в скважине буровое оборудование было выловлено и спущена новая буровая колонна. Произошло сужение диаметра скважины с глубины 3004 м до глубины 3035 м, Скважину продолжили очищать до глубины 3492 м, затем продолжили бурение до глубины 3540 м, Во время бурения началось газопроявление, и для борьбы с этим увеличили удельный вес бурового раствора.

После глушения скважины, при попытке сдвинуть трубы выяснилось, что они застряли. Колонну освободить не удалось (приложение максимального крутящего момента и движение вниз - приложение восходящего натяжения в 57 тонн - Закачка дизельного топлива в ствол и приложение максимального крутящего момента и максимального растягивающего напряжения - Выполнение подкисления и закачки дизельного топлива, приложение максимального крутящего момента и нагрузка полным весом колонны).

Спуск оборудования для определения свободной части колонны, где была обнаружена свободная точка на глубине 3462 м и спуск оборудования для удаления

свободной части колонны, прикладывая левый крутящий момент и тянув вверх, и буровая колонна была освобождена.

После этого, поскольку часть бурильной колонны осталась в скважине, на глубине 3215 была закачана цементная пробка, а траектория скважины отклонилась от старой траектории.

Дальше бурение проведено на глубину 3332 м, разбурённое месторождение обезжирено, бурение продолжено на глубину 3474 м, месторождение было очищено на глубине 3474 м, затем крутящий момент увеличился и был произведён поворот для очистки скважины и при попытке поднять вал застрял и был освобождён с натяжением в 45 тонн.

Затем колонну подняли и заменили буровое долото а при опускании колонны проведена очистка с 3440 до 3472 м, На глубине 3472 крутящий момент увеличился. В результате была предпринята попытка поднять колонну , но он застрял и был освобождён, потянув 43 тонны, Была заменена долото, опущена колонна, проведена очистка с 3200 м до 3474 м, и продолжено бурение до 3742 м с высоким крутящим моментом.

Операции по освобождению и вылову застрявшего оборудования заняли 78,5 часов, а большие дополнительные затраты были понесены на бурение бокового ствола скважины, который буровая бригада была вынуждена рыть из-за того, что колонна застряла и не смогла её извлечь.

#### **ВЫВОДЫ:**

Рассмотрение и анализ проблем, возникающих в предварительно пробурённых скважинах, позволяет нам находить будущие решения, которые снижают финансовые затраты и потерянное время

То, что произошло на скважине Аль-Омар 199, является небольшим примером неправильного выбор бурового раствора и способа решения возникших проблем, поэтому к обсуждению разработки лучших и более эффективных решений следует относиться более серьёзно.

#### **Список использованных источников:**

1. Отчёты нефтяной компании Аль-Фурат по месторождению Аль- Омар (скважина Аль-Омар199).

УДК 622.24.063

### **ИССЛЕДОВАНИЕ СОВМЕСТИМОСТИ МУЛЬТИФАЗНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА С ПЛАСТОВЫМИ ФЛЮИДАМИ ПАВЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*Т.А. Байрамин<sup>1</sup>, М.Е. Миронов<sup>2</sup>, Г.В. Оक्रमелидзе<sup>3</sup>  
(Пермский национальный исследовательский политехнический университет  
г. Пермь, <sup>1</sup>студент, <sup>2</sup>аспирант, <sup>3</sup>к.т.н., науч. руководитель)*

На сегодняшний день при бурении скважин образуется большое количество не перерабатываемых буровых отходов, подлежащих утилизации. Особенно данная проблема актуальна для растворов на углеводородной основе.

В Пермском крае разработана технология, позволяющая путем обработки отработанных буровых растворов на углеводородной основе приготавливать мультифазные буровые растворы (МБР) на водной основе.

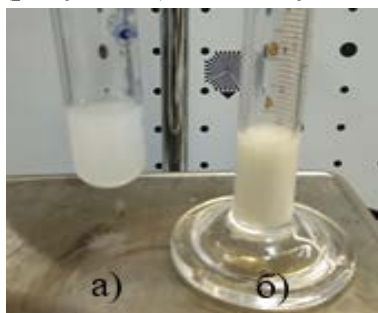
В докладе рассматривается вопрос о совместимости МБР и его фильтрата с пластовыми нефтью и водой на примере Павловского месторождения Пермского края с целью определения возможности его дальнейшего промышленного применения.

Перед началом исследований были поставлены следующие задачи:

- 1) Определить физико-химические характеристики МБР;
- 2) Проанализировать совместимость пластовой воды с раствором МБР и его фильтратом (определение осадкообразования);
- 3) Определить влияние МБР и его фильтрата на вязкость нефти.

Определение физико-химических характеристик МБР и оценка их соответствия требованиям проекта произведена по методикам ГОСТ 33213-2014 [1]. Проектные показатели были взяты из программы строительства скважины Павловского месторождения для интервала применения безглинистого бурового раствора – ББР-СКП-МГ.

Для определения осадкообразования при совмещении фильтрата и пластовой воды были проведены исследования по методике ОСТ 39-225-88 [2]. При испытаниях на совместимость как МБР, так и его фильтрата их смешивали с равными объемами пластовой воды и термостатировали при  $T=25^{\circ}\text{C}$  в герметично закрытых стеклянных сосудах в течение 24 часов. По истечению суток был произведен визуальный анализ осадкообразования (рисунок 1). По нему явного осадка не выявлено.



*Рис.1 – Внешний вид смеси фильтрата МБР с пластовой водой (а) и самого фильтрата МБР (б)*

Для определения влияния фильтрата МБР на вязкость нефти их смешивали в равных объемах (1:1) до однородной эмульсии и оставляли на 24 часа при  $T=25^{\circ}\text{C}$  в герметично закрытом сосуде. Внешний вид смесей после отстоя представлен на рисунке 2. Видно, что из-за значительной разности плотностей в процессе отстоя произошло разделение фаз: граница раздела четкая, промслоев нет.



*Рис. 2 – Внешний вид смесей «МБР : нефть» (а) и «фильтрат МБР : нефть» (б)*

У верхнего нефтяного слоя, выделенного из смеси «МБР:нефть» динамическую вязкость сравнивали с вязкостью исходной нефти и замеряли с помощью ротационного вискозиметра. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Изменение вязкости нефти Павловского месторождения после воздействия раствора МБР

Скорость сдвига, с <sup>-1</sup>	Вязкость нефти, мПа·с	
	исходная	После отделения от МБР
51,0	18	23
102,1	18	24
170,2	20	27
340,4	23	29
510,7	24	31

В ходе исследований образца МБР получили следующие выводы:

1. Образец МБР, предоставленный на испытания, по своим физико-химическим характеристикам соответствует требованиям проекта по всем показателям.
2. МБР и фильтрат МБР при взаимодействии с пластовой водой Павловского месторождения осадков или сгустков не образуют. Можно считать, что МБР и фильтрат МБР совместимы с пластовой водой.
3. При смешении МБР и фильтрата МБР с нефтью Павловского месторождения после 24 часов отстоя происходит разделение фаз: граница раздела четкая, промслоев нет. Увеличение вязкости составляет 27-29%, однако ньютоновский характер течения нефти сохраняется, а значит, можно считать, что МБР совместим с нефтью.

#### Список использованных источников:

1. ГОСТ 33213-2014 – «Контроль параметров буровых растворов в промышленных условиях. Растворы на водной основе»
2. ОСТ 39-225-88 – «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству»

УДК 622.23.05

## ЗНАЧЕНИЕ КАФЕДРЫ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В РАЗВИТИИ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**К.Р. Валямов**

(ООО НПП «БУРИНТЕХ», инженер-конструктор)

На сегодняшний день Уфимский государственный нефтяной университет является кузницей кадров для нефтяной и газовой промышленности благодаря мощной научной и методической базе при подготовке студентов и аспирантов.

Особое внимание требует подготовка студентов-буровиков, которая основывается не только на теоретической, но и на практической базе, которая закладывалась десятилетиями на кафедре Бурения нефтяных и Газовых скважин Уфимского университета.

Начиная с основания, в 1948 г, кафедра занималась проблематикой совершенствования технологии бурения и освоения скважин. В том числе,

Уфимский государственный институт стал первым ВУЗом, где на базе буровых установок были разработаны и смонтированы несколько стендов для исследования режимов бурения, работы шарошечных долот и PDC долот [1]. Под руководством выдающихся ученых – Спивака А.И., Мавлютова М.Р., Алексеева Л.А. был дан старт научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам, позволившим в перспективе получить конкурентоспособные долота.

Именно уникальные знания, полученные на кафедре бурения, позволили разработать и массово внедрить отечественный породоразрушающий инструмент в промышленную эксплуатацию в большинстве буровых и нефтегазодобывающих предприятиях.

Можно уверенно констатировать, что работа, начавшаяся с опытно-конструкторской деятельности в области породоразрушающего инструмента

развивается и нашла свое продолжение в специализированных научно-производственных предприятиях в тесном взаимодействии с кафедрой Бурения УГНТУ [2,3].

#### **Список использованных источников:**

1. Электронный ресурс: <http://ugntu.ru/ru/page/burenie-neftyanykh-i-gazovykh-skvazhin-bngs>.

2. Ишбаев Г.Г., НПП «БУРИНТЕХ»: от научного предвидения до внедрения разработок, перевернувших буровую отрасль // Бурение и нефть. 2019. № 6. С. 4–12.

3. Балута А.Г., Храмов Д.Г., Нурмухаметов Т.Б., Лазарев А.А., Дронов А.А., Новое. Эксклюзивное. Наше. Перспективные направления Центра разработки Службы главного конструктора НПП «БУРИНТЕХ» // Бурение и нефть. 2019. № 6. С. 30–38.

УДК 622.257.12

### **ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ АРМИРУЮЩЕЙ ДОБАВКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УДАРОУСТОЙЧИВОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ**

*Галиуллин А.А*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, магистрант МГБ03-23-01*

*Кулаков Е.С.*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, магистрант МГБ03-23-01*

Одним из факторов, который влияет на эффективность строительства нефтяной и газовой скважины является долговечность её крепи.

Крепление скважины производится тампонажными материалами, которые позволяют защищать обсадные трубы от воздействия коррозии.

В процессе спуско-подъёмных операций бурильной колонны внутри обсадной колонны в цементном камне образуются трещины от воздействия ударных нагрузок, которые способствуют поступлению пластовой жидкости в скважину. По образованным трещинам пластовая вода перетекает в продуктивную залежь, что приводит к

высокой обводнённости нефти. Одним из способов улучшения упругих свойств цементного камня является его армирование [1, 2].

Для улучшения крепи скважины предлагается использовать армирующую добавку ВСМ (волокно строительное микроармирующее), базальтовая фибра и армирующую добавку асбест.

Испытания образцов (рисунок 1) производились при различных сроках твердения. Исследования проводились на приборе вертикальный копер и прессе МАТЕСТ Е160N.



*Рисунок 1. Образцы тампонажного камня используемые в экспериментах*

В результате экспериментов, мы обнаружили, что армирующая добавка улучшает механические свойства цементного камня, повышает его удароустойчивость, а также сохраняет цементный камень целым при ударных нагрузках. Поэтому фиброармирование одно из основных решений снижения хрупкости цементного камня.

#### **Список использованных источников:**

1. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и буровых растворов. С-Пб.: Недра, 2011. 268 с.
2. Агзамов Ф.А., Самсыкин А.В., Шерекин А.С. Применение армирующих добавок при повышении герметизирующей способности цементного камня в крепи скважин. Бурение и нефть. – 2007. - №2. – с. 36-38.



## МЕТОДИКИ ИЗУЧЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ЭМУЛЬГАТОРОВ

*С.И. Голубь, Д.А. Миронов, Т.Г. Фардиев*  
*Институт «ТатНИПИнефть» ПАО Татнефть им. В.Д. Шашина*  
*Альметьевский государственный нефтяной институт*

Существующие методы определения поверхностного натяжения разделяются на 3 основные группы:

### 1. Статические методы

- метод капиллярного поднятия;
- методы лежачей капли (пузыря) и висячей капли;
- измерение кривизны жидкой поверхности раздела;
- метод уравнивания кольца, пластинки и другого твердого тела в поверхностном слое (Вильгельми);
- метод уравнивания барьера и др.

Эти методы дают возможность измерять  $\sigma$  при неподвижной межфазной поверхности, находящейся в равновесии с объемом и не изменяющейся в течении измерения.

### 2. Полустатические методы

- метод наибольшего давления образования пузырьков и капель ;
- метод отрыва кольца или рамки;
- метод взвешивания и счета капель - сталагмометрический метод.

### 3. Динамические методы

- метод капиллярных волн;
- метод колеблющихся струй и капель.

Динамические методы сложны в аппаратном оформлении. Кроме того в случае растворов, в частности, растворов ПАВ, необходимо определенное время для установления равновесия в поверхностном слое.

В практических целях более часто используются статические и полустатические методы, позволяющие измерять равновесные значения поверхностного натяжения жидкостей. Авторами в лабораторных исследованиях определялись показатели поверхностного натяжения эмульсии сталагмометрическим методом и результаты представлены на рисунке 1.

Был рассмотрен метод измерения поверхностного натяжения, такой как сталагмометрический метод. В результате исследования были выявлены наиболее эффективный способ оценки стабильности эмульсии. По данным исследования выяснили стабильность различных эмульсий, среда – дистиллированная вода, фаза- керосин XL-2018. Результаты определили оптимальные показатели эмульгаторов максимальное – 68,67 эрг/см<sup>2</sup>, среднее- 21,36-24,84 эрг/см<sup>2</sup>, минимальное – 4,87 эрг/см<sup>2</sup> итоговое среднее значение поверхностного натяжения определенного эмульгатора, что будет способствовать качественному выбору раствора при первичном вскрытии пластов в процессе бурения[1 ,2].

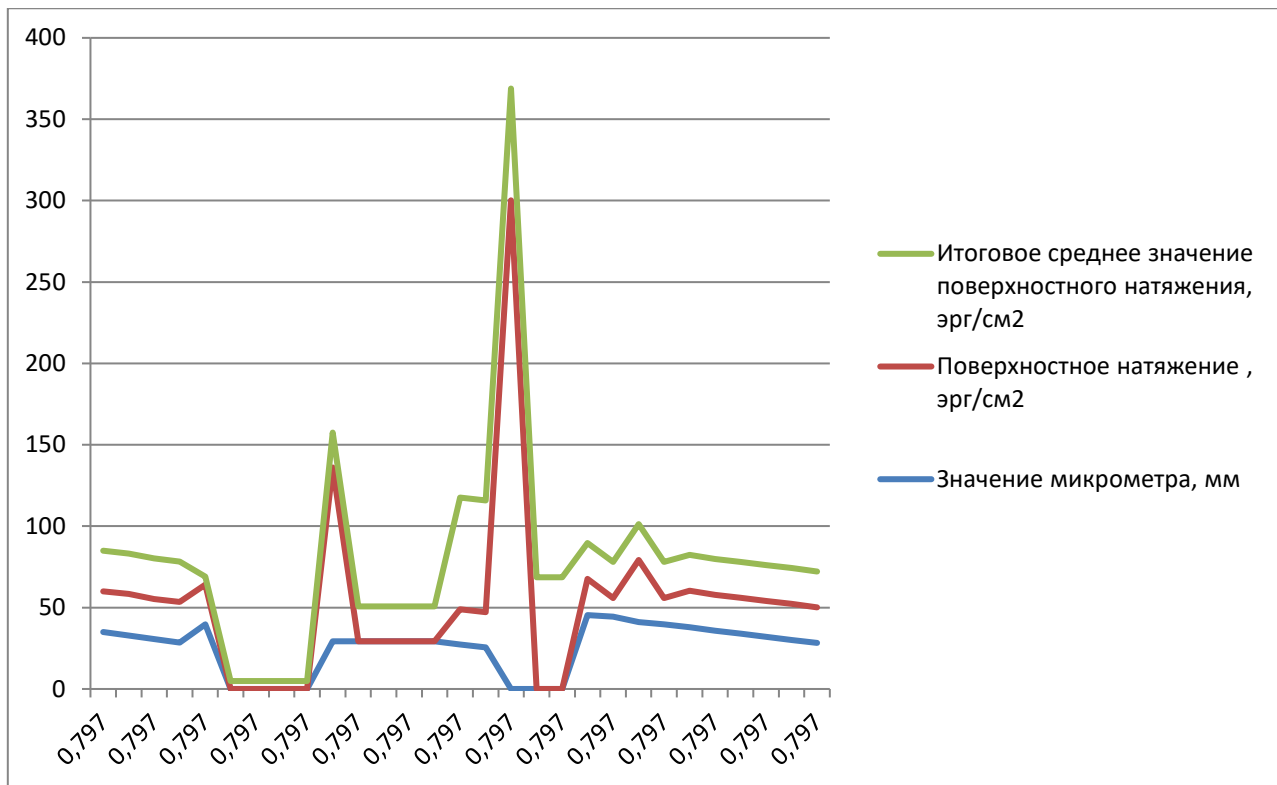


Рисунок 1. Результаты исследование поверхностного натяжения эмульсии в разных средах сталагмометрическим методом

#### Список использованных источников:

1. Современные буровые растворы для предупреждения осложнений на месторождениях ПАО "ТАТНЕФТЬ"/ Хузина Л.Б., Голубь С.И. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022. Сборник трудов международной научно-технической конференции . 2022. С. 380-385.

2. Руо - показатель качества при бурении горизонтальных скважин в ПАО «ТАТНЕФТЬ» / Бабакаев А.Н., Голубь С.И. В сборнике: Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии. Сборник материалов VI Международной научно-практической конференции молодых ученых. Альметьевск, 2021. С. 156-161.

УДК 622.276

### БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН: ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ

**Р.А. Даминов**

(Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, Российская Федерация, ст. гр. СГБ-23-01)

Нефть и газ имеют особое значение. На данный момент идет тенденция ускорения ввода в эксплуатацию новых скважин и увеличения объемов проходки скважин. По итогам первого полугодия 2023 года российские нефтегазовые компании пробурили 15 197,5 тыс. м скважин, 14 723,9 тыс. м приходится на эксплуатационное бурение и 473,6 тыс. м на разведочное. [2]

Ввод новых нефтяных скважин в эксплуатацию по предприятиям России за первое полугодие 2023 года составило 4126 скважин, что на 484 ед. больше, чем за первое полугодие 2022 года. Так, «Татнефть» ввела 584 новые скважины, что на 200 больше, чем за аналогичный период предыдущего года. «ЛУКОЙЛ» запустил 531 новую скважину, увеличив показатель на 101 скважину. В то время как «Роснефть» ввела 1461 новую скважину, превысив прошлогодний показатель на 92 скважины. Всего 3 компании сократили ввод новых скважин по сравнению с первым полугодием 2022 года, а именно ПАО «Башнефть» (-33), ПАО «Сургутнефтегаз» (-22), ПАО «НОВАТЭК» (-9).

Увеличение темпов бурения и ввода новых нефтяных скважин российскими компаниями может быть связано в том числе со следующими основными факторами:

1) Стабилизацией логистики – пандемия и санкционные ограничения стали причинами возникновения сложностей в логистических цепочках и неопределенностью при сбыте нефти. Однако пандемийные ограничения сняты, а нефтяные компании сумели перераспределить выпадающие экспортные объемы из-за санкционных ограничений в Юго-Восточную Азию, Индию и Китай.

2) Истощением действующих скважин — нефтяники вынуждены бурить больше в целях поддержания добычи на текущем уровне. Как правило, это вызвано истощением скважин и нерентабельностью продолжением добычи на скважинах.

При этом наращивание ввода новых нефтяных скважин в последние несколько лет фиксируется преимущественно в исторических локациях: Западной Сибири, Волго-Урале. Так, свое присутствие в Западной Сибири и Волго-Урале увеличивает «Татнефть», НК и «Русснефть».

Развитие дальневосточного кластера может отложиться из-за санкционных ограничений. Ограничение доступа к технологиям вынуждает российские компании искать новых поставщиков, разрабатывать технологические решения самостоятельно и пересматривать логистические маршруты для импорта. Кроме того, из-за перераспределения экспортных объемов с Запада на Восток для дальневосточного кластера необходимо выстроить логистические маршруты в «дружественные страны». К примеру, в рамках проекта «Восток Ойл» компания «Роснефть» планирует создать новую нефтегазовую провинцию на полуострове Таймыр.

В среднесрочной и долгосрочной перспективе сокращать инвестиции в бурение для лидеров российского рынка неактуально.

Существует ряд задач, которые необходимо решить российским нефтяным компаниям для поддержания стабильного процесса бурения. Например, на сегодняшний момент в России нефтяные компании сталкиваются с постоянным ухудшением качества ресурсной базы, доля ТРИЗ в структуре отечественной нефтегазодобычи с 2010 года увеличилась примерно с 8 до 25 %. [1] В связи с большим вовлечением трудноизвлекаемых запасов потребность в объеме как горизонтальных скважин, так и геолого-технологических мероприятий возрастает. Причиной такого роста является более быстрое истощение скважин ТРИЗ. Поэтому стимулирование разработки ТРИЗ, а именно инвестирование в новые проекты и введение льготных ставок, является обязательным условием для их успешного освоения и поддержания стабильного уровня добычи нефти в РФ в долгосрочной перспективе.

Также необходимо разрабатывать высокотехнологичное оборудование и инфраструктуру для освоения ТРИЗ и шельфовых месторождений, в том числе обеспечить существенный прирост парка буровых установок для достижения указанных выше объемов бурения до 2030 г. Сейчас парк буровых машин в России насчитывает около 1,5 тыс. единиц. Но порядка 40 % из них, по экспертным оценкам, существенно устарело,

поэтому для сохранения и роста темпов бурения придется существенно обновить парк буровых машин. Кроме того, несмотря на огромные запасы нефти и газа российского шельфа, ближайшие 10 лет его вовлечение в разработку останется крайне низким из-за отсутствия высокотехнологичного оборудования и инфраструктуры и, как следствие, низкой рентабельности. [3]

#### **Список использованных источников**

1. Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Еникеев Б.Н., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Смирнов О.А., Федоров В.Н., Шагиев Р.Г., Шагиев Р.Р. Современное состояние исследований скважин и пластов нефтегазовых месторождений в России // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. №2 (37). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sovremennoe-sostoyanie-issledovaniy-skvazhin-i-plastov-neftegazovyh-mestorozhdeniy-v-rossii> (дата обращения: 09.11.2023).
2. Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации - <https://minenergo.gov.ru/> (дата обращения: 05.11.2023).
3. «Перспективы развития нефтесервисной отрасли в России до 2030 г.» - <https://yakov.partners/publications/russian-oilfield-service-industry/> (дата обращения: 05.11.2023)

УДК 622.245.43

### **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПОДХОДА ПО ВЫБОРУ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ**

*Дерендяев В.В (аспирант),  
Чернышов С.Е. (заведующий кафедрой Нефтегазовые технологии)  
(Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь)*

Важным этапом при строительстве скважин является их крепление. Для формирования прочной герметичной крепи необходимо осуществлять подготовку ствола скважины перед закачкой тампонажного раствора с применением буферных жидкостей, которые обеспечивают более полное вытеснение бурового раствора из скважины, в т.ч. удаление фильтрационной корки [1, 2]. Зачастую химические реагенты, используемые в составах технологических жидкостей на этапах строительства, подготовки ствола и крепления скважин не обладают химической совместимостью из-за чего могут появляться дополнительные искусственные барьеры, препятствующие формированию прочной герметичной крепи.

При выборе и обосновании компонентного состава буферных жидкостей необходим избирательный подход, зависящий от различных факторов, таких как тип горных пород в интервале цементирования, тип и состав бурового и тампонажного растворов, наличие осложнений и др.

Для обоснования эффективности предложенного подхода по выбору состава буферных жидкостей был выполнен анализ горно-геологических и технико-технологических условий строительства скважин на месторождениях Пермского края, по результатам которого установлено, что при бурении применялись полимер-глинистые буровые растворы, а продуктивные пласты были преимущественно представлены

карбонатными коллекторами. Анализ составов буровых растворов выявил наличие в них анионных полимеров. Следует отметить, что карбонатные породы имеют положительный поверхностный заряд, в результате чего анионные полимеры прочно удерживаются на них за счет сил электростатического взаимодействия, образуя прочную фильтрационную корку [3].

Для более полного удаления фильтрационной корки и повышения прочности контакта тампонажного камня с ограничивающими поверхностями выполнен выбор химических реагентов для буферных жидкостей, обеспечивающих удаление фильтрационной корки и дополнительно инициирующих химические реакции, повышающие адгезионное взаимодействие тампонажного камня с сопредельными средами. Результаты сравнительных лабораторных испытаний разработанных составов и технологических схем применения систем буферных жидкостей представлены на рисунке 1.

Анализ результатов исследований подтверждает эффективность разработанных составов и технологических схем применения буферных жидкостей при подготовке ствола скважины к цементировочным работам. Значение усилия выпрессовки без использования буферных жидкостей составило 206,5 Па (рис. 1а), тогда как разработанная система буферных жидкостей, учитывающая химическую природу взаимодействия компонентов технологических жидкостей, а также горно-геологические условия строительства скважин на рассматриваемой территории, позволяет значительно увеличить данный показатель, который составил 1948,7 Па (рис. 1в). Кроме того, полученное значение усилия выпрессовки в несколько раз превышает данный показатель для применяемых в настоящее время буферных составов – 510,8 Па (рис. 1б).

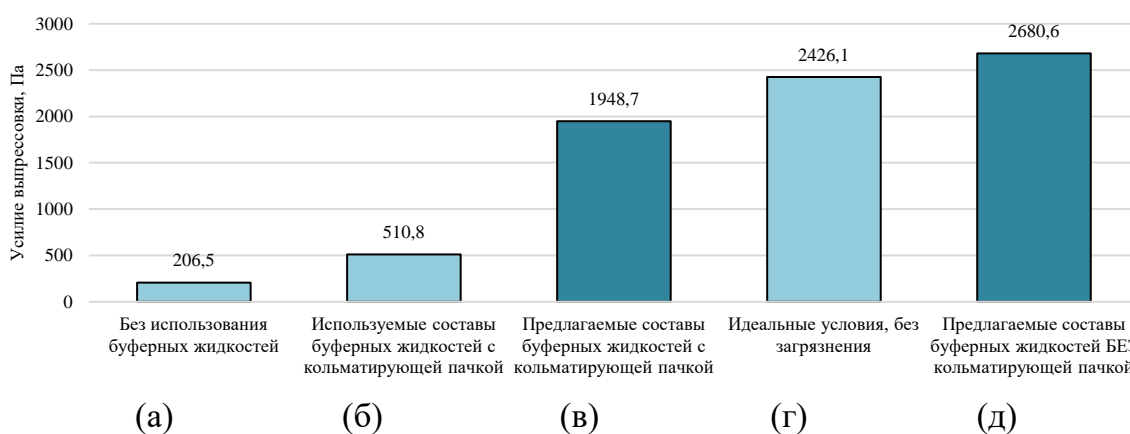


Рисунок 1. Влияние различных составов буферных жидкостей на усилие выпрессовки

Предложенный подход по выбору и обоснованию компонентного состава буферных жидкостей повысит эффективность подготовки ствола скважины к цементировочным работам, а создание условий для протекания химических реакций за счет ввода специальных реагентов в состав буферных жидкостей позволит увеличить герметичность формируемой крепи скважин.

#### Список использованных источников:

1. Чернышов С.Е. Повышение качества крепления эксплуатационных колонн скважин на Трушниковском месторождении нефти / С. Е. Чернышов, П. В. Черепанов, В. В. Дерендяев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 5(341). – С. 42-46. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-5(341)-42-46.

2. Комплексный подход к предупреждению межколонных и заколонных перетоков в нефтегазовых скважинах на месторождениях Пермского края / М. С. Карманков, В. В. Дерендяев, С. Е. Чернышов [и др.] // Научный журнал Российского газового общества. – 2022. – № 1(33). – С. 36-44. – DOI 10.55557/24126497\_2022\_1\_36-44.

3. Ульянова З.В., Кулышев Ю.А., Крысин Н.И. Повышение качества цементирования нефтегазовых скважин, пробуренных с использованием катионных полимеров // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2021. – № 1. – С. 9-13.

УДК 622.24

## **АНАЛИЗ ПОЯВЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЙ, ДЕЙСТВУЮЩИХ НА БУРИЛЬНУЮ КОЛОННУ В ПРОЦЕССЕ ОСЛОЖНЕНИЙ**

*Р.А. Исмаков<sup>1</sup>, А.И. Сафрайдер<sup>2</sup>*

*<sup>1</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, д.т.н., профессор*

*<sup>2</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, к.т.н., ассистент*

Известно, что в процессе бурения скважин трение между бурильной колонной и обсадной по схеме «металл-металл» приводит к значительным контактным напряжениям, высоким значениям трения, и как результат, появлению концентрации напряжений в наиболее уязвимых участках – например, в зоне перехода от замкового соединения к телу трубы. При этом постоянные динамические нагрузки и крутильные колебания, действующие на бурильную колонну, способствуют возможному появлению трещин на замковых соединениях и по телу бурильной трубы. Профилактикой и предотвращением этой проблемы является соблюдение режимных параметров подачи нагрузки и максимальных моментов вращения согласно паспортным характеристикам с учетом архитектуры скважины и динамики работы породоразрушающего инструмента зависящей от твердости горных пород [1, 2].

Анализ режима бурения и других данных по реально пробуренной скважине проведено численное моделирование возможных причин возникновения трещин на замке бурильной трубы ТМК TDS 38 при бурении горизонтальной скважины с определенными геологическими и литологическими свойствами одного из пластов в Восточной Сибири.

В результате инцидента (прихват инструмента) обнаружена продольная трещина на замке бурильной трубы. Для определения причин возникновения данного вида трещин была спроектирована компьютерная модель бурового замка ТБПК 89,9х9,35 ТМК TDS 38 из стали S-135 с соответствующими размерами. Применялись следующие граничные условия:

- осевая (продольная) нагрузка на замок равная 140 тонн сил, согласно отчетам подрядчика;

- опора на резьбу муфты;

- сталь S135 с модулем Юнга 1000 Гпа;

- время приложения нагрузки – 1 тысячная доля секунды.

Были получены данные по касательным и максимальным суммарным эквивалентным напряжениям, и по растяжению после нагрузки.

Максимальное касательное напряжение составило 26,1 МПа и возникало в зоне резьбы и имело продольный характер. Максимальное суммарное эквивалентное напряжение возникало неравномерно, выше резьбы муфты и имело точечный характер. Дальнейшее увеличение времени применения силы увеличивало концентрацию напряжения в точечном фрагменте. Максимальное относительное растяжение составило 0,0015% от длины замка. Данное значение незначительно, что объясняется высоким модулем Юнга применяемого металла [3].

Таким образом, выявленный и смоделированный характер напряжений, свидетельствует о том, что вероятной причиной образования трещины в области замка буровой трубы могли стать чрезмерно высокие натяжения буровой колонны, возникшие из-за приложения высоких нагрузок при натяжении в процессе освобождения колонны от прихвата [4].

#### **Список использованных источников:**

1. А.с. – 56838 KZ. Колонна буровых труб/ А. Мусанов, А. Шалбай; Оpubл. – 2008.
2. De-Li Gao, Wen-Jun Huang. A review of down-hole tubular string buckling in well engineering // Petroleum Science. – August 2015 –Volume 12 – issue 3 – pp. 443–457.
3. Магомедов, Магомед Исследование моделей магнитных материалов методами Монте-Карло / Магомед Магомедов. - М.: LAP Lambert Academic Publishing. – 2011. – 156 с.
4. Reb F.S., Hao L.Z., Wang B.J. and Zhu A.H. Effect analysis of friction on the bucking of horizontal string. – IOP Conf. series: Earth and Environmental science 69. – 2017.

УДК 622.245.142.3

### **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВИЯ ЗАРЯДОВ КУМУЛЯТИВНЫХ ПЕРФОРАТОРОВ**

***А.О. Игнатов***

*Самарский государственный технический университет г. Самара,  
студент инженерно-технологического факультета*

***М.С. Гречухина***

*Самарский государственный технический университет г. Самара,  
старший преподаватель кафедры «ТТХВ»*

***В.А. Воронцова***

*Самарский государственный технический университет г. Самара, аспирант,  
младший научный сотрудник кафедры «ТТХВ»*

В работе рассматривается возможность повышения эффективности действия зарядов кумулятивных перфораторов, применяемых для вторичного вскрытия пластов, содержащих нефть и газ [1]. Это достигается за счет использования порошковых кумулятивных облицовок различных рецептур.

Для проведения эксперимента было изготовлено две облицовки методом пресования из следующих порошковых составов:

- штатная – Cu (88 %) + Pb (12 %) + масло индустриальное (4 %);
- экспериментальная – Al (20 %) + Ni (50 %) + Cu (30 %).

Характерный внешний вид готовых облицовок представлен на рис. 1:

Экспериментальное исследование проводилось по методике API-19B1 на учебно-производственной базе «Роща» (ФГБОУ ВО «СамГТУ»). В качестве мишени использовалась металлическая гильза высотой 700 мм, залитая смесью цемента и песка с соотношением 1:2. На гильзу устанавливались стальные пластины (10 мм), между которыми находилась пластиковая подставка, наполненная водой. Фокусная подставка, на которую ставился заряд, устанавливалась на пластину. Заряд находился в пластиковой втулке, соединенной с детонирующим шнуром. При проведении экспериментов по работоспособности кумулятивных зарядов предлагаемой конструкции оценивались диаметр и объем формируемых перфорационных каналов [1]. Результаты значений диаметров входного отверстия бетонных мишеней приведены в табл. 2. На рис. 2. Представлен характерный внешний вид входного отверстия пластин:



Рис. 1. Внешний вид изготовленных кумулятивных облицовок:  
*а* – облицовка из Cu (88 %) + Pb (12 %) + масло индустриальное (4 %);  
*б* – облицовка из Al (20 %) + Ni (50 %) + Cu (30 %)



Рис. 2. Внешний вид входного отверстия пластин:  
*а* – входное отверстие, полученное после испытаний со штатной облицовкой;  
*б* – входное отверстие, полученное после испытаний с экспериментальной облицовкой

Результаты испытаний приведены в таблице 1:

Таблица 1.

Наименование изделия	Длина канала, мм	Диаметр канала входного, мм	Объем канала, см <sup>3</sup>
Штатное	500	15	39,4
Экспериментальное	200	18	21,94



По результатам испытаний установлено, что наибольший объем перфорационного канала получился вследствие срабатывания штатного образца, а наибольший диаметр перфорационного канала получился вследствие срабатывания экспериментального образца.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках государ-ственного задания (тема № АААА-А12-2110800012-0).*

#### **Список использованных источников:**

1. Брылов С.А., Грабчак Л.Г., Комащенко В.И. Горноразведочные и буровзрывные работы: учебник. – М.: Недра, 1989.

УДК 622.245

### **МЕТОДЫ И ОЦЕНКА КАЧЕСТВА КОНТРОЛЯ И ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С МЕЖКОЛОННЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ**

*А.Д. Латыпов<sup>1</sup>, А. И. Сафрайдер<sup>2</sup>*

*<sup>1</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, студент*

*<sup>2</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, доцент*

Возникновение межколонных давлений (МКД) в скважинах часто встречающаяся проблема в нефтегазовой отрасли, особенную актуальность она получила в результате открытия новых месторождений. В настоящее время ведется активная работа и создаются новые методы оценки качества контроля и исследования скважин, охваченных проблематикой межколонного давления (МКД) в нефтегазовой отрасли. Межколонные давления (МКД) могут привести к серьезным проблемам в работе скважины. МКД возникают в результате неплотного зацементирования скважины, что вскоре может стать результатом проникновения пластового флюида в межколонное пространство (МКП). МКД возникают из-за проникновения пластового флюида в заколонное пространство, что может вызвать различные эксплуатационные проблемы, угрожающие целостности и безопасности добывающих скважин.

Стоит отметить, что методы обнаружения МКД, включая точное измерение давления в скважине для диагностики проникновений, прогностическое компьютерное моделирование, рентгеноструктурный анализ минерального состава и геофизические исследования физических характеристик окружающих пород. Выявление аномалий и источников давления позволяет разрабатывать стратегии для своевременного устранения неполадок и обеспечения эксплуатационной надежности скважин.

Также необходимо подчеркнуть необходимость всестороннего подхода для исследования и контроля МКД и предлагает конкретные технические решения для предотвращения экологических и операционных рисков, связанных с негерметичностью скважин. В целом, контроль и устранение МКД являются важными задачами при бурении и эксплуатации скважин, их пренебрежение может привести к серьезным последствиям.

### **Список использованных источников:**

1. Кашкапеев С.В., Новиков С.С., Особенности образования межколонных давлений в скважине и комплекс исследований для их диагностики // Журнал «Газовая промышленность». 2018. №8. С.54-59.
2. Портал Neftegaz.ru: сайт. - Москва 2013. - URL: <https://studfile.net/> (дата обращения: 13.09.2023). - Текст: электронный.
3. Агадуллин И.И., Игнатъев В.Н., Сухоруков Р.Ю. Экологические аспекты негерметичности заколонного пространства в скважинах различного назначения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 4. С. 82–90.

УДК 622.245

## **ТЕХНОЛОГИЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ, ВСКРЫВШЕЙ ПЕРЕХОДНУЮ ЗОНУ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ**

*Д.С. Леонтьев, Ю.В. Ваганов*

*(Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, доцент)*

В настоящее время такие уникальные газовые месторождения Западной Сибири как Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, Заполярное и др. находятся на поздней стадии разработки, и из их залежей уже извлечено порядка 75 % от начальных запасов газа.

Рядом исследований [1, 2] доказано, что сеноманские газовые залежи имеют несколько зон насыщения (сверху-вниз): зону предельного насыщения, зону недонасыщения, переходную зону, а также зону остаточной газонасыщенности. Опыт разработки таких залежей показывает, что обычно добывающие скважины вскрывают и добывают только из зоны предельного насыщения, для которой характерно максимальное газонасыщение пласта-коллектора. Остальные же зоны не участвуют в эксплуатации по разного рода причинам. Переходная зона, а также зона остаточной газонасыщенности были объединены в одну слабогазонасыщенную зону и по причине ее слабой геологической изученности, а также высоким запасам газа в зоне предельного насыщения, они вовсе были исключены из разработки.

Зона остаточной газонасыщенности завершает газовую залежь. В этом интервале на самых низких гипсометрических отметках залегают полностью водонасыщенные породы, толщиной порядка двух метров. Остаточная газонасыщенность этой зоны в общем случае возрастает кверху от «зеркала воды». Вторая часть – зона совместных притоков пластовой воды и газа (переходная зона).

Задача предлагаемой технологии состоит в повышении эффективности заканчивания добывающей скважины, вскрывшей переходную зону газовой залежи.

Технология заканчивания добывающей скважины, вскрывшей переходную зону газовой залежи [3], включает бурение скважины под кондуктор, спуск обсадной колонны с последующим ее цементированием в заколонном пространстве; бурение скважины под эксплуатационную колонну со вскрытием переходной зоны газовой залежи на всю ее толщину; спуск эксплуатационной колонны с учетом перекрытия всей толщины продуктивного газонасыщенного пласта (зону предельного насыщения); крепление ствола скважины методом «манжетного» цементирования с использованием паке-рующего элемента и перфорированных обсадных труб, отверстия в которых

перекрыты легкоплавкими вставками, при этом пакер устанавливается в интервале крепко сцементированных горных пород; замещение бурового раствора трехпроцентным раствором хлорида кальция; цементирование колонны через муфту ступенчатого цементирования, выполненную совместно с пакером; оставление скважины на период ожидания затвердения цементного раствора; разбуривание пакера на водном растворе хлорида кальция; промывку скважины 20-и %-ной соляной кислотой; в конце продавливание в поровую структуру пласта-коллектора соединений на основе гидрофобных кремнийорганических жидкостей (ГКЖ) и этиловых эфиров ортокремниевой кислоты (этилсиликат ЭТС-40).

#### **Список использованных источников:**

1. Ваганов Ю.В., Ягафаров А.К., Парфирьев В.А., Мансурова М.М. К вопросу повышения производительности газовых скважин, вскрывших слабогазонасыщенную часть сеноманского продуктивного комплекса // Научный журнал Российского газового общества. – 2019 №2(21). – С 5-11.

2. Ваганов Ю.В., Ягафаров А.К., Арсан Ш.А. Изменение молекулярной природы поверхности коллекторов при эксплуатации сеноманских залежей низконапорных газов // Известия вузов Нефть и газ. – 2016. - № 3. – С. 38-44.

3. Пат. 2793351 Российская Федерация, E21B 33/14 (2023.02); E21B 43/00 (2023.02). Способ заканчивания добывающей скважины, вскрывшей переходную зону газовой залежи / Леонтьев Дмитрий Сергеевич (RU), Ваганов Юрий Владимирович (RU), Овчинников Василий Павлович (RU); заявитель и патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Тюменский индустриальный университет" (ТИУ). – № 2022119697 от 18.07.2022; Опубликовано: 31.03.2023 Бюл. № 10.

UDC 622.245.422.6

### **STUDY OF SELF-HEALING PROCESS IN CEMENT STONE WITH ADDITION OF SWELLABLE AGENTS**

*A.S. Maskenov*

*Ufa state petroleum technological university, Ufa, PhD student*

*R.F. Gaynulov*

*Ufa state petroleum technological university, Ufa, Masters degree student*

The report deals with the autogenous healing of cracks in cement stones. Cracks can occur during any stage of oil and gas wells life [1]. Durability of cement stone is impaired by these cracks since they provide an easy path for the transportation of liquids and gasses that potentially contain harmful substances.

The article discusses the concept of using modern materials for self-healing of cement stone, which will improve the quality of construction of oil and gas wells, as well as provide a safer work from an environmental point of view.

To date, self-healing of cement stone is represented by three conceptual approaches: self-healing system based on capsules (granules), in the shell of the vessel (fiber) and without shells [2].

This paper presents the results of experimental studies on the effect of adding rubber, polymers, natural rubber particles on the self-healing ability of cement stone. The paper discusses the self-healing of cement stone after creating artificial cracks. The effect of various environments on the kinetics of swelling, as well as the effect of temperature on the self-healing process has been studied. The research results prove the fundamental possibility of the existence of self-healing cements and the possibility of the restoration of cement sheath.

#### **Reference:**

1. Agzamov F.A., Izmukhambetov B.S. Durability grouting stone in corrosive environments. St. Petersburg. 2005. P. 318.
2. Agzamov F.A., Ismagilov E.R., Nguyen K. The facility for the study of the filtration properties of porous materials // Patent for useful model RF No. 154661, dd. 06.08.2015.

UDC 622.248

### **METHOD AND APPARATUS TO EVALUATE THE PERFORMANCE OF SPOTTING FLUIDS IN DIFFERENTIAL PRESSURE STICKING**

*A.A. Maikobi*

*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa  
Post Graduate Student*

Drilling muds that produce mudcake with strong sticking bonds are more prone to cause differential sticking. On the other hand, drilling muds that deposit mudcake with weak sticking bonds significantly reduces the scope of differential sticking due to easy shearing and tearing of the sticking bonds. In the event of a stuck pipe situation, one of the most effective strategy for quick recovery is the use of a highly efficient and rapidly acting spotting fluid to damage, degrade and destroy mudcake-pipe sticking bonds as quickly as possible to release the stuck pipe easily from the mudcake matrix. This paper describes a simple test for reliable prediction of the performance of various spotting fluids to improve the ease of recovery of a stuck pipe [1].

The test based on the theory that, if a spherical metal piece is embedded into the matrix of a mudcake, it will develop adhesive bonds between the metallic object and the mudcake interface due to the alteration of free surface energy at the contacting surfaces of the mudcake and the spherical foot (see Figure 1). It will also cause alteration, rearrangement and readjustment of the cohesive bonds between the matrix materials in the vicinity of the metal-mudcake interface to resist the release of the object by applying any external forces. Hence, the sticking bonds are the combined results of adhesive and cohesive bonds and are governed by the resultant effect of interfacial tension, Vander der Waal forces, and inter-molecular forces. The magnitude of these forces varies depending on the composition of the mudcakes. Mudcakes deposited by various mud systems have significantly different sticking bond characteristics i.e. sticking bond modulus (SBM) and ultimate sticking bond strength (USBS) [2].

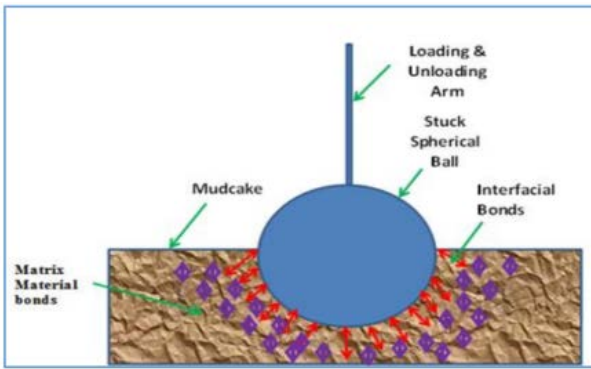


Figure 1-Sticking Bonds Developed at the Mudcake-Spherical Ball Interface

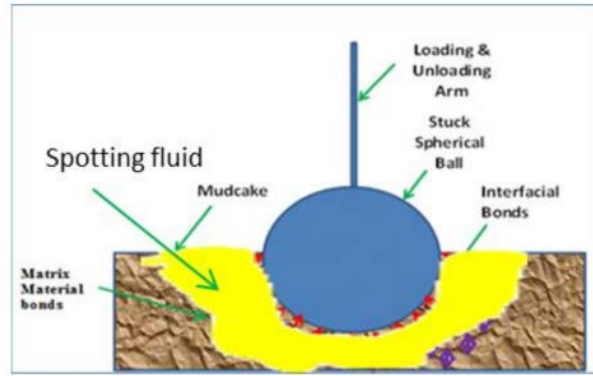


Figure 2-Interfacial and Matrix Bonds at the Mudcake-Spherical Ball Contact Region after Spotting

Figure 2 shows the infiltration of spotting fluid into the mudcake matrix and the metal-mudcake interface. Infiltration of spotting fluid or its component into the mudcake matrix reduces differential pressure acting in the direction of the permeable formation and thus reduces the mechanical push of the pressure component and the metal weight or bending force. The entry of the fluid also causes weakening, degradation and damage to the cohesive and adhesive bonds and thus reduces the strength of the sticking bonds. Its infiltration into the mudcake-pipe interface increases the separation distance, create a loosening effect and produces a lubricating action. The shrinkage, dehydration, mudcake matrix cracking due to the action of the spotting fluid reduces the contact area and thus the number effective sticking bonds holding the stuck object. The resultant effect of all these factors help in reducing the pulling force required to unstuck a stuck pipe.

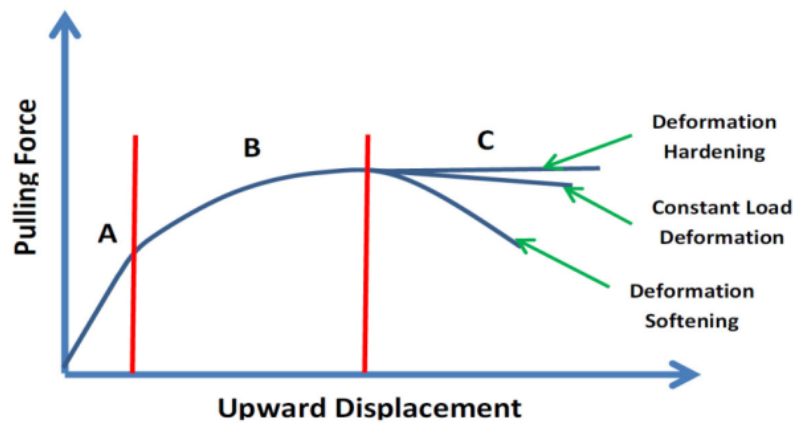


Figure 3- Graphical (Theoretical) Response of Pulling Force vs Upward Displacement

Figure 3 shows the theoretical response curve of the pulling force versus upward displacement of the spherical foot. The curve will have three distinct parts (see Figure 3) due to the variation in the behavior of the sticking bonds under the pulling action. The initial linear part 'A' of the graph represents elastic extension of the sticking bonds under the action of the pulling force. The slope of this initial linear part is defined as the sticking bond modulus (SBM) and is a characteristics parameter of the sticking bonds. Hence, it can be used as an index parameter for comparative assessment of the stiffness of sticking bond of different mudcakes. After the initial linear part of the curve, there is a non-linear response (part 'B') due to progressive damage and degradation of the sticking bonds until a peak value is reached. The

peak value of the pulling force is defined as the ultimate sticking bond strength (USBS). This is another characteristic parameter of the sticking bonds and thus can be used as an index parameter for comparative assessment of sticking bond strength of different mudcakes. The last part of the curve 'part C' indicate post-peak failure of sticking bonds. However, due to softening, constant load deformation or deformation hardening effect, this part of the curve can show three distinct behavior immediately after the peak [3].

### References

1. Islam, M.R. and Hossain M.E. *Drilling Engineering: Towards Achieving Total Sustainability*. 1<sup>st</sup> Edition. Gulf Publishing. Houston, TX, USA. 2020. Pp. 317-382.
2. Biondi A., Giannini, R., Madia, L., and Ferrara, P. Laboratory Equipment to Study Differential Pressure Sticking and Drill String Release Mechanism. Presented at the 14<sup>th</sup> Offshore Mediterranean Conference and Exhibition. Ravenna, Italy. 27-29 March 2019.
3. Amanullah, M. and Al-Arfaj, M. Novel Method and Apparatus for Sticking Fluid Performance Evaluation. SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. Dammam, Saudi Arabia. 24-27 April 2017.

УДК 622.243

## ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВО МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН

*А.С. Меджитов*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа*

**Аннотация:** В статье приведена классификация технологии строительство многоствольных скважин (МСС). Приведено сравнение зарубежного оборудования для строительства многоствольных скважин. Установлены преимущества и недостатки МСС

На сегодняшний день одним из наиболее эффективным способом повышения коэффициента извлечения нефти на поздней стадии разработки является зарезка боковых стволов (ЗБС). При этом данная технология не предполагает сохранения добычи из основного (материнского) ствола скважины. Мировой и отечественный опыт бурения показывает, что перспективным решением, является строительство многоствольных скважин (МСС) из старого фонда скважин и бурение новых МСС.

Такая технология позволяет в большем объеме охватить разрабатываемые запасы нефти при одновременном снижении затрат, поскольку позволяет использовать ранее пробуренные скважины, и возможности использования существующей на месторождении системы сбора, транспорта нефти и газа, и коммуникаций.

Выделяют две основные классификации многоствольных скважин:

1) Классификация по типу вскрытия продуктивных пластов.

- многоствольные скважины (МСС), состоящие из основного ствола, из которого пробурен один или несколько боковых стволов, при этом точка пересечения боковых стволов с основным стволом находится выше вскрываемых горизонтов.

- многозабойные скважины (МЗС), состоящая из основного, как правило, горизонтального ствола, из которого в пределах продуктивного горизонта пробурен один или несколько боковых стволов

2) Классификация по схеме заканчивания (Taml — Technology advancement for multi-laterals), всего в данной классификации выделяется 6 уровней:

1-й уровень - открытый забой в основном и боковом стволах.

2-й уровень - обсаженный основной ствол, боковой ствол имеет открытый забой или хвостовик;

3-й уровень - обсаженный основной ствол, боковой ствол имеет механическое крепление стыка без цементирования;

4-й уровень - основной и боковой стволы обсаживаются и цементируются;

5-й уровень - место стыка зацементировано и герметично, возможна одновременно-раздельная добыча;

6-й уровень - основной ствол имеет разветвление на забое. Каждый ствол обсажен, зацементирован и герметичен. Сочленение образует единое целое с эксплуатационной колонной.

Первый и второй уровни отличаются отсутствием гидравлической и механической изоляции места сопряжения, данные уровни позволяют применять лишь совместную эксплуатацию. Третий и четвертый уровни обеспечивают механическую изоляцию соединения, при этом эксплуатация может быть, как совместной, так и раздельной. Пятый и шестой уровни обеспечивают механическую и гидравлическую герметизацию стыка бокового и основного стволов, но при этом являются наиболее дорогостоящими и технологически сложными способами заканчивания скважин.

На сегодняшний день все крупные зарубежные нефтесервисные компании предлагают решения по строительству МСС, однако применяемые ими технологии не позволяют целиком решить весь комплекс технических задач.

Технология Latch Rite компании Halliburton не позволяет осуществлять строительство боковых стволов на уже построенных скважинах, а предполагает предварительно вырезанное окна в скважине. Технология Rapid Connect компании Schlumberger не позволяет произвести цементирование стыка, что является существенным недостатком. Технология Hook Hanger компании Baker Hughes является наиболее оптимальным решением при строительстве многоствольной скважины, однако ее применении приводит к сужению диаметра основного ствола в области сопряжения, поэтому выполнение сервисных операций затруднено и в некоторых случаях невозможно.

Поэтому, требуется изменение подходов к строительству МСС с целью обеспечения рентабельности их реализации. Помимо внедрения новых технологий сложного заканчивания многоствольных скважин применимые лишь в капиталоемких проектах, необходима адаптация успешных технологий бурения МСС, для разработки универсального, экономически выгодного решения для серийного применения.

Успешная многоствольная скважина, заменяет несколько традиционных и может снизить общие затраты на бурение и заканчивание скважин, увеличить продуктивность и обеспечит более эффективный приток флюида из пласта. Применение многоствольных скважин может обеспечить более эффективное управление разработкой месторождения в целом и обеспечить повышение коэффициента извлечения нефти

К основным недостаткам технологии бурения МСС следует отнести:

1. Увеличение времени строительства скважины и ввода ее в эксплуатацию.

2. Капитальные вложения на строительство МСС значительно превышающие вложения в одноствольную скважину, прежде всего, за счет использования импортного оборудования.

3. Затратность капитального ремонта. Наличие разветвлений в скважине создает сложности в ремонтных работах. Проблемы в эксплуатации МСС могут возникнуть из-за недостаточной герметичности сочленения основного и боковых стволов.

Таким образом, есть значительные перспективы развития строительства многоствольных скважин как одного из актуальных направлений увеличения извлечения нефти из пластов без увеличения количества объектов капитального строительства. Поэтому, актуальной на сегодняшний день задачей является разработка техники и технологии отечественного производства, позволяющей добиться наиболее эффективных показателей добычи при наименьших затратах на строительство.

#### **Список использованных источников:**

1. Исмаков Р.А. Некоторые вопросы строительства многоствольных скважин с горизонтальным окончанием / Р.А. Исмаков // Бурение и нефть / ООО "Бурнефть", 2013. – № 10. - С. 20-22.
2. Паньков В.Н. Анализ технологий соединения стволов многозабойных скважин / В.Н. Паньков, С.А. Коровин, А.В. Ошибков [и др.] // НЕФТЬ И ГАЗ – 2014. – № 6. – С. 41-44.
3. Реука Н.Е. Технологии бурения горизонтально-разветвленных скважин и особенности их эксплуатации в регион / Н.Е. Реука, Ю.А. Скоробогатова // Материалы международной научно-практической конференции «Развитие малого предпринимательства в байкальском регионе» – 2021. – С. 28-33.
4. Зернин А.А. Рекомендации по подбору конструкций многозабойных скважин в разных геологических условиях с учетом накопленного опыта / А.А. Зернин, Е.С. Зюзев, А.С. Сергеев [и др.] // НЕФТЬ И ГАЗ – 2021. – № 5. – С. 159-167.

УДК 622.24.051.624

### **ПОВЫШЕНИЕ РЕСУРСА PDC ДОЛОТ ПРИ БУРЕНИИ В ТВЕРДЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ**

*Р.Р. Мингазов*

(ООО НПП “БУРИНТЕХ”, инженер - конструктор)

*А.Ю. Драган*

(ООО НПП “БУРИНТЕХ”, начальник ПРИ СГК ЦР)

В данной работе рассмотрена проблема износа PDC долот при бурении по твердым горным породам. Выявлено что PDC долото в ходе работы создает высокое значение реактивного момента, что служит причиной возникновения колебаний КНБК. Работа PDC долота в режиме колебаний приводит к интенсивному износу режущих элементов породоразрушающего инструмента[2].

Существует несколько способов снижения колебаний при работе PDC долота, включая изменение технологических параметров бурения и использование амортизирующих устройств в бурильной колонне [1]. Однако наиболее перспективным методом является проектирование PDC долот, которые минимизируют колебания в ходе своей работы. Для этого можно использовать стабилизационные вставки или 3D PDC резы, что позволяет повысить ударную стойкость режущих элементов и более точно контролировать распределение разрушающих напряжений в горной породе.



В работе автором предлагается использовать коэффициент внедрения для PDC долот. Этот коэффициент оценивает склонность PDC резцов к проникновению в горную породу и может быть использован для оптимизации конструкции долота. В лабораторных условиях исследовано влияние различных значений коэффициента внедрения на амплитуду колебаний реактивного момента при бурении. Выявлена его параболическая зависимость.

Полевые испытания показали, что PDC долото, спроектированное с учетом коэффициента внедрения, демонстрировало предсказуемое увеличение момента бурильной компоновки при приложении осевой нагрузки и достигло проектного забоя за один рейс. Это позволило сэкономить время и ресурсы на спускоподъемную операцию по замене долота, что сократило цикл строительства скважины.

В целом, работа подчеркивает важность оптимизации конструкции PDC долот с целью снижения колебаний путем использования коэффициента внедрения в процесс проектирования, что способствует повышению ресурса долота и улучшению производительности бурения в сложных геологических условиях. Дополнительные исследования и оптимизация параметров могут привести к дальнейшим улучшениям в данной области.

#### **Список использованных источников:**

1. Бадретдинов Т.В., Ишбаев Г.Г., Балута А.Г., Шарипов А.Н., Драган А.Ю., Ямалиев В.У. Снижение вибрационной нагрузки на породоразрушающий инструмент и элементы КНБК путем применения демпфирующего переводника // Бурение и нефть. 2017. №7.С.44 – 49.

2. Третьяк А.А. Влияние вибраций на прочностные свойства буровых коронок, армированных алмазно - твердосплавными пластинами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2016. № 10.С. 20–24.

УДК 622.24

### **ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОНОВКИ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ФИЛЬТРОМ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ БЕЗ ГЕРМЕТИЗАЦИИ ФИЛЬТРУЮЩЕЙ ЧАСТИ В УСТОЙЧИВЫХ ПЛАСТАХ ВЕРЕЙСКОГО ГОРИЗОНТА**

*А.И. Мингазов*

*(Альметьевский государственный нефтяной институт г. Альметьевск, аспирант 1 курса)*

В докладе рассматриваются преимущества применения технологии спуска фильтра обсадной колонны без герметизации перфорированной части с сохранением циркуляции.

В зависимости от существенно различающихся свойств продуктивного пласта и технологий выработки запасов углеводородов используют одну из следующих типовых конструкций забоев скважин:

- с открытым забоем;
- спуском перфорированного хвостовика;
- спуском неперфорированного хвостовика с последующим цементированием и перфорацией [1].

Особое значение при выборе конструкции забоя имеет гидродинамическое совершенство призабойной зоны скважины (ПЗС), т.к. достижение проектного или более высокого уровня дебита (или приемистости для нагнетательных скважин), даже при увеличении затрат и продолжительности заканчивания, сокращает период окупаемости строительства скважины [2].

Альтернативным способом вышеописанных методов будет являться технология заканчивания скважин «фильтр без заглушек» для горизонтальных скважин на верейский объект разработки, с возможностью сохранения циркуляции на забое скважины и исключения рисков по недоспуску хвостовика, а также гарантированного сохранения площади фильтрации.

После сборки фильтра обсадной колонны (ФОК), не наворачивая подвеску гидравлическую, в трубное пространство на всю длину хвостовика спускается полированный шток с насосно-компрессорными трубами (НКТ). Полированный шток (2-3 метра) фиксируется в узле герметизации, который находится в интервале башмака хвостовика. НКТ наворачивается к подвеске гидравлической через вертлюжок. Подвеску гидравлическую наворачивают на обсадную колонну.

Предлагаемый метод прост в реализации, поскольку использует стандартные типы НКТ, полированный шток с узлом герметизации в башмаке хвостовика, который не требует дополнительных конструктивных изменений и не ограничивает глубину спуска самого хвостовика [3].

Новым является то, что в подвеске хвостовика (рис.1) добавляется узел соединения с вращающимся вертлюжком с резьбой под муфту НКТ, за счет чего и реализуется основная функция-возможность промывки через башмак при спуске ФОК.

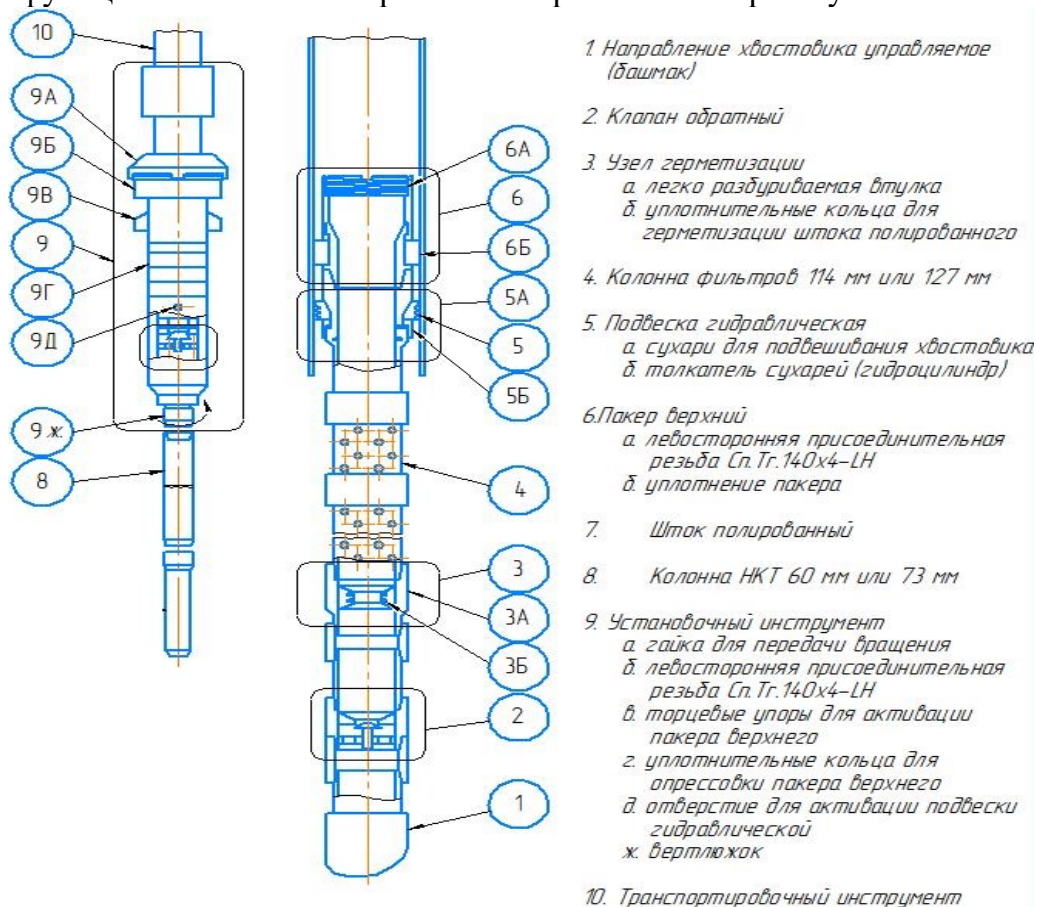


Рис. 1. Конструкция подвески хвостовика

Отказ от использования заглушек в ФОК позволяет:

- упростить технологию очистки при использовании заглушек;
- гарантирует открытые перфорационные отверстия в хвостовике, в том числе повышает площадь канала связи пласт-скважина;
- сократить общее время строительства скважины.

#### Список использованных источников:

1. А. С. Асадчев. Заканчивание скважин: пособие по одноименной дисциплине для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» дневного и заочного форм обучения – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2019. – 171 с.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов. –М.: Недра, 2000. – 670 с.
3. Производство скважинных противопесочных фильтров для нефтяных, водяных и газовых скважин– URL: <https://rosfin.com/production/34/?ysclid=lhwb3c7snb975700468>

УДК 622.276

## ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ ПО РАЗРАБОТКЕ И ПРИМЕНЕНИЮ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ СОСТАВОВ

*М.Е. Миронов<sup>1</sup>, В.В. Дерендяев<sup>1</sup>, С.Е. Чернышов<sup>2</sup>*

*(Пермский национальный исследовательский политехнический университет г. Пермь, <sup>1</sup>аспирант, <sup>2</sup>д.т.н, доцент, заведующий кафедрой НГТ, научный руководитель)*

В настоящее время основной объем добычи нефти и газа в Пермском крае приходится на месторождения, которые разрабатываются уже более пятидесяти лет. Одной из важных проблем при разработке таких месторождений является их высокая обводненность.

Для выявления источников обводнения скважин, как правило, используют графоаналитические методы исследований, оценивающие объем поступления воды в скважину и характеризующие источник обводнения, используя данные эксплуатационных скважин [1].

Выбор и анализ показателей работы скважин на территории Пермского края, требующих решения вопроса ограничения водопритока, осуществлялись при помощи программного обеспечения BaseGIS.

В результате был выполнен анализ различных объектов разработки большинства месторождений юга Пермского края, из которых, с учетом актуальности рассматриваемой проблемы, для дальнейшего исследования выделены следующие: Шагиртско-Гожанское, Красноярско-Куединское и Павловское. Рассматриваемыми продуктивными объектами являются терригенные отложения нижнего и среднего карбона (тульский и бобриковский горизонты). На данных объектах разработки наблюдается интенсивное обводнение продукции скважин. В настоящее время на представленных месторождениях эксплуатируются 309 добывающих скважин, пробуренных на тульско-бобриковские залежи. В таблице 1 приведены средние значения обводненности скважин за

период их эксплуатации (с 1971-2022 г.) и отношение «обводненность-выработка запасов».

По результатам анализа обводненности скважин можно сказать, что в настоящее время для тульско-бобриковских объектов соотношение «обводненность / выработка запасов» менее единицы наблюдается только для Павловского месторождения. Для Шагиртско-Гожанского и Красноярско-Куединского месторождений наблюдается существенное опережение обводнения добывающих скважин по отношению к выработке запасов (рис. 1).

Таблица 1. Результаты анализа обводненности продукции скважин (осредненные значения)

Месторождение	Объект разработки	Выработка запасов, %	Обводненность, %	Обводненность/выработка запасов	Число скважин
Шагиртско-Гожанское	Тл,Бб	85,5	93,4	1,09	126
Красноярско-Куединское	Тл,Бб	54	66,4	1,22	103
Павловское	Тл,Бб	80,40	63,9	0,80	80

Рассматриваемые скважины Шагиртско-Гожанского месторождения характеризуется наибольшей обводненностью. Данное месторождение включает в себя 126 добывающих и 47 нагнетательных скважин, которые эксплуатируются с 1971 года. С обводненностью менее 25 процентов работают только 22 скважины (таблица 2).

Таблица 2 – обводненность скважин Шагиртско-Гожанского месторождения

Диапазон обводненности, %	Число скважин
0-25	22
25-50	17
50-75	18
75-100	69

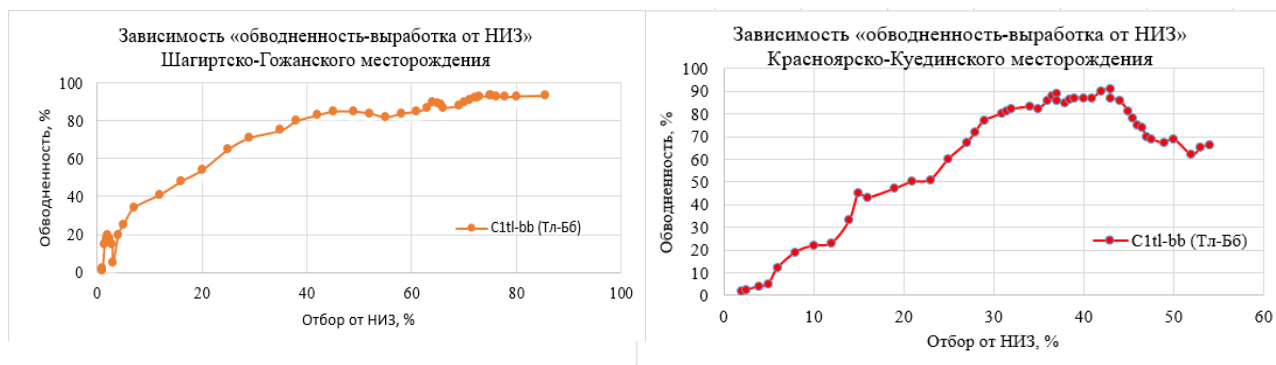


Рисунок 1 – динамика соотношения «обводненность/выработка запасов» для Шагиртско-Гожанского и Красноярско-Куединского месторождений

Установлено, что большая часть скважин работает с обводненностью более 50%. Для регулирования процесса выработки запасов по скважинам необходимо проводить водоизоляционные работы (ВИР) [2]. Стоит отметить, что на данном месторождении уже проводились ВИР с применением составов селективного и неселективного действия.

За рассматриваемый период эксплуатации скважин на представленных месторождениях было проведено более 100 изоляционных работ с применением гелевых и тампонажных составов. Основную долю изоляционных работ составляют гелеобразующие технологии – 63 %. Среднее значение эффекта от применяемых ВИР составило 4,8 т/сут. Наиболее высокую продолжительность действия эффекта от ВИР показали гелеобразующие составы. По результатам анализа определены направления дальнейших исследований, установлены объекты разработки, для которых остается актуальным решение проблемы преждевременной обводненности продукции скважин путем разработки специальных высокоэффективных составов для проведения ВИР в добывающих скважинах.

#### **Список использованных источников:**

1. Бейли, Б. Диагностика и ограничение водопритока / Б. Бейли, М. Крабтри, Д. Тайри и др. // Нефтепромысловое обозрение. – 2001. – № 1. – С. 44–67.
2. Комплексный подход к предупреждению межколонных и заколонных перетоков в нефтегазовых скважинах на месторождениях Пермского края / М. С. Кармаенков, В. В. Дерендяев, С. Е. Чернышов [и др.] // Научный журнал Российского газового общества. – 2022. – № 1(33). – С. 36-44. – DOI 10.55557/24126497\_2022\_1\_36-44.

УДК 622.276

### **ВЛИЯНИЕ СОДЕРЖАНИЯ КРАХМАЛА НА ЗНАЧЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ**

*Миронов Д.Р. (МГБ01-22-01)*

*Руководитель: Четвертнева И.А.*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, Российская Федерация*

В работе рассматриваются исследование влияния концентрации крахмала в водных растворах на величину поверхностного натяжения.

Значение поверхностного натяжения в контексте буровых растворов весьма существенно в процессе бурения и оказывает воздействие на множество характеристик. Ниже приведены основные характеристики промывочной жидкости, которые подвержены влиянию со стороны поверхностного натяжения бурового раствора [1-3]:

1. Механические свойства бурового раствора: Поверхностное натяжение влияет на вязкость и текучесть бурового раствора. Более высокое поверхностное натяжение может делать раствор более вязким и менее подходящим для проникновения в породу. Это может усложнить процесс бурения.

2. Смачивание породы: Поверхностное натяжение также влияет на способность бурового раствора проникать в породу. Низкое поверхностное натяжение облегчает смачивание породы и может увеличить эффективность бурения.

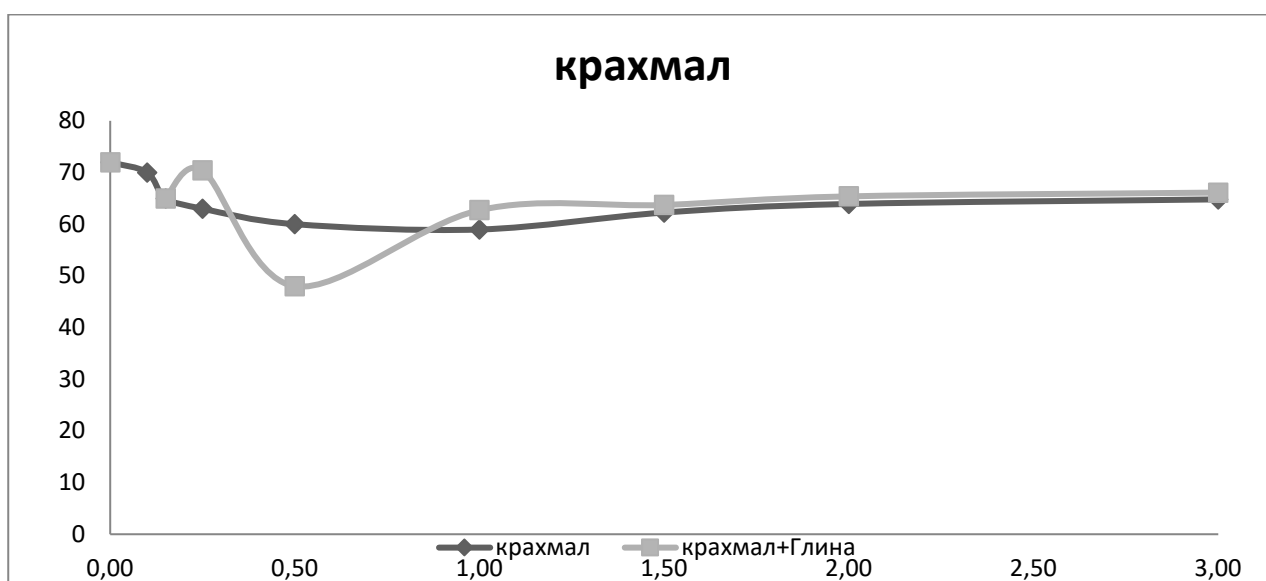
3. Удержание буровой жидкости: Поверхностное натяжение может влиять на способность бурового раствора удерживать твердые частицы. Если оно недостаточно, частицы могут выпадать из раствора.

4. Взаимодействие с глинами и породами: Поверхностное натяжение может влиять на взаимодействие бурового раствора с глинами и породами в скважине. Оно может помочь предотвратить впитывание раствора глинами и образование фильтратов.

5. Разделение фаз: Поверхностное натяжение также может влиять на способность бурового раствора разделяться на фазы (глинистая фаза, вода, масло и пр.) в случае наличия различных компонентов в растворе.

Для оптимизации процесса бурения важно учитывать поверхностное натяжение и подбирать состав бурового раствора так, чтобы обеспечить эффективное проникновение в породу и улучшить его свойства в соответствии с условиями бурения.

Ниже приведен график, отображающий значения поверхностного натяжения в соответствии с процентным содержанием крахмала в растворе.



#### Список использованных источников:

1. Логинова М.Е. Применения адсорбционных моделей для определения характеристик реагентов при равновесных процессах // Нефтегазохимия 2023. № 1. С. 11-14. DOI: 10.24412/2310-8266-2023-1-11-14

2. Логинова М.Е., Четвертнева И.А., Мовсумзаде Э.М., Ахтямов Э.К, Чуйко Е.В. Возобновляемое природное сырье – основа получения многофункциональных биополимерных реагентных систем для применения в нефтепромысловой химии. "Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов". – 2023. Т. 334 № 4 117–125

3. Логинова М.Е., Колчина Г.Ю., Мовсумзаде Э.М. Кинетика протекания мономолекулярной адсорбции реагентных систем. Известия высших учебных заведений. Серия: Химия и химическая технология. Том 66 № 4 (2023), с. 60-67. DOI <https://doi.org/10.6060/ivkkt.20236604.6750>

## КОНТРОЛЬ ПОТЕРЬ ЖИДКОСТИ С БУРОВЫМ РАСТВОРОМ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН FRN-XУ

*Монагас Торресилья Э., Трушкин О.Б., Буйдес де Армас Л.Х*

*МГБ-04-23-01, доцент*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет*

Потери бурового раствора являются одной из наиболее серьезных и дорогостоящих проблем, стоящих перед горнодобывающей промышленностью. Изобретение бурового раствора выполняет несколько различных функций, необходимых для бурения нефтяных или газовых скважин, и повышает общую эффективность операции. Выбор хорошего бурового раствора или раствора является решающим аспектом при бурении скважины, поскольку он отвечает за смазку долота, перетаскивание шлама, контроль давления в пластах и снижение вероятности обрушения стенок скважины, в том числе другие функции. Неправильное решение увеличивает затраты на бурение и иногда может привести к его отказу. Для составления рецептуры бурового раствора необходимо знать стратиграфическую колонку (состав и напряженное состояние – пластовое давление) площади, подлежащей бурению, и характеристики коллектора. На основании этих характеристик определяется программа ила, то есть его свойств и, следовательно, его состава на разных глубинах. Важнейшим компонентом бурового раствора является его базовая жидкость, которая может быть на водной основе, на углеводородной основе или в виде эмульсии. В промышленности часто используются буровые растворы на водной основе или на водной основе, они могут представлять собой пресную или соленую воду. Также широко используются буровые растворы на углеводородной или нефтяной основе, такие как инвертные эмульсии (т.е. вода в масле).

Некоторыми из незапланированных событий, которые могут произойти во время бурения, являются: прихват трубы, выбросы ствола скважины, выбросы, потеря несущей способности шлама, потери циркуляции и повреждение пласта. Чтобы предотвратить или свести к минимуму возможность возникновения этих негативных событий в процессе бурения, в промышленности используются различные составы и добавки для улучшения реологических свойств жидкости в зависимости от контролируемых характеристик (вязкость, предел текучести, прочность геля). такие как: поверхностно-активные вещества, осветлители, эмульгаторы, загустители и другие; Эти свойства оцениваются в лаборатории, чтобы определить их эффективность и производительность.

Исходя из того, что трудно двигаться вперед, не зная пройденного пути или не признавая опыта предыдущих лет, мирового опыта и, прежде всего, собственного опыта, представляется необходимым представить данную статью с кратким историческим обзором бурения скважин на нефть и с особым упором на буровые растворы. За этот последний период были внесены существенные улучшения в технику бурения, особенно в отношении достижения максимальной эффективности при минимальных затратах, с применением во все больших масштабах достижений информационных технологий, компьютеризированных систем управления, обработки и восстановления информации.

На основе предыдущих подходов определены проблема, гипотеза и цели настоящего исследования.

На Кубе нет комплексной документированной методики выбора и применения буровых растворов в различных геологических формациях, позволяющей контролировать потери жидкости. Если тщательно проанализировать факторы, составляющие различные критерии выбора жидкостей для бурения нефтяных или газовых скважин, и оценить их применение, то будет получена интегративная методология, а ее систематическое применение позволит контролировать потери жидкости.

**Список использованных источников:**

1. L. van der Sluis, "Thesis: Design of an automatic drilling fluid measurement setup and closed loop pH control," Shell, Rijswijk, 2012.
2. J. Gunnerod, S. Serra, M. Palacios-Ticas and O. Kvarne, "Highly automated drilling fluids system improves HSE and efficiency, reduces personnel needs," *Drilling Contractor*, vol. Jan/Febr, pp. 73-77, 2009.
3. J.-D. Jansen, O. Bosgra and P. v. d. Hof, "Model-based control of multiphase flow in subsurface oil reservoirs," *Journal of Process Control*, vol. 18, pp. 846-855, 2008.

UDC 622.245

**SURFACE TOPOGRAPHY ANALYSIS OF WELL CEMENT  
WITH THE EFFECT OF NANO ZEOLITE ADDITIVE IN DIFFERENT  
CURING TIME USING ATOMIC FORCE MICROSCOPY**

*Ali I. Mohammedameen*

*Ufa State Petroleum Technological University (USPTU), Ufa, postgraduate student*

This study aims to explore the possibilities of including nano-zeolites (particles with a size of < 100 nm) as additives to Class-G well cement. The emphasis is on examining the effects of these additives on the surface topography and morphology of the cement samples with different curing time by used atomic force microscopy. The aim of this study was to get a deeper comprehension of how atomic force microscopy (AFM) methods may serve as effective instruments for investigating the nanostructure of cement and its hydration products. AFM used also to determine surface roughness by evaluating the parameters that characterize it.

Three different additive of nano-zeolite concentration (0.5%, 1%, and 1.5% BWOC) was used; specimens were cast as (5 cm \* 10 cm) cylinders molds and cured in water bath (tap water was used) in laboratory temperature for (24 h, 72h, and 7 days). Deionized water was used for sample preparation with water/cement ratio of 0.44. Mixing procedure was done in accordance with API Spec. 10A, 2019 [1]. Atomic force microscopy type (NaioAFM 2022, Nanosurf, Switzerland) was used to investigates. The cement samples crushed, and the regular thin section on the middle part was selected to stop hydration treatment. The samples were dried at room temperature.

Results were indicated in Fig.1 and Fig.2. Figure 1 illustrated the 2-D surface topography for cement and nano zeolite additive.



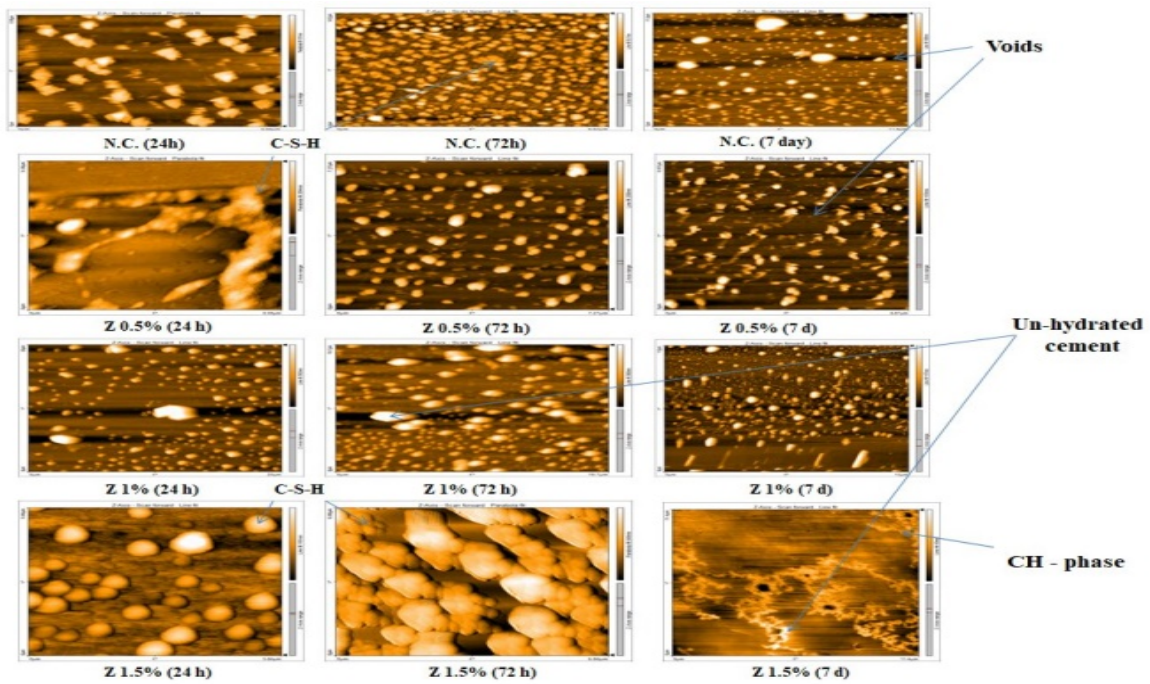


Fig. 1. Surface topography for the samples in different curing time; N.C. is refer to net cement without additive, Z refer to nano zeolite additive.

From Fig. 1, the dark spots have been observed in the images show the presence of voids, were randomly placed. The existence of these voids can be due to improper bonding between cement matrixes. This caused variations in the surface roughness. Un-hydrated cement particles are white in color and also randomly placed. Size of un-hydrated cement decreased with increase additive of nano zeolite and curing time. This might be due to pozzolanic activity of nano zeolite which improves the hydration process. It is highly noticeable that the CH region is flat and smooth and no grain structure is observed. On the other hand, the CSH area is relatively rough and bumpy with a grainy structure [2,3].

Figure 2 shown 3-D image of the samples surface roughness. Nanoparticles impact the cement structures in the samples, causing the formation of polyhedron agglomerates.

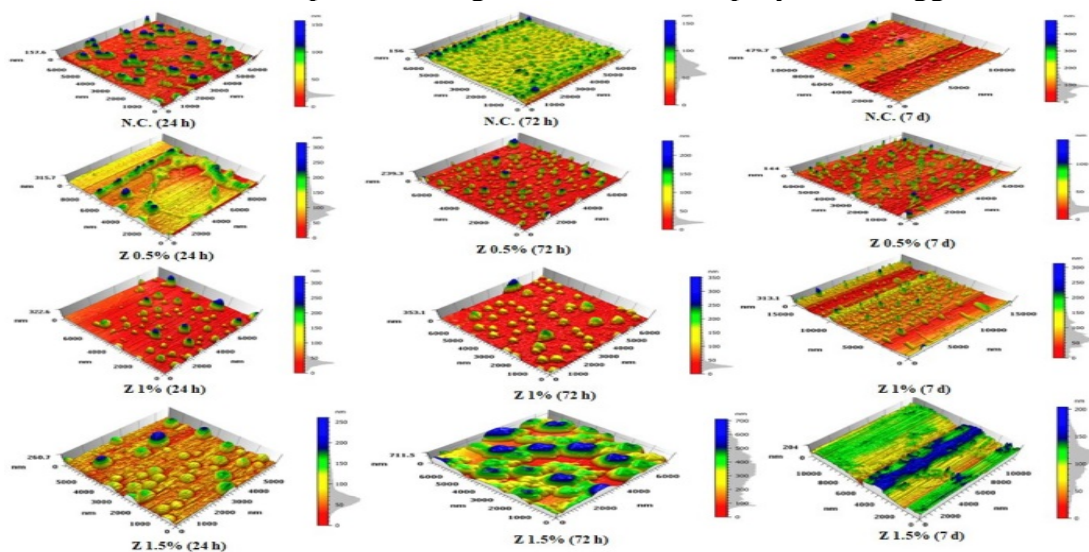


Fig. 2. Surface roughness (3-D) AFM images of the cement specimens without nano zeolite (N.C.) and with (0.5%, 1%, 1.5%) nano zeolite in three curing time.

The AFM topography spectra of the specimens reveal the presence of mudflat cracking over a uniformly smooth and flat surface layer that covers the nano bulk structures including nano zeolite particles. Upon closer examination in these images, it is evident that the nano particles extend over these fissures and seem to enhance the stability of the surface layer against deformation and stress relaxation of cement-based materials. Additionally, they contribute to the viscoelastic behavior of C-S-H, as evidenced by the topography.

### Reference

1. API Spec. 10A, 2019, Specification for Cements and Materials for Well Cementing, 25rd edition.
2. Kunal Bisht, Salman Siddique, P. V. Ramana, Employing atomic force microscopy technique and X-ray diffraction analysis to examine nanostructure and phase of glass concrete, European Journal of Environmental and Civil Engineering, 2022.-Vol. 26.2. <https://doi.org/10.1080/19648189.2019.1677506>
3. Peled, J. Castro, W.J. Weiss, Atomic force and lateral force microscopy (AFM and LFM) examinations of cement and cement hydration products, Cement & Concrete Composites, 2013.-Vol. 36, pp 48–55. <https://doi.org/10.1016/j.cemconcomp.2012.08.021>

УДК 622.24.062.

## К ВОПРОСУ ВЛИЯНИЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ДЕБИТ СКВАЖИНЫ

*Мулюков Р.А.*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доцент)*

*Пантелюк Р.А.*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, аспирант)*

По причине того, что в настоящее время большое количество скважин находятся на 3 стадии разработки проблема повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) актуальна как никогда. Однако решение данной проблемы необходимо искать на более ранних этапах, а именно на стадии проектировании сетки разработки скважин их профилей и конструкций.

Помимо этого практика показывает, что неправильная разработка месторождения и как следствие форсированная добыча с определенной залежи ухудшает ее фильтрационные свойства. Ухудшение фильтрационных свойств в свою очередь оказывает отрицательное влияние на продуктивный пласт, тем самым снижается фактический КИН.

Дело в том, что до момента строительства скважин продуктивный пласт находится в некотором начальном напряженном состоянии, с устоявшимися поровыми каналами, градиентами давлений, микро- и макротрещинами. При строительстве первых скважин вся матрица напряженного состояния меняется, происходит естественное деформирование и релаксация горной породы в зоне вскрытия продуктивного пласта. Также во время отбора нефти на участках залежи происходит изменение давления, что в свою очередь ведет к упругой деформации всего коллектора и захлопыванию трещин с последующим отсечением участков с нефтяными запасами.

В большинстве случаев продуктивных пласт содержит смесь газа, нефти и воды, и при интенсивном отборе на первых этапах происходит преобладающее извлечение попутного газа. Это ведет к резкой дегазации коллектора и уменьшению пластового давления, и как следствие большая часть нефти остаётся не извлеченной. Для поддержания пластового давления на практике используют закачку воды в пласт, что с одной стороны приводит к увеличению давления на вытеснение флюида. Однако, с другой стороны, из-за упругих деформаций, возникших на ранних этапах, большое количество участков коллектора с «матричной нефтью» отсекается созданными линиями тока воды от нагнетательной скважины к добывающим тем самым последующее извлечение нефти с данных участков блокируется.

Используемые в последнее время гидроразрывы пласта только усугубляют ситуацию, так как созданные трещины приводят к еще более быстрому обводнению пласта. Поэтому необходима разработка технологии по совершенствованию вскрытия продуктивного горизонта, которая будет способна к направленной деструкции матрицы напряженного состояния горной породы и как следствие увеличит КИН.

#### **Список использованных источников:**

1. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986. – 608 с.
2. Денк С.О. Проблемы трещиноватых продуктивных объектов. – Пермь: Электронные издательские системы, 2004. – 334 с.
3. Добрынин В.М. Деформация и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1970. – 182 с.

УДК 622.24.062

### **РУСИФИЦИРОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ МРД**

*Мулюков Р.А.*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доцент)*

*Антипов И.А.*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, студент)*

В докладе рассматриваются вопросы результатов оценке института проблем нефти и газа Российской академии наук, (ИПНГ РАН) эффективность добычи нефти при применении традиционных технологий составляет 29%, цифровых - 38%, а у интеллектуальных месторождений с использованием элементов кибернетики этот показатель достигает 47%. [1]. По данным Международного энергетического агентства(IEA), цифровая трансформация в отрасли может сократить значительно расходы для всего общества. Также при использовании как существующих, так и новых цифровых технологий технически извлекаемые ресурсы нефти и газа могут быть увеличены примерно на 5 % в глобальном масштабе. [2].

На текущий момент времени нефтесервисные компании России, задействованные при строительстве скважин, используют свое программное обеспечение (далее ПО) нацеленное на определенную задачу предоставляющую возможность избежать ряда проблем до их начала. Технология наклонно-направленного бурения производит расчеты траекторий и избегает на стадии планирования риск возможного сближения стволов,

исключение или минимизация эффекта «баклинга» и расчетного размещения скважин по системе паук или же скважины по типу «fishebone». Инженеры по сопровождению буровых растворов строят гидравлическую модель скважины для подбора эффективной плотности буровой промывочной жидкости или же замещения, утяжеления раствора в процессе углубления. Аналогичную процедуру производят, технологи при цементировании скважин, но и не обходит стороной супервайзинг и инжиниринг, вплоть до отдела удаленного мониторинга бурения.

Проведение расчетов в ручном режиме должен включает огромный комплекс задач, который на момент завершения предполагаемого расчета становится неактуальным или неточным, что дает преимущество ПО в ускорении процесса работ в реальном времени. Существуют зарубежные аналоги данных программ, использующие ресурсы в своих целях для работ в нефтегазовом рынке России. К тому же зарубежные программы во многом не имеют русифицированного стандарта, что создает дополнительную проблему при переводе с имперской на метрическую единицу значений. Соответственно для рядового инженера подобная программа становится недоступной без дополнительного обучения и наработки опыта в полевых условиях. Имеется и ряд недопущений импортного ПО, которые возможно реализовать самим. Например; скорость подъема/спуска, расчет показателей при замещении одной плотности промывочного агента на другой, учет сопротивлений с включением замков бурильных труб и обсадной колонны или же характеристикой геомеханического моделирования пород исходя из предоставленных данных значений ГК и стратиграфии, включением расчета объемов, коэффициентов кавернозности и выносной способности промывочной жидкости выбуренной породы, построение модели в мультифазном режиме,

#### **Список использованных источников:**

1. Влияние цифровизации на потребление нефти, угля и электроэнергии//Международное энергетическое агентство. – 2019. [Электронный ресурс].
2. А.Иванова Статья Neftegaz.RU. О цифровых решениях в бурении.

УДК.622.245.42

### **РАЗРАБОТКА ВОДНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НАНОЧАСТИЦ, ОБЛАДАЮЩИХ ИНГИБИРУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТЬЮ СЛАНЦА, ДЛЯ УМЕНЬШЕНИЯ ПОВРЕЖДЕНИЯ ПЛАСТА**

*Р. А. Мулюков*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доцент)*

*Ромеро Эрнандес Алисия*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, студент )*

*Джордж де Армас Э. А.*

*(Куба, CEINPET center, Дн., Заведующий лабораторией бурового раствора)*

Объект исследования – водный буровой раствор с использованием наночастиц силиката и барита, обладающий ингибирующей способностью и снижением повреждения пласта.

Исследование сосредоточено на оценке бурового раствора на водной основе (WBM), добавки с силикатными и баритовыми наноматериалами (ранее

охарактеризованными методами XRD, комбинационного рассеяния света, элементного анализа, ИК- и SEM-тестов), которые способствуют физическому ингибированию сланцев и уменьшению повреждений, которые могут Встречаются на месторождениях Варадеро на Кубе[1].

Разработать буровой раствор на водной основе с манометрическими частицами, обладающий ингибирующей способностью и снижающий повреждение пласта[2].

#### **Задача**

1. Описать общие характеристики буровых растворов, использование нанонауки при разработке этих растворов и геологическое описание месторождения в западном секторе Варадеро, Куба.

2. Синтезируйте и физико-химически охарактеризуйте наночастицы силиката и барита (ТГА, РФА, СЭМ, ИК, рамановский анализ, элементный анализ).

3. Приготовьте буровой раствор, используя манометрические частицы силиката и барита в качестве добавки для оценки ингибирующей способности и способности снижать повреждение пласта.

#### **Научная и практическая новизна и значимость полученных результатов.**

Впервые на Кубе будет охарактеризован и разработан буровой раствор с наночастицами в качестве добавок для использования на кубинских нефтяных скважинах.

#### **Список использованных источников:**

1. Шарма, М.М., Чжан, Р., Ченеверт, М.Э., Цзи, Л., Го, К., и Фридрихс, Дж. (2012). Новое семейство буровых растворов на основе наночастиц. Материалы Ежегодной технической конференции и выставки SPE, 5, 4095–4107. <https://doi.org/10.2118/160045-ms>

2. Махмуд О., Наср-Эль-Дин Х.А., Вризас З. и Келессидис В.К. (2016). Буровые растворы на основе наночастиц для минимизации повреждения пласта в условиях ВД/ВД. Материалы Международного симпозиума SPE по борьбе с повреждениями пластов, 2016 г., январь. <https://doi.org/10.2118/178949-ms>

УДК 622.24.062

## **БУРЕНИЕ СКВАЖИН С КОНТРОЛЕМ УСТЬЕВОГО ДАВЛЕНИЯ WELLHEAD PRESSURE MONITORING DURING WELL DRILLING**

***Мулюков Р.А.***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доцент)*

***Антипов И.А.***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, студент)*

В докладе рассматривается современная технология бурения скважин предполагает систематическое использование циркулирующих промывочных агентов для транспортирования разрушенной горной породы на поверхность, обеспечение необходимого противодействия на проходимые скважиной горной породы, подачу энергии к долоту и забойному двигателю, ликвидации пластовых флюидопроявлений[1].

Чтобы правильно выбрать технологические характеристики гидравлического оборудования и определить для каждого конкретного случая необходимые параметры циркуляционного потока в скважине для безаварийной ее проводки или ликвидации

аварии, необходимо принять во внимание достижения знаний реологических данных промывочной жидкости. При использовании которой в процессе углубления создают сопротивления на пласты транзиты, конечной целью которой становится продуктивный горизонт. Разделяют два типа воздействия на пласт; репрессия и депрессия. Времена легких залежей ушли в прошлое и бурение на репрессии уже не столь актуальны и без технологического инженерного подхода подобные вопросы решить уже сложно. Одним из таких методов является технология бурения с регулируемым давлением (MPD). Данная технология делится на три составляющие: MPD (Managed Pressure Drilling)-бурение с регулируемым давлением, UBD (Underbalanced Drilling)-бурение на депрессии и PMCD (Pressurized Mud Cap Drilling)-бурение на сбалансированном давлении или в простонародье: Бурение на грязевой шапке или без выхода циркуляции [2].

Бурение с регулируемым давлением (MPD) представляет собой бурение, при котором имеется возможность создавать и регулировать противодействие на пласт. При стандартном процессе бурения гидростатическое давление бурового раствора на пласт должно превышать пластовое (согласно ПБНГП). То есть, при создании репрессии на пласт в процессе бурения происходит задавливание промывочной жидкости в призабойную зону пласта и происходит воздействие на фильтрационные свойства продуктивного пласта на этапе строительства.

Применение технологии бурения с регулируемым давлением на устье стало популярно при строительстве скважин на месторождениях с истощёнными продуктивными пластами или же с высокопроницаемыми или обвальными пластами. Данные технологии позволяют поддерживать требуемое значение градиента забойного давления как во время циркуляции, так и при её отсутствии (в статике) и варьировать его в случае появления признаков поглощения или проявления.

#### **Список использованных источников:**

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов/ А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др.; Под общей ред. А.И. Спивака. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. - 509 с.:ил.
2. Энциклопедия по буровым растворам. Оренбург: издательство "Летопись", 2005. - 664 с.

УДК 622.24

## **АКТУАЛЬНОСТЬ РОБОТИЗАЦИИ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

***Б.Р. Мусифуллин***

*(Альметьевский Государственный Нефтяной Институт, г. Альметьевск, студент группы 72-22)*

В данном докладе рассматривается вопрос актуальности концепции роботизации процесса строительства скважин на нефть и газ. Рассматривая подходы при бурении скважин на заре становления нефтегазовой индустрии, мы увидим, что сам процесс по своему «технологическому наполнению» на сегодняшний день достиг колоссального развития, так как первые скважины бурились с применением ударно-канатного метода. Однако, учитывая то, что с течением времени происходит усложнение достижения



конечных целей по объектам разработки, возникает необходимость безостановочного развития текущих технологий.

Основы нефтяной и газовой промышленности — ориентирование на использование передовых технологий в отрасли. В наше же время, с учетом цифровизации практически всех процессов, происходит постепенная цифровизация отечественного нефтегазового комплекса:

Помимо технологических целей, роботизация процессе бурения нефтяных и газовых скважин преследует цели, связанные как с промышленной, так и с экологической безопасностью — с целью исключения своего рода «человеческого фактора» при работе на опасном производственном объекте.

К примеру, внедрение роботизированных буровых систем на пилотных проектах как на суше, так и на море, позволяет достичь преимуществ, связанные со снижением эксплуатационных затрат; повышением уровня промышленной безопасности; влиянием на экологическую составляющую [1-4].

Роботизированные буровые комплексы в целом кардинально меняют роль самой буровой бригады посредством смещения акцента ручного труда на процесс контроля цикла бурения скважины.

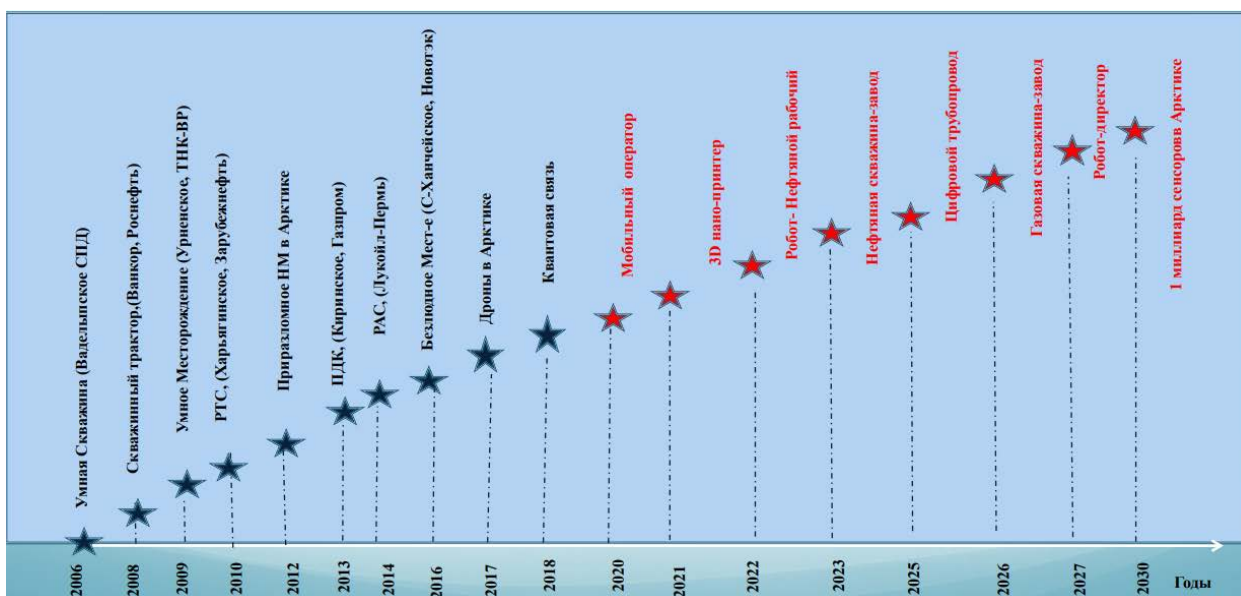


Рисунок 1 — История цифровизации отечественного НГК

Так же наблюдается определенная тенденция к созданию практически автономных автоматизированных комплексов, однако данный процесс займет довольно большое время — ввиду необходимости ведения достаточно кропотливой работы по написанию сложных алгоритмов работы самого комплекса (большая вариативность), особенно это касается морских проектов, в том числе арктического шельфа нашей страны.

Безусловно, для осуществления всех этих процессов необходимо продолжить постоянное развитие и разработку отечественных платформ робототехники, а так же очень важно решить вопрос с систематизацией определенных требований, условий к проектированию данных комплексов. Справедливо отметить, что роботизация процесса бурения нефтяных и газовых скважин — определенно важный и актуальный вопрос, на котором, безусловно, будет сконцентрирован «фокус» основополагающих НГК Российской Федерации компаний.

### Список использованных источников

1. Raunholt L. et al. First Implementation of Robot Technology for the Drill Floor // Offshore Mediterranean Conference and Exhibition. Offshore Mediterranean Conference, 2017.
2. Watt M. et al. The Application of Robotic Drilling Systems in Extreme Environments // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference. Society of Petroleum Engineers, 2016.
3. Hampton P.J. et al. Improvements and Capabilities of the CRD100 Subsea Robotic Drilling Platform // Offshore Technology Conference.
4. SPE/IADC 163466 Sondervik K., Autonomous Robotic Drilling Systems. // SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition held in Amsterdam, The Netherlands, 5–7 March 2013.

УДК 622.276

### АКТУАЛЬНОСТЬ АНАЛИТИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ УРАВНЕНИЙ УПРУГОЙ ЛИНИИ КНБК С РУС

*И.Д. Мухаметгалиев*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, ассистент)*

*А.Р. Яхин*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доцент)*

В условиях сложного современного мирового углеводородного рынка требуется разработка и применение наиболее эффективных и экономически выгодных решений для добычи нефти и природного газа. В условиях глобальной конкуренции на мировом нефтяном рынке буровые компании нуждаются в сокращении издержек, в том числе с путем совершенствования расчетных моделей, которые совершенствуют методологию подбора параметров элементов КНБК для ориентированного бурения. Актуальным остается вопрос разработки методологии расчета отклоняющей силы КНБК при использовании роторных управляемых систем и немагнитных толстостенных бурильных труб (ТБТН) модуля телеметрии с винтовым забойным двигателем для бурения наклонно-направленных скважин и скважин с горизонтальным окончанием [1, 2].

В связи с этим, совершенствование методологии подбора параметров элементов КНБК для ориентированного бурения и повышение эффективности его работы, является актуальной задачей и может способствовать дальнейшему интенсивному развитию технологии бурения скважин.

Было обобщено множество исследований в области проектирования компоновок низа бурильной колонны для бурения наклонно-направленных скважин и скважин с горизонтальным участком, что позволило установить:

1) В связи со сложностью количественной оценки факторов воздействующих на искривление скважины применение кинематические модели описанные А.Г. Калинин, Б.А. Никитиным, К.М. Солодким, Б.З. Султановым затруднено [3].

2) Расчёты Л.Я. Сушона, П.В. Емельянова, Р.Т. Муллагалиева показывают, что влияние осевой нагрузки на напряженно деформированное состояние компоновки



низа бурильной колонны тем меньше чем меньше угол между осями долота и скважины.

Проведенный анализ показал, что для проектирования ориентируемого КНБК с винтовым забойным двигателем с узлом регулировки угла перекоса для бурения скважин с горизонтальным окончанием не выполнен дифференцированный расчет отклоняющей силы и реакции на долоте в зависимости от осевой нагрузки на долоте.

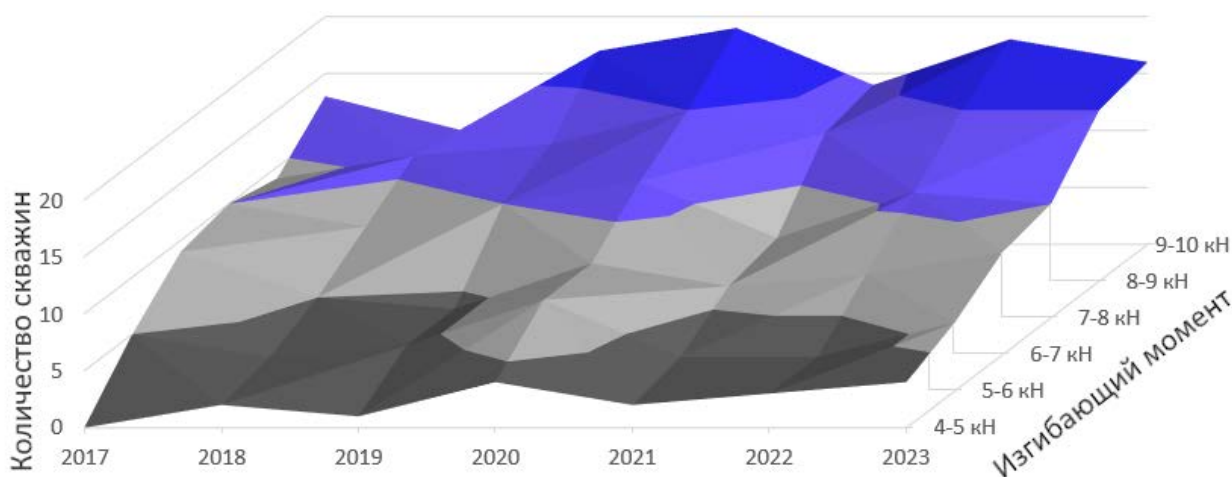


Рисунок 1 – Анализ количества скважин, пробуренных за пределами продуктивного пласта горизонтальной секции с различным изгибающим моментом РУС

Необходимо также отметить, что наблюдается неудовлетворительное качество бурения горизонтальных интервалов направленных скважин в том числе с применением РУС на месторождениях Западной Сибири. По результатам анализа по пробуренным 925 скважинам бурение в интервале коллектора толщиной всего 1 метр приводит к отклонениям связанным со следующими причинами: низкая интенсивность кривизны (70%), ошибка персонала (10%), особенности горно-геологического расположения пласта (15%), нарушение параметров бурения (5%) .

Основываясь на личном производственном опыте бурения в Западной Сибири с 2017 г. горизонтальных скважин с РУС на Рисунке 1 составлена диаграмма, показывающая количество скважин за пределами продуктивного пласта пробуренные выше его кровли или подошвы в зависимости от создаваемого изгибающего момента.

#### Список использованных источников

1. Мухаметгалиев, И.Д. Оптимизация режимов бурения с помощью устройства для измерения отклоняющей силы компоновки низа бурильной колонны во время бурения / Яхин А.Р., Мухаметгалиев И.Д., Трушкин О.Б., Ядрин В.В. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2022. – № 6. – С. 55-65.

2. Мухаметгалиев, И. Д. Разработка программы-тренажера по наклонно-направленному бурению / И. Д. Мухаметгалиев, Р. А. Исмаков, Р. М. Тимиров, А. Р. Нургалеев // Вестник Ассоциации Буровых подрядчиков. – 2020. – № 3. – С. 76–81.

3. Мухаметгалиев, И. Д. Разработка человеко-машинного интерфейса тренажера наклонно-направленного бурения / И. Д. Мухаметгалиев, З. В. Агзамов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Вып. 1 (123). – С. 38–55.

## О ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ ЦЕНТРАТОРА- ТУРБУЛИЗАТОРА

*Д.Р. Набиуллин*

*Альметьевский Государственный Нефтяной Институт г. Альметьевск, аспирант*

*А.А. Дьяконов*

*Альметьевский Государственный Нефтяной Институт г. Альметьевск, д-р техн.  
наук, доцент, ректор, научный руководитель*

*Л.Б. Хузина*

*Альметьевский Государственный Нефтяной Институт г. Альметьевск, д-р техн.  
наук, доцент, зав. каф. БНГС*

В докладе приводятся теоретические исследования турбулизирующей способности центратора – турбулизатора[1] с различными профилями, применяющимися при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин с целью определения оптимальной геометрии профиля, позволяющей поддерживать развитый турбулентный поток промывочной жидкости с высокой частотой и амплитудой локальных пульсаций скорости. Турбулентный поток не позволяет шламу оседать на стенках наклонно-направленных и горизонтальных скважин, что позволяет уменьшить «шламовую подушку» и тем самым снизить количество механических прихватов. Данные мероприятия способствуют уменьшению количества непроизводительного времени при строительстве скважины, что положительно сказывается на экономических показателях нефтесервисной компании. В ходе работы был выполнен комплекс исследований, необходимых для достижения поставленной цели, а именно: построение набора геометрических моделей на основе встречающийся профилей центраторов; построение теоретической модели движения вязкой жидкости для рассматриваемой задачи описывается уравнением Навье-Стокса с учетом ряда допущений, описывающей турбулентный поток[10] промывочной жидкости в окрестности центратора.

### Список использованных источников:

1. Пат. 2022122924 Рос. Федерация, МПК E21B 17/10. Центратор-турбулизатор для бурильных труб / Бабичев И.Н., Дьяконов А.А., Хузина Л.Б., Набиуллин Д.Р., Хузин Б.А.; патентообладатель Государственное бюджетное образовательное учреждение "Альметьевский государственный нефтяной институт" - № 2022122924; заявл. 25.08.2022; публ. 30.11.2022 Бюл. № 34
2. Анциферов Б.И. Обработка призабойных зон в горизонтальных скважинах как метод восстановления эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: материалы XIX научно-практическая конференция. — Москва: Нефтяное хозяйство, 2019. — С. 100-107.
3. Кравец В. Без интенсивного нового бурения прогнозные планы по объемам добычи недостижимы. - 2019 - URL: <https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2019/04/01.-RPI-Forecasted-Production-Targets.pdf/> (дата обращения: 07.12.2022).
4. Райхерт Р.С., Цукренко М.С., Оганов А.С. Проблемы качества очистки наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама // Neftegaz.RU. – 2015. - № 6 – С.32-39

5. Пат. 2009129345 Рос. Федерация, МПК E21B 17/10. Турбулизатор-отклонитель направления потока / Катеева Р.И., Катеев Т.Р. [и др.]; патентообладатель Катеева Р.И. - № 2009129345/22; заявл. 29.07.2009; публ. 27.12.2009
6. Пат. 2009130851 Рос. Федерация, МПК E21B 17/10. Турбулизатор-центратор для обсадной колонны / Миндюков А.Н., Катеева Р.И. [и др.]; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственная лаборатория "Фотон". - № 2009130851/22; заявл. 12.08.2009; публ. 27.01.2010
7. Любимова С.В., Хузина Л.Б. Разработка вспомогательного оборудования, снижающего коэффициент трения бурильной колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. № 2. С. 12-16.
8. Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Хузин Б.А. Анализ и предложение по эффективному применению долот РДС на месторождениях ПАО "Татнефть" // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2017. № 11. С. 15-19.
9. Пителимов А.С., Куринов В.А., Сайфуллин Т.И., Самерханов А.К., Хузина Л.Б., Любимова С.В., Гараева А.Ф. Технологические решения по повышению эффективности процесса строительства скважин в ПАО "Татнефть" // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2021. № 8 (344). С. 5-10.
10. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Теоретическая физика: Учеб. пособ.: Для ВУЗов. В 10 т. Т. VI. Гидродинамика. – 5-е изд., стереот. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2001. – 736 с.

УДК 622.245.01

## **ВОЗМОЖНОСТЬ ИСКЛЮЧЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ КОЛОННЫ ИЗ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ, КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ МОРСКИХ ПРОЕКТОВ**

***В. В. Прохоров***

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,  
г. Пермь, Российская Федерация, студент  
Научный руководитель – С. Чернышов  
Пермский национальный исследовательский политехнический университет,  
г. Пермь, Российская Федерация*

Целесообразность разработки месторождений углеводородов на море определяется прежде всего затратами, связанными со строительством скважин, которые составляют около 50% от всех вложений в нефтегазодобывающий проект [1].

Совершенствование техники и технологии строительства скважин позволит достичь максимума рентабельности подобных нефтегазовых проектов.

В работе рассматривается вопрос оптимизации конструкции скважины для разработки аптского яруса морского нефтегазоконденсатного месторождения им. В.И. Грайфера с целью снижения капитальных затрат на строительство.

По результатам анализа установлено, что недостатками существующих подходов в области строительства скважин на шельфе являются длительные сроки, а также существенная металлоёмкость конструкций скважин, включающих 5 обсадных колонн. На данный момент глубины спуска обсадных колонн типовой конструкции скважины,

следующие: водоотделяющая колонна (762 мм) – 120 м, кондуктор (508 мм) – 650 м, техническая колонна (406,4 мм) – 1180 м, эксплуатационная колонна (244,5 мм) – 1320, хвостовик (168,3 мм) – 1314-1400 м [3].

Использование данной конструкции определяет среднюю продолжительность строительства, которая составляет 50 суток [2]. Также стоит отметить интервалы продуктивных горизонтов месторождения им. В.И. Грайфера – альбский ярус – 1239-1308 м, аптский ярус – 1308-1421 м. [3]. При этом альбский ярус насыщен газом и конденсатом, а аптский – газом в интервале 1308-1332 м, нефтью в интервале 1332-1364 м.

Для оптимизации конструкции скважины был выполнен расчет минимальной глубины спуска эксплуатационной колонны, из-под которой производится вскрытие продуктивных горизонтов. Исходные данные для расчета представлены в таблице №1.

Таблица №1 Исходные данные для расчета минимальной глубины спуска колонны

№	Параметр	Значение	Значение
1	L – Глубина залегания кровли газовых пластов, м	1239	1308
2	P <sub>пл</sub> – Пластовое давление, МПа	14,37	14,52
3	γ – Относительная плотность газа по воздуху	0,641	0,651
4	α <sub>ГРП</sub> – Эквивалент градиента давления гидроразрыва породы под башмаком	1,62	1,62
5	K <sub>б</sub> – Коэффициент безопасности	1,2	1,2
6	ΔP <sub>y</sub> – Дополнительное давление на устье, МПа	1	1
7	ρ <sub>г</sub> – Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	0,086	0,084

$$H_{min} = \frac{100 * (P_y + \Delta P_y)}{\left(\frac{\alpha_{ГРП}}{K_b}\right) - \rho_g}, \text{ где } P_y = \frac{P_{пл}}{e^{0,0001 * \gamma * L}}$$

При вскрытии газоносного интервала на глубине 1239 метров:

$$H_{min} = \frac{100 * (13,27 + 1)}{\left(\frac{1,62}{1,2}\right) - 0,086} = 1128 \text{ м}; P_y = \frac{P_{пл}}{e^{0,0001 * \gamma * L}} = \frac{14,37}{e^{0,0001 * 0,641 * 1239}} = 13,27 \text{ МПа}$$

Рассчитанная аналогичным образом минимальная глубина установки башмака колонны при вскрытии газоносного интервала на глубине 1308 метров составляет 1132 метра.

Таким образом, конструкция скважины будет иметь следующий вид: водоотделяющая колонны (762 мм) – 120 м, кондуктор (508 мм) – 650 м, эксплуатационная колонна (244,5 мм) – 1180, хвостовик (168,3 мм) – 1130-1400 м. В свою очередь это позволит уменьшить затраты средств и времени на строительство скважины за счет бурения интервалов спуска технической и эксплуатационной колонн за одно долбление.

Дальнейшие исследования будут заключаться в обосновании метода цементирования интервала технической и эксплуатационной колонн, так как возникает необходимость разобщения продуктивных горизонтов (альбский и аптский ярус) тампонажной крепью.

С практической точки зрения полученные результаты исследований позволят сократить сроки строительства, уменьшить металлоёмкость конструкции скважины, тем самым повысить рентабельность и перспективность морских нефтегазодобывающих проектов.

### **Список использованных источников:**

1. Балаба В.И. Строительство скважин: от повышения качества – к системе управления качеством. // НИСОНГ. 2003, № 3 - С. 7 -13.;
2. ПД 757-П-00-ООС-0-017-0500-026-ПЗ // Обустройство месторождения им. В.И. Грайфера (Первая стадия освоения) // Раздел 8. Перечень мероприятия по охране окружающей среды;
3. ПД Проект № 806 на бурение (строительство) эксплуатационной скважины месторождения им. В.И. Грайфера // Пояснительная записка // Раздел 1.

УДК 624.131.34

## **ПОВЫШЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ АВТОМАТИЗАЦИИ БУРЕНИЯ И ОСЦИЛЛЯЦИИ БУРОВОЙ КОЛОННЫ**

*Рявкин Д.А. (МГБ01дв-23-01)*

*Яхин А.Р. доцент кафедры БНГС*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, Российская Федерация*

**Аннотация:** В статье рассмотрен способ решения недостаточного доведения осевой нагрузки на долото при бурении горизонтальных скважин с протяженностью горизонтального участка более 1000 м. за счет осцилляции ВСП и автоматизации процесса управления режима бурения.

**Ключевые слова:** Система автоматизированного управления бурением, Система осцилляции верхнего силового привода «Spin Master».

Современная тенденция бурения характеризуется увеличением объемов горизонтальных скважин. При бурении горизонтального участка свыше 1000 м наблюдаются проблемы [1–7], связанные с доведением осевой нагрузки и, как следствие, невозможность продолжения бурения с использованием стандартной КНБК (ВЗД и долото типа PDC).

Существующее решение – бурение с применением технологии РУС, но у данного решения есть существенные минусы, высокая цена и зависимость от зарубежных поставок – как следствие, дефицит оборудования. Технология использования одновременной вращательной и осевой осцилляции бурильной колонны позволяет полностью исключить необходимость применения технологии РУС.

Реализуется вышеуказанная технология за счет одновременного использования вращательной и осевой осцилляции буровой колонны:

1. Вращательная осцилляция обеспечивает снижение сил трения в большей части БК за счет разнонаправленного вращения колонны бурильных труб при помощи верхнего силового привода.

2. Осевая осцилляция обеспечивает снижение сил трения за счет размещения осевого осциллятора в зоне КНБК с не подвижным участком колонны бурильных труб с полным трением.

Когда труба вращается и перемещается в осевом направлении одновременно, трение действует в направлении, противоположном векторному направлению движения точки на трубе [1].

ООО «АСБ» успешно внедрило технологию автоматизированной подачи бурильного инструмента с помощью системы «Система автоматизированного управления бурением» и технологию поверхностной осцилляции бурильного инструмента система «Spin Master».

Система «САУБ» определяет мгновенные изменения эффективности бурения [5], подбирает оптимальные буровые параметры и передает исполнительному механизму команды на изменения режима бурения.

Работа «САУБ» ведется в следующих режимах:

- автоматическое поддержание механической скорости бурения;
- автоматическая подача долота в зависимости от нагрузки на долото;
- автоматическая подача долота в зависимости от перепада давления;
- автоматическая подача долота в зависимости от момента на инструменте;
- автоматическая система поддержания заданной скорости спускоподъемных операций с ограничением на работу лебедки при превышении значений установок.

«Spin Master» предназначен для решения проблемы с дохождением осевой нагрузки на долото при наклонно-направленном бурении в горизонтальном участке, используя ВЗД, при включении её в работу начинается осцилляция колонны бурильных труб при помощи ВСП.

Основной задачей при осцилляции ВСП является минимизация зоны с неподвижной частью колонны бурильных труб. Это достигается за счет максимального количества совершаемых оборотов.

#### **Список используемых источников:**

1. IADC/SPE 92558, Field Proof of the New Sliding Technology for Directional Drilling, Eric Maidla, SPE, and Marc Hacı, SPE, Slider LLC; Scott Jones, SPE, IDR Inc.; Michael Cluchey, SPE, and Michael Alexander, SPE, ChevronTexaco Corp.; and Tommy Warren, SPE, Tesco Corp.

2. Яхин, А. Р. Улучшение триботехнических свойств буровых промывочных жидкостей применением добавок комплексного действия : специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : Диссертация на соискание кандидата технических наук / Яхин, А. Р. ; УГНТУ. — Уфа, 2015. — 172 с.

3. Система программного обеспечения WELLPLAN, Release 2000.0. Руководство для пользователя компании Landmark Graphics Corporation.

4. Sadlier A, Laing M: «Interoperability: An Enable for Drilling Automation and a Driver for Innovation», SPE/IADC 140114.

5. Гранов А.П., Бураков М.Е., Широков И.Ю., Хлебников Д.А. Способ автоматического регулирования подачи бурового инструмента в процессе бурения, патент на изобретение № 2681325, 2018.

6. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. – М.: «ЦентрЛитНефтеГаз», – 2011. – 645 с.

## ИНТЕРПРИТАЦИЯ ВИБРАЦИЙ ПРИ ОПРЕДЕЛЕННЫХ РЕЖИМАХ БУРЕНИЯ

*Д.Ф. Салыхов*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, (А2147-22-01)*

*г. Уфа, Российская Федерация*

В работе рассматриваются вопросы возникновения различных типов технологических вибраций в процессе бурения нефтяных скважин и их расчет с помощью математической модели.

Современные информационные технологии предоставляют широкие возможности для проведения исследований сложных технических систем и процессов на основе их математических моделей. При этом следует учитывать, что подробная модель дает возможность получить относительно точные результаты, происходящие в реальной системе. Это связано с высокой точностью построения модели и настройки ее параметров, чтобы обеспечить необходимый уровень соответствия свойствам системы или технологического процесса.

В процессе бурения скважин особую опасность для скважинного оборудования представляют вибрации, приводящие в случае их критического значения к авариям в скважине (преждевременному износу долота, выходу из строя дорогого навигационного и каротажного оборудования, снижению механической скорости проходки или к поломке инструмента). Это в свою очередь увеличивает непроизводительное время на буровой, что не только нарушает процесс строительства скважины, но и приводит к значительному экономическому ущербу для компании.

Оборудование для бурения становится более технологичным, что ведет к его удорожанию и, как следствие, к большим финансовым затратам на ремонт и оплату непроизводительного времени. Компоновка низа бурильной колонны (КНБК) представляет исключительный интерес, поскольку она содержит дорогие и чувствительные инструменты для управления траекторией (MWD – измерения во время бурения) и оценки пласта (LWD – каротаж во время бурения). Эти инструменты оснащены высокочувствительными датчиками и электроникой, поэтому они не так устойчивы к вибрациям. Все степени свободы бурильной колонны приводят к появлению и развитию специфических динамических проблем при бурении – вибраций [1].

Режимы бурения характеризуется большим количеством параметров, которые оказывают влияние на скорость проходки и прокладки ствола скважины [2]. Эти параметры меняются исходя из условий бурения или пород, составляющих скважину. Но также от этих параметров зависит уровень и тип вибраций, воздействующие на КНБК и все каротажное, навигационное оборудование. Задача математической модели состоит в том, чтобы рассчитывать уровень и тип вибраций при определенных режимах бурения.

В данной работе предлагается создать математическую модель, которая имела бы возможность просчитать и предсказать силу и тип вибрационных нагрузок для каждого из режимов бурения. Для создания модели будут использоваться приемы математического планирования. Приведем пример: имеются следующие наземные данные по режиму бурения: нагрузка 10-14 т, расход ПЖ 36-40л/с, обороты ВСП 40-180 оборотов. Это будут X1, X2 и X3 соответственно. Далее составляется матрица планирования

эксперимента, где знак плюс - максимальное значение переменной, а знак минус – минимальное. На выходе с матрицы имеем значения  $Y$ , которое соответствует типу и уровню вибраций..

Возьмем входные данные по горизонтальной секции бурения скважины Западной Сибири. По режимам бурения имеем следующие параметры: нагрузка 10-16 т, расход ПЖ 36-40л/с, обороты ВСП 40-180 оборотов. В данном примере мы имеем следующую матрицу [3]:

*Таблица 1 – Матрица планированного эксперимента*

№ эксперимента	тип эксперимента	X1	X2	X3
1	+++	16	40	180
2	---	10	36	40
3	+-+	16	40	180
4	--+	10	36	40
5	++-	16	40	180
6	-+-	10	36	40
7	+--	16	40	180
8	---	10	36	40

По результатам обработки удалось выявить что во 2,4 и 6 экспериментах значения переменной  $Y_1$  равно 6, то есть вибрации неравномерного вращения дают стабильный 6 уровень. В дальнейшем планируется увеличить базу вибрационных данных и обработав ее, получить искомую математическую модель [4].

#### **Список использованных источников:**

1. Щербакова К.О., Овезов Б.А., Календарова Л.Р. Анализ возникновения вибраций в процессе бурения. Научный журнал Neftegaz.RU., 2022. №11. С. 12-14.
2. Мухаметгалиев И.Д., Аглиуллин А.Х., Исмаков Р.А., Логинова М.Е., Яхин А.Р. Развитие моделирования параметров КНБК для наклонно-направленного бурения. Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2020. № 4. С. 15-23.
3. Логинова М.Е., Яхин А.Р. Разработка математической модели по экспериментальным данным. Учебно-методическое пособие для студентов очной и заочной формы обучения. – Уфа, Изд-во УГНТУ, 2016. С. 4-6.
4. Логинова М.Е., Четвертнев С.С. Колебания бурильной колонны //Булатовские чтения. 2023. Т. 1. С. 343-346.



## ПЛАНИРОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

*В.М. Семенова, Р.Х. Низаев*

*(Альметьевский Государственный нефтяной институт,  
магистрант;*

*Альметьевский Государственный нефтяной институт,  
Профессор, д.т.н. каф. РиЭНГМ)*

В связи с ограничением по времени строительства скважины компании постоянно нацелены на оптимизацию план-программ, в том числе и на проведение ГДИС на сложных коллекторах без потери качества данных.

Так, применение новой технологии беспроводной глубинной телеметрии передачи данных является актуальным. Коммуникация между скважинным и поверхностным оборудованием обеспечивается путем передачи акустического сигнала, проходящего через испытательную компоновку и предоставляющего возможность двусторонней связи и получения глубинных данных на поверхности в режиме реального времени, а также контроля и управления скважинным оборудованием [1]. Система состоит из группы ретрансляторов (репитеров), установленных через определенные интервалы по глубине. Получая цифровые данные о давлении и температуре с манометров, нижние репитеры конвертируют их в акустический сигнал, который распространяется по испытательной колонне. Верхние группы репитеров принимают этот сигнал и ретранслируют его далее к поверхности. На устье акустический сигнал преобразуется в цифровой электрический сигнал, который, в свою очередь, передается по кабелю через специальный интерфейс на компьютер системы сбора данных.

Данные глубинных манометров синхронизированы с устьевыми данными по давлению, температуре, дебитам другой информации, что позволяет совместно осуществлять контроль качества данных, анализировать ход испытаний, интерпретировать данные без дополнительной обработки [2].

Кроме того, штатная установка узлов ретрансляции (хомуты и репитеры) по глубине предполагает установку в два раза чаще, чем диапазон действия репитера. Так достигается как латеральная, так и вертикальная защита системы от сбоев и дополнительная гарантия надежной передачи данных [3]. Данные с 8 глубинных манометров, установленных выше и ниже пакера, а также выше испытательного клапана передаются в реальном режиме в центр круглосуточной поддержки и интерпретации данных, где во время вызова притока, освоения, отработки на режимах, записи кривой восстановления уровня и давления проводится оперативная проверка качества и интерпретация данных для рекомендации по дальнейшим действиям.

Применение технологии беспроводной глубинной телеметрии позволит использовать глубинные клапаны и пробоотборники, управляемые акустическим сигналом, что сократило время, затрачиваемое на управление стандартными глубинными клапанами. Кроме того, с использованием новых типов пробоотборников можно отбирать глубинные пробы селективно, в любой момент, и устанавливать пробоотборники ниже пакера, что крайне важно при давлении насыщения близком к пластовому давлению.

Стоит отметить внедрение технологии по привязке колонны с перфоратором с помощью гамма-измерений, передаваемых по акустическому каналу и взрывной головке, активируемой акустическим сигналом. С помощью взрывной головки проводились перфорация на азоте и селективное вскрытие объектов, что увеличило количество испытываемых объектов за один спуск.

На основании опыта прошлых лет была определена потребность дублирования замера дебитов другим методом – с помощью многофазного расходомера [4]. В поверхностный комплекс добавлен многофазный расходомер, позволяющий измерять дебиты, газовый фактор и обводненность в условиях нестабильного потока вне зависимости от эмульсии и пенообразования.

Таким образом, применение передовых технологий позволит:

- улучшить информативность кривой восстановления давления (КВД);
- сократить время записи на штуцере и КВД;
- принимать оперативные решения по эффективности метода по вызову притока и целесообразности проведения работ по стимуляции около скважинной зоны;
- сократить до 10 % времени проведения работ на каждом объекте;
- проводить селективную перфорацию и селективный отбор проб без дополнительных СПО;
- улучшить качество определения дебитов, изменения газового фактора и обводненности на разных режимах.

#### **Список использованных источников:**

1. Варламов П.С., Григулецкий В.Г., Варламов Г.П., Варламов С.П. Пласто-испытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин: Производственно-практическое издание – Уфа: ГУП РБ «Уфимский полиграфкомбинат», 2004. – 620 с.
2. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. ВНИИГАЗ, под редакцией Г.А. Зотова, З.С. Алиева. – М.: Недра, 1996.
3. Карнаухов М.Л. Справочник по испытанию скважин. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз., 2008. – 376 с.
4. Основы испытания пластов. Fundamentals of formation testing // пер. с англ. под ред. А. Г. Загуренко. – М.: Роснефть, Институт компьютерных исследований, 2012. – 429 с.

## ПОВЫШЕНИЕ ПРОБИВНОЙ СПОСОБНОСТИ КУМУЛЯТИВНОГО ЗАРЯДА ПОЛУСФЕРИЧЕСКОЙ ОБЛИЦОВКИ С NI – AL ПОКРЫТИЕМ

**В.В. Сергеева**

*(Самарский государственный технический университет г. Самара, студент инженерно — технологического факультета)*

**В.А. Воронцова**

*(Самарский государственный технический университет г. Самара, аспирант, младший научный сотрудник кафедры «ТТХВ»)*

**А.Т. Нурмухаметов**

*(Самарский государственный технический университет г. Самара, доцент кафедры «ТТХВ»)*

В данной работе рассмотрен способ повышения пробивной способности кумулятивных струй, формируемых полусферическими облицовками, за счет покрытия из реакционного материала, нанесенного методом детонационного напыления, на основе никеля и алюминия [1].

В рамках настоящей работы научным коллективом ФГБОУ ВО «СамГТУ» были проведены испытания аналогичные методике АРІ – 19b. В качестве исследуемых образцов были взяты кумулятивные облицовки без покрытия и с покрытием различной толщины, представленных в таблице 1.

*Таблица 1. Объем испытания*

Состав покрытия	Толщина покрытия, мм	Форма КО
Без покрытия	0	Полусфера
Al-Ni	0,2	Полусфера
Al-Ni	0,4	Полусфера
Al-Ni	0,6	Полусфера

Внешний вид облицовки с напылением и бетонных мишеней после проведения испытания представлены на рисунках 1 и 2.



*Рис. 1 – Внешний вид КО с напылением на основе Al-Ni*



а



б

Рис. 2 – Внешний вид бетонной мишени после проведения испытаний образцов с толщиной покрытия: а – 0,2 мм; б – 0,6 мм

Основные результаты испытаний представлены в таблице 2.

Таблица 2. Результаты испытаний по пробитию бетонных мишеней

Состав покрытия	Толщина покрытия, мм	Диаметр отверстия пластины 4 мм, мм		Диаметр отверстия пластины 10 мм, мм		Объем канала бетонной мишени, см <sup>3</sup>
		Вх.	Вых.	Вх.	Вых.	
без покрытия	0	15	15,5	25,6	27	28
Al-Ni	0,2	14,8	14,9	24,2	26,3	73
Al-Ni	0,4	14,6	15,2	22,2	24,6	70
Al-Ni	0,6	16	16,4	19,4	23,4	90

В ходе экспериментальных исследований установлено, что КО полусферической формы с разной толщиной покрытия, в отличие от КО без покрытия, существенно увеличивают объем канала бетонной мишени, что способствует эффективному повышению нефтеотдачи пласта.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках государственного задания (тема № АААА-А12-2110800012-0).*

#### Список использованных источников:

1. Патент RU 2 744 805 С1. Способ нанесения реакционноспособного композиционного покрытия на основе Ni-Al / Ненашев М.В, Деморецкий, Д.А, Ганигин, С.Ю, Нечаев И.В, Кузнецов И.А, Новиков А.А, Симогин В.Л, Мурзин А.Ю, Попов А.Г, Нурмухаметов А.Т., Альдебенев Н.С, Гречухина М.С, Тонеев И.Р.

## ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА БАЗОВЫХ КОМПОНЕНТОВ ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА НА НЕВОДНОЙ ОСНОВЕ

*А.Я. Соловьев*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доцент)*

*Е.А. Толпейкин*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, магистрант)*

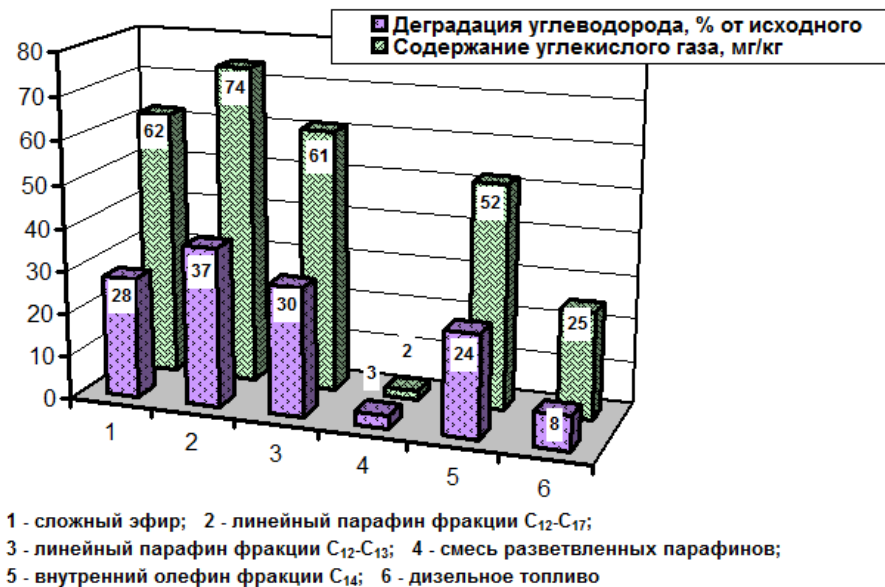
Исходя из технологических аспектов строительства актуальных в настоящее время "сложных скважин" (высокая ингибирующая, смазочная и несущая способности), перспективна разработка экологически безопасного бурового раствора в классе NADF (Non-aqueous drilling fluids) - неводных промывочных систем. Основным компонентом таких систем является органическая базовая жидкость - NABF (Non-aqueous based fluids). При выборе NABF для экологически безопасного бурового раствора целесообразно использовать действующую классификацию, введенную международной ассоциацией производителей нефти и газа - IOGP (International Association of Oil & Gas Producers), основанную на взаимосвязи токсичности базовых жидкостей и содержания в их составе ароматических компонентов [1]. Согласно данной классификации, NABF подразделяются на три группы: 1) с высоким содержанием ароматики (общее содержание ароматики более 5% мас., содержание полициклических аренов - PAHs более 0,35% мас.); 2) с умеренным содержанием ароматики (общее содержание ароматики от 0,5 до 5% мас., содержание PAHs от 0,001 до 0,35% мас.); 3) с низким содержанием ароматики (общее содержание ароматики менее 0,5 мас., содержание PAHs менее 0,001 % мас.).

Наибольший интерес для обозначенной выше цели исследований представляют NABF третьей группы, подразделяемые на высокоочищенные минеральные масла - EMOBFs (Enhanced mineral oil base fluids) и синтетические жидкости, получаемые из не нефтяных прекурсоров - SBFs (Synthetic base fluids). Это связано с действующими законодательными ограничениями, которые предусматривают, во-первых, полный запрет на сброс углеводородов 1 и 2 групп по классификации IOGP в окружающую среду, и, во-вторых, ограничение на содержание NABF 3 группы в отходах бурения (выбуренной породе), составляющее менее 1% мас.

В качестве примера можно привести нормы европейской комиссии по защите экосистемы северо-восточной части Атлантического океана - OSPAR Commission, которая ввела в 1984 г. запрет на сброс буровых отходов при бурении с использованием в качестве NADF дизельного топлива, в 1996 г. запретила сброс в окружающую среду шлама, загрязненного NABF 1 и 2 групп, а с 2001 г. ограничила сброс в нее шлама, полученного при использовании EMOBFs и SBFs 3-группы [2].

Применительно к NABF 3 группы, количество бурового раствора оставшегося на выбуренной породе после прохождения ее через трехступенчатую систему очистки приведено в работе [3]. Согласно этим данным, наименьшее содержание бурового раствора в выбуренной породе - 7,4% соответствует использованию в качестве основы линейных парафинов, наибольшее - 10,5% - использованию линейных  $\alpha$ -олефинов, 10,2% позволяет получить линейный алкилбензол. Таким образом, обеспечить выполнение требования OSPAR очевидно можно уменьшив содержание в NADF неводной основы

до 14% мас. для линейных парафинов и 10% мас. для линейных  $\alpha$ -олефинов. Предпочтительным видом основы является парафиновая, так как обеспечить буровому раствору приемлемые технологические свойства проще при более высоком ее содержании. Аналогичное заключение следует из анализа данных исследования скорости аэробного распада NABF в почве, приведенных на рисунке [4] - линейные парафины способны к биодegradации в почве.



#### Список использованных источников

1. IOGP (International Association of Oil & Gas Producers). 2003. Environmental Aspects of use and disposal of non-aqueous drilling fluids associated with offshore oil & gas operations. Report, 342. IOGP, London, UK. 114 pp.
2. OSPAR. 2000. Decision 2000/3 on the Use of Organic-Phase Drilling Fluids (OPF) and the Discharge of OPF-Contaminated Cuttings. OSPAR Commission, London.
3. Neff, J.M., S. McKelvie, and R.C. Ayers Jr. 2000. Environmental impact of synthetic based drilling fluids. U.S. Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Study MMS 2000-064. 118 pp.
4. Visser, S. Biodegradability and ecotoxicity of six base fluids being considered for drilling mud production. Technical report. Calgary: GUC, 2000.

УДК 622.24.062

### ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ БАЗОВОГО ОРГАНИЧЕСКОГО КОМПОНЕНТА ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА НА НЕВОДНОЙ ОСНОВЕ

*А.Я. Соловьев*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доцент)*

*Е.А. Толпейкин*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, магистрант)*

Опираясь на условия строительства "сложных скважин" на месторождениях Западной Сибири, мы сформулировали требования к органической базовой жидкости -

NABF (Non-aqueous based fluids), являющейся основным компонентом перспективного экологически безопасного бурового раствора на неводной основе NADF (Non-aqueous drilling fluids).

Таблица 1 - Требования и результаты исследования свойств базовой органической жидкости

Наименование показателя	Требуемое значение	Фактическое значение
Массовая доля суммы n-алканов, % масс	более 98	98,3
Массовая доля серы, ppm	менее 5	менее 1
Кинематическая вязкость при 40 °С, мм <sup>2</sup> /с	менее 1,5	1,46
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	740-770	746
Температура застывания, °С	ниже -12	-21
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	более 65	79,9
Предпочтительная фракция n-парафинов	C10-17	C10-17
Содержание полициклических аренов, % масс	менее 0,001	-
Общее содержание аренов, % масс	менее 0,5	0,061
Массовая доля водорастворимых кислот и щелочей	отсутствие	отсутствие

Данные требованиям были сформулированы в виде технического задания для единственного в России производителя жидких нефтяных парафинов ООО "Кинеф", который предоставил соответствующий образец своей продукции. Состав данного образца был проверен нами методом газо-адсорбционной хроматографии на газовом хроматографе «Кристалл 2000М». Оказалось, что при паспортной массовой доле n-алканов 99,2%, определяемой методом UOP 915 (метод Б), содержание этих компонентов по результатам хроматографии без фильтрации слабых пиков составило 97,388 %мас. при нормативном значении этого параметра 98% мас. По этой причине была проведена дополнительная очистка образца методом окисления хлористым аллюминием в соответствии с методикой [1].

Повторная хроматография очищенного образца, результаты которой приведены на рисунке 1, показала повышение массовой доли n-алканов до 98,237% мас., что соответствует параметрам технического задания. Общее содержание ароматики по данным хроматографии составило 0,061 % мас., по паспорту образца (ГОСТ 27808) - 0,06 % мас. Замер содержания полициклической ароматики не производился, так как стандартная база компонентов хроматографа не включает такие соединения, а в число паспортных данных жидких нефтяных парафинов данный параметр не входит.

Таким образом, для идентификации принадлежности жидких нефтяных парафинов, производимых ООО "Кинеф", к 3-группе органических базовых жидкостей по классификации IOGP (International Association of Oil & Gas Producers), а именно, подгруппе высокоочищенных минеральных масел - EMOBFs (Enhanced mineral oil base fluids), необходимо подтверждение содержания полициклических ароматических соединений. Для решения данной задачи стандартные методы газовой хроматографии малоэффективны в связи с очень малой концентрацией и высокой температурой кипения соответствующих компонентов. Более достоверная идентификация и высокая точность определения содержания полициклической ароматики достигаются применением высокоэффективной жидкостной хроматографии (ВЭЖХ), поскольку вещества данной группы обладают сильной флуоресценцией при облучении [3].



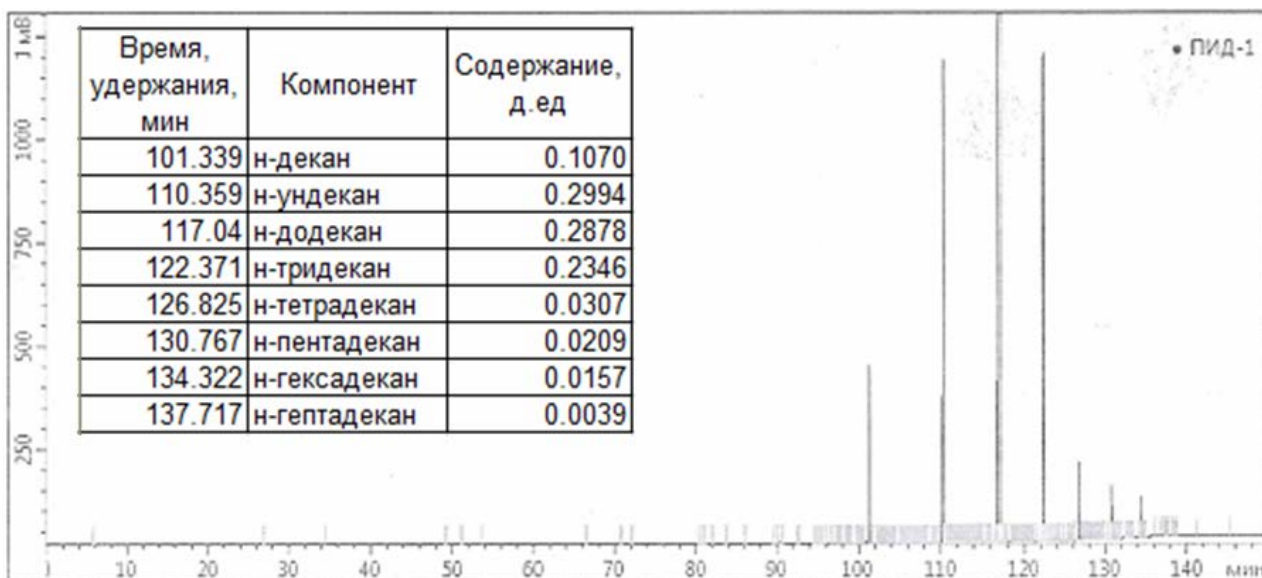


Рисунок 1 - Результаты хроматографического анализа образца жидких нефтяных парафинов

#### Список использованных источников

1. Нигматуллин Р.Г., Золотарев П.А., Гайнанов С.У., Теляшев И.Г.; АО Ново-Уфимский нефтеперерабатывающий завод. Способ деароматизации жидких парафинов. Патент № 2078790 РФ, МПК С10 G 29/12, 73/42 № 93053486/04; Заявл.29.11.1993; Оpubл. 10.05.1997.

2. Беккер Ю. Хроматография. Инструментальная аналитика: методы хроматографии и капиллярного электрофореза: учебное пособие / Ю. Беккер; пер. с нем. В.С. Куровой под ред. А.А. Курганова. – М.: Техносфера, 2009. – 472 с.

УДК 622.24.062

### НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА БАЗЕ ИНВЕРТНО-МИЦЕЛЛЯРНЫХ ДИСПЕРСИЙ ДЛЯ БУРЕНИЯ СЛОЖНЫХ СКВАЖИН

*А.Я. Соловьев*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доцент)*

Первое поколение инвертно-мицеллярных дисперсий (ИМД) было разработано в 2008 г, технология получения, состав и свойства этой системы описаны в работе [1]. Общей характеристикой систем ИМД первого поколения был "гибридный" состав, предусматривающий обработку традиционных биополимерных/полимерных/полимерглинистых минерализованных буровых растворов комплексом ионофоров, один из которых - это лубрикант на углеводородной основе, а второй - водорастворимый ингибитор. При такой обработке резко усиливались ингибирующие свойства системы, что объяснялось образованием инвертной мицеллярной дисперсии с углеводородной внешней фазой, фиксируемым по возникновению значительного напряжения пробы. Свойства получаемой таким образом ИМД вплотную приближались к свойствам буровых растворов на углеводородной основе, отличаясь от них меньшей стабильностью. Наличие полимерных компонентов в ИМД первого поколения было своеобразной страховкой - в случае разрушения мицеллярной системы под воздействием внешних



факторов (температуры, высокоинтенсивного перемешивания, химического загрязнения) ее свойства возвращались к уровню исходного полимерного/биополимерного/полимерглинистого раствора, а не выходили за рамки допустимого, как это происходит при классическом разрушении обратной эмульсии. Однако дальнейшие исследования показали, что полимерные компоненты мешают работе ионофорных мицеллообразователей, приводя к неоправданно высокому содержанию реагентов и усложняя управленческие свойствами ИМД.

Основываясь на указанных результатах, в 2010 г. было создано второе поколение ИМД [2], принципиально отличающееся составом, в котором уже не было полимеров, а остались только необходимые с позиций заявленной схемы образования компоненты: 1) углеводородная основа; 2) мицеллообразователь; 3) комплексообразователь; 4) темплатирующий инициатор; 5) ингибитор. На данном этапе развития были исследованы свойства безполимерной инвертно-мицеллярной системы, установлены концентрационные пределы ее существования, отмечены особенности реологического поведения, процесса образования самоэмульгированием, оценки стабильности и закономерности фильтратоотдачи. Приоритетом при разработке второго поколения ИМД было обеспечение максимальной агрегативной и кинетической устойчивости, для чего концентрация ингибитора, создающего объемные клатратные структуры внутри ядер мицелл, сильно увеличивалась, обеспечивая достаточно высокие реологические свойства при обращении фаз, т.е. переходе в форму прямой эмульсии. Благодаря этому разработанная система не могла полностью утратить свои технологические свойства, которые оставались в допустимых пределах даже если происходила потеря агрегативной устойчивости. Обратной стороной данного подхода стала нестационарность реологического поведения ИМД, выразившаяся в наличии критической скорости сдвига, превышение которой приводило к постепенному переходу в режим "разупорядоченной структуры", сопровождающемуся изменением во времени реологических свойств. Это, в свою очередь, потребовало создания методики моделирования циркуляции ИМД в скважине, позволяющей учитывать временную динамику реологических свойств, а также разработки собственной методики гидравлических расчетов. Необходимость использовать при применении ИМД целого комплекса специальных методик стала серьезным препятствием на пути промышленного внедрения.

По этой причине в 2021 г была начата разработка системы третьего поколения - IMD-NEXT, основанной на новом мицеллообразователе - Супрамола-RS, использующем технологию "жестких спейсеров" (rigid spacer). Использование данной технологии позволило исключить из состава темплатирующий инициатор и ингибитор, оставив только мицеллообразователь. Таким образом, ИМД последнего третьего поколения имеет предельно простой состав и технологию получения: в воду с растворенным инициатором добавляется раствор Супрамола-RS в углеводородной основе. Система образуется без перемешивания самоэмульгированием в течении 15 мин, после чего в нее напрямую можно вводить утяжелитель (микроаморф, микрокальцит, барит). Получаемая система демонстрирует все свойства раствора на углеводородной основе, и позволяет применять стандартные методики оценки технологических свойств буровых растворов, т.е. она полностью лишена недостатков ИМД предыдущего второго поколения, сохраняя все ее достоинства: соотношение углеводород:вода составляет 20:80 вместо 80:20 у традиционных обратных эмульсий, как следствие, можно использовать очень дорогие экологически безопасные углеводородные основы, оставаясь при этом в пределах стоимости раствора на водной основе.

### Список использованных источников

1. Соловьев А.Я. Ингибирующие промывочные системы на основе ионофоров - совершенство при минимуме затрат /Соловьев А.Я., Рамазанов А.Р./ Территория Нефтегаз. 2008. № 12. С. 20-26.
2. Соловьев, А. Я. Инвертно-мицеллярные дисперсии - предпочтительные технологические жидкости для заканчивания скважин / А. Я. Соловьев, Ф. А. Агзамов, С. А. Букин // Территория НЕФТЕГАЗ. - 2014. - № 5. - С. 96-100.

УДК 622.243

## МЕТОДЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СТАБИЛЬНОЙ РАБОТЫ КНБК

*А.В. Спесивцев*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г. Уфа, аспирант;  
ООО НПП "Буринтех" г. Уфа, инженер-конструктор)*

В докладе рассматривается вопрос обеспечения стабильной работы компоновки низа бурильной колонны в процессе бурения глубоких скважин на нефть и газ. Предварительные результаты характеризуют принципы подбора оптимальной технологии и параметров режима бурения для снижения вибрационной нагрузки на бурильный инструмент.

Целью исследования является анализ существующих средств и методов обеспечения стабильной работы компоновки низа бурильной колонны с определением наиболее эффективных и перспективных способов.

Вибрации, возникающие в бурильной колонне и КНБК, являются одними из наиболее распространенных причин возникновения аварий и осложнений в процессе бурения. Снижение негативного влияния вибраций на процесс бурения позволит повысить скорость строительства скважин и, соответственно, снизить затраты на бурение, что обосновывает актуальность решения данной проблемы.

Снижение вибраций во время бурения является объектом множества исследований, для решения данной проблемы разрабатываются различные технические устройства. Например, установка пружинного устройства в КНБК позволила снизить продольные вибрации бурильной колонны над устройством [1]. Гаситель вибрации, основанный на преобразовании момента на долоте в энергию сжатия скручивающейся пружины, позволил сократить время критической вибрации на 46% и повысить общую проходку на долото на 40% [2].

Перспективным направлением в вопросе снижения вибраций во время бурения является совершенствование конструкции долот. Использование резцов PDC с вогнутой режущей гранью может быть использовано для снижения поперечных вибраций и увеличения срока работы долота. Было установлено, что оптимальный угол вогнутости рабочей поверхности резца  $\alpha$  (рисунок 1) должен составлять от 104 до 105 градусов [3].

Долота с ограничением глубины резания (рисунок 2) могут помочь в борьбе со «stick-slip» эффектом [4].

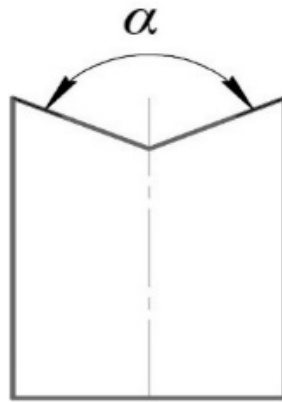


Рисунок 1. Резец с вогнутой режущей гранью

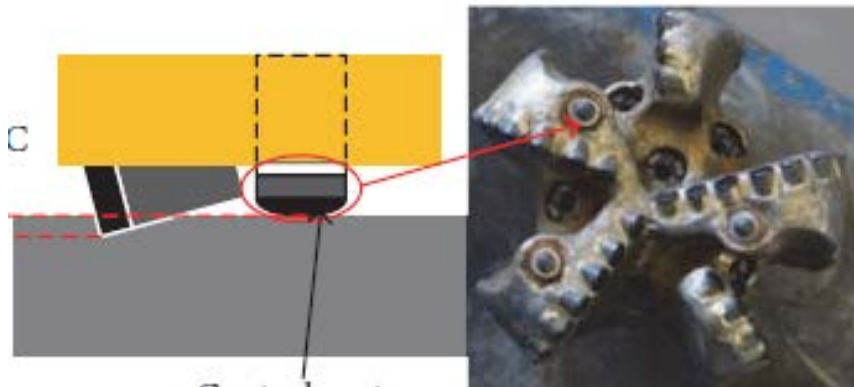


Рисунок 2. Долото с ограничителем глубины резания

Подбор оптимальных параметров режима бурения в процессе проектирования строительства скважины, а также в режиме реального времени в процессе бурения, может значительно снизить вибрационную нагрузку на инструмент. Исследование компоновок, использовавшихся для бурения горизонтальных секций скважин показало, что правильно подобранная скорость вращения инструмента оказывает значительное влияние на стабильность работы КНБК. При этом зависимость скорости вращения от возникающих напряжений не всегда является линейной (рисунок 3).

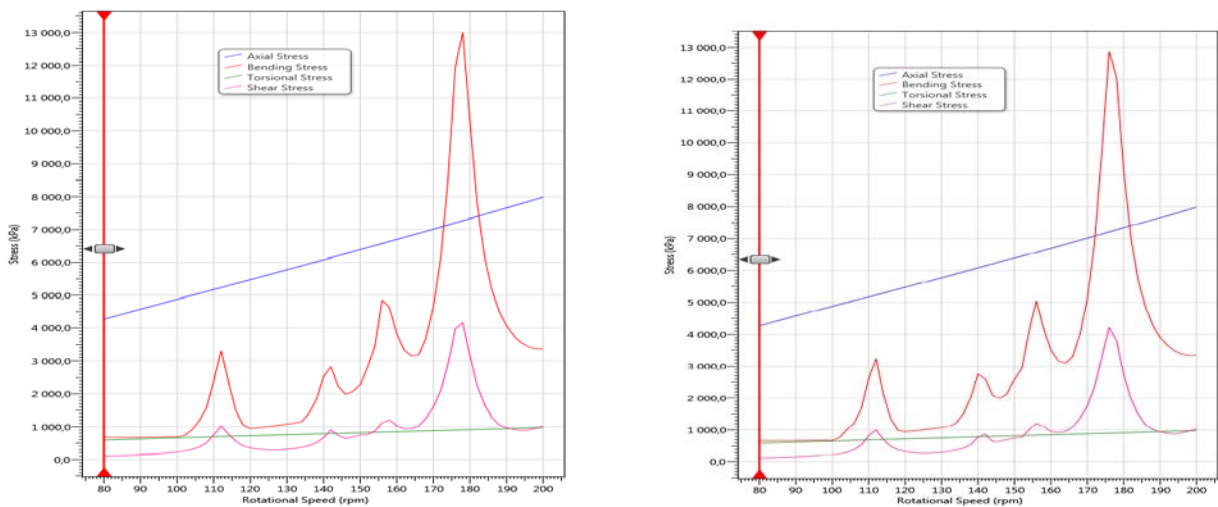


Рисунок 3. Напряжения, при нагрузках на долото 20 и 40 кН и скоростях вращения 80-200 об/мин

Таким образом, в результате исследования были выделены наиболее перспективные методы обеспечения стабильной работы КНБК.

#### **Список использованных источников:**

1. Xu Y., Zhang H., Guan Z. Dynamic Characteristics of Downhole Bit Load and Analysis of Conversion Efficiency of Drill String Vibration Energy // *Energies*. MDPI AG. 2021. Vol. 14, № 1. P. 229.
2. Carpenter C. Faster Rate of Penetration in Hard Chalk: Proving a New Hypothesis for Drilling Dynamics // *Journal of Petroleum Technology*. 2016. Vol. 68, № 2. pp. 59-60.
3. Нескоромных В.В., Попова М.С., Комаровский И.А., Баочанг Л. РЕЗЦЫ PDC С ВОГНУТОЙ ПОВЕРХНОСТЬЮ РЕЖУЩЕЙ ГРАНИ // *Известия ТПУ*. 2022. №4. С. 181-192.
4. Schwefe T. et al. Development and Testing of Stick/Slip-Resistant PDC Bits // *SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition*. 2014.

УДК 62-26

### **ВИБРОСИТО ДЛЯ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА: ОСОБЕННОСТИ И ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ**

*Р.Н. Талибуллин*

*Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «АЛЬМЕТЬЕВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ»,  
ведущий инженер конструктор, аспирант*

В докладе рассматривается оборудование для очистки бурового раствора, а в частности – вибросито.

Вибросито является одним из основных элементов системы очистки бурового раствора, которое обеспечивает его качественную подготовку перед подачей в скважину. Рассмотрим принцип работы вибросита, его основные функции и преимущества использования.

Вибросито представляет собой устройство, состоящее из металлической рамы с сетчатым экраном, который совершает возвратно-поступательные движения определенной частоты и амплитуды. Принцип работы любого вибросита прост и заключается в подаче бурового раствора из потока циркуляции на вибрирующую с определенной частотой сетку, где крупные и средние частицы (0,08 мм и более) шлама удаляются по желобу в отвал, а более мелкие поступают с раствором в поток циркуляции для дальнейшей очистки [1].

Основные функции вибросита:

- 1 Очистка бурового раствора от крупных механических примесей, таких как камни, глина, песок и т.д.
- 2 Повышение качества бурового раствора за счет удаления посторонних частиц, которые могут негативно повлиять на его свойства.
- 3 Обеспечение стабильной работы оборудования и предотвращение его преждевременного износа.

Преимущества использования вибросита для очистки бурового раствора

- 1 Высокая эффективность очистки: вибросито позволяет удалить до 98% крупных механических примесей из бурового раствора.

2 Простота и надежность конструкции: вибросито состоит из минимального количества деталей, что обеспечивает его долговечность и неприхотливость в эксплуатации.

3 Возможность регулировки параметров работы: можно настроить частоту и амплитуду колебаний сита в зависимости от характеристик бурового раствора и требований к его очистке.

4 Низкие затраты на обслуживание: вибросито не требует сложного технического обслуживания и замены дорогостоящих комплектующих.

5 Возможность интеграции с другими элементами системы очистки бурового раствора для достижения максимальной эффективности очистки.

Вибросито для очистки бурового раствора является важным элементом системы бурения скважин и обеспечивает качественную подготовку раствора перед его использованием. Благодаря простоте конструкции, надежности и эффективности вибросита широко используются в различных отраслях промышленности и строительства.

#### **Список использованных источников:**

1. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: издательство «Летопись», 2005. –664 с.

УДК 523:553. 982 :631.67

## **ПРИРОДА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ-ГАЗА-ВОДЫ И РУД В ПОЛЕ ПАЛЕОПРОЧНОСТИ ГЕОИДА**

*Ш.Э. Усупаев*

*(Центрально Азиатский институт прикладных исследований Земли,  
г. Бишкек, профессор)*

В докладе рассматривается концепция ударных 5 кратных космоэзогенно-катастрофических столкновений Земли с соразмерными подобными планетами, при резонансных пересечениях орбит палео-Геоидов. Земля является небесным телом состоящим из объединенных скачкообразно при их столкновениях 6 планетоблем и 67 астероидоблем.

На рисунке 1 представлена “Ноосферная инженерно-геономическая и катастрофоведческая модель космоэзогенного ударного образования Геоида и новая шкала рубежей геономического и геологического времени скачкообразного увеличения массы и объема гибридной Земли” [1-3].

На рисунке 2 приведена разработанная “Ноосферная инженерно-геономическая и катастрофоведческая модель-разрез гибридного Геоида с компонентами ударных столкновений протоЗемли с 5 подобными небесными телами сформировавшими 3 глубинных уровня дефлюидизирующих и дегазирующих ДО-дренажных оболочек, играющих ведущую роль в формировании ювенильной воды H<sub>2</sub>O, и флюидов из SH и HgH как первоисточников формирования нефтегазоуглеруд”.



дефиците фауны месторождения углей, высвобождают ювенильные подземные воды трансформирующие георисками водного и флюидного характера поле палео-прочности планетосфер Геоида.

Образованию нефти и газа как механизм дегазации и дефлюидизации, и активизации георисков, способствует орбитальное вращение твердого ядра, которое приводит к геодеформациям расположенных выше сфер Земли, участвуя в генезисе месторождений, в т.ч. углеводородов [1-3].

#### **Список использованных источников:**

1. Ачкасов П. В., Усупаев Ш. Э. Гипотеза ударного преобразования планет солнечной системы на примере Земли. //Материалы международной конференции: Подготовка к чрезвычайным ситуациям и реагирование на риски экологической безопасности в Центральном-Азиатском регионе. Бишкек: Изд-во МЧС КР, 2004. С. 138 – 145.

2. Малышков Ю.П., Малышков С.Ю. Периодические вариации геофизических полей и сейсмичности, их возможная связь с движением ядра Земли.// Геология и геофизика, 2009, т.50, №2, с.152-172

3. Усупаев Ш.Э. Единая теория поля палеопрочности системы «Земля-Небесные тела-Мироздание». **НОВЫЕ ИДЕИ И ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИНЖЕНЕРНОЙ ГЕОЛОГИИ** / Труды Международной научной конференции (Москва, МГУ, 4 февраля 2021 г.) // Под редакцией В.Т. Трофимова и В.А. Королёва – М.: ООО «Сам Полиграфист», 2021. 334 с. С.155 – 165.

УДК 622.23.05

### **РАЗРАБОТКА БУРОВЫХ ДОЛОТ, АРМИРОВАННЫХ АЛМАЗНО-ТВЕРДОСПЛАВНЫМИ ПЛАСТИНАМИ PDC**

*С.Г. Черноволот (студент группы МГБ01дв-23)  
А.Р. Яхин (доцент кафедры БНГС)*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа*

Аннотация: В статье рассмотрена разработка буровых долот, армированных пластинами PDC.

Ключевые слова: General Electric, резцы «Comрах», резцы «Stratарах», Drilling and Service, долота PDC,

В 70-х годах прошлого века, фирмой «General Electric» было разработано первое долото, армированное поликристаллическими алмазно-твердосплавными резцами. Данное долото позволило производить разрушение горной породы режуще-скальвающим методом. При этом была увеличена механическая скорость проходки, общая наработка на долото, а также уменьшена удельная энергия необходимая для разрушения породы.

После проведенных опытов фирмой «General Electric» производители других компаний стали проявлять интерес к резцам «Comрах» (позднее сменили название на «Stratарах»). В 1974 году фирма «Drilling and Service» разработала первые долота с резцами «Comрах», для целей бурения нефтяных и газовых скважин в Европе. В 1978 году



– долото серии S с удлиненной опорой, резцов «Strataraх» в форме дисков, закрепленных к твердосплавным цилиндрам. Разработанные долота использовались при строительстве скважин в северной части Северного моря.

В 1979 году были разработаны долота с лопастной матричной конструкцией серии S16. В этом же году впервые начались исследования динамических сил, возникающих при бурении долотами PDC. Опыт фирмы «Drilling and Service» показал, что резцы должны выдерживать динамические нагрузки в 20 раз превышающие статические [1].

В 80-х годах прошлого века, долота, армированные PDC, имели уже широкое применение за рубежом. К концу 90-х годов, объем бурения данным типом долот в мире составлял 45 % от всего объема бурения на нефть [2].

В начале 2000-х годов стали разрабатывать долота, армированными PDC, отечественные производители. С 2005 по 2006 года в Российской Федерации наблюдался период активной разработки долот, армированных пластинами PDC. В это время фирмой ОАО «Волгабурмаш» внедрено больше 80 разных конструкций долот, армированных пластинами PDC. ООО НПП «Буринтех» стало первым в России предприятием, которое внедрило собственную линию производства матричных долот. Уже с 2008 года на предприятии началось освоение производства матричного породоразрушающего инструмента. На сегодняшний день, ООО НПП «Буринтех», предлагает одни из лучших в Российской Федерации PDC-долота, линейка которых регулярно расширяется благодаря новым уникальным решениям как в стальном, так и в матричном исполнении. Это позволяет подобрать оптимальный инструмент для каждого конкретного случая и значительно снизить геолого-технологические риски.

За счет работы над совершенствованием конструкций долот и их адаптации к условиям различных месторождений, удалось добиться положительных результатов. В дальнейшем долота, армированные пластинами PDC, стали стремительно завоевывать популярность, вытесняя с рынка долота шарошечного типа [3; 4].

#### **Список использованных источников**

1. Борисов К.И. Динамика работы резцов в процессе разрушения горных пород, инструментами режуще-скалывающего действия типа PDC/ Известия Томского политехнического университета. 2010, т.317, №1. – с. 161–164.
2. Шарипов А.Н. Долота для бурения по твердым породам / А.Н. Шарипов, Р.Р. Мингазов // Бурение & нефть. – 2012. – № 12. – с. 46–48.
3. Чулкова В.В. Опыт применения долот PDC в условиях перемежающихся по твердости горных пород Урало-Поволжского региона / В.В.Чулкова // Вестник ассоциации буровых подрядчиков: Ежеквартальный научно-технический журнал. – 2012. – № 2. – с. 12–15.
4. Чулкова В.В. Ресурсосберегающая технология бурения скважин долотами PDC в условиях перемежающихся по твердости горных пород: М., «Бурение и нефть», № 2, 2015. – с. 56–57.



## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫБОРА ЗНАЧЕНИЙ ПЛОТНОСТИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

*Четвертнева И.А., Хайруллин М.И.*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа)*

Бурение скважин в Западной Сибири происходит в разрезах с нормальным, повышенным и аномально высоким пластовым давлением. По принятой геологической классификации нормальным пластовым давлением считают, если его значение превышает гидростатическое в 1,05-1,10 раза, повышенным – если превышение составляет 1,11-1,30 раза и аномально высоким – более 1,3 раза. Изначально значение плотности бурового раствора рассчитывается исходя из значений пластового давления, градиента гидроразрыва, а также должно учитываться литолого-стратиграфическое строение пласта и вышележащих пород, опыт бурения соседних скважин на кусту или месторождении, требований правил БНГП.

Согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности следует, что проектные решения по выбору плотности бурового раствора должны предусматривать создание столбом бурового раствора гидростатического давления на забой скважины и вскрытие продуктивного горизонта, превышающего проектные пластовые давления на величину не менее:

- 10% для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м);
- 5% для интервалов от 1200 м до проектной глубины.

Максимально допустимая репрессия (с учетом гидродинамических потерь) должна исключать возможность гидроразрыва или поглощения бурового раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения.

В интервалах, сложенных глинами, аргиллитами, глинистыми сланцами, солями, склонными к потере устойчивости и текучести, плотность, фильтрация, хим.состав бурового раствора устанавливаются исходя из необходимости обеспечения устойчивости стенок скважины. При этом репрессия не должна превышать пределов, установленных для всего интервала совместимых условий бурения. Допускается депрессия на стенки скважины в пределах 10-15 % эффективных скелетных напряжений (разница между горным и поровым давлением пород).

Не допускается отклонение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на  $0,03 \text{ г/см}^3$  от установленной проектом величины (кроме случаев ликвидации газонефтеводопроявлений).

Повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора запрещается (кроме случаев ликвидации газонефтеводопроявлений).

Повышение плотности промывочной жидкости отрицательно влияет на скорость проходки. С ростом гидродинамического давления на забой скважины существенно снижается механическая скорость бурения. Это объясняется ухудшением условий отрыва и перемещения с забоя частиц выбуренной породы в связи с ростом перепада давления, прижимающего их к забою.

Частицы породы удерживаются на забое силами, обусловленными разностью между гидродинамическим давлением на забой и поровым давлением в разбуриваемом пласте, которую принято называть дифференциальным давлением (Рд):

$$P_d = P_{гд} - P_p$$

Существует три пути уменьшения усилия, прижимающего частицу выбуренной породы к забою:

-уменьшение площади поверхности частицы, на которую воздействует дифференциальное давление;

-уменьшение гидродинамического давления (снижение плотности, вязкости и скорости потока бурового раствора.

-увеличение пластового (порового) давления на глубине разрушения породы до величины гидродинамического давления, что возможно при высокой мгновенной фильтрации бурового раствора.

Повышение плотности буровых промывочных жидкостей требует дополнительных расходов на их утяжеление ввод специальных утяжелителей, приготовление и очистку (дополнительное оборудование), а так же поддержание свойств (химическая обработка реагентами). При этом стоимость раствора возрастает.

При разбуривании пластов с нормальным давлением стоимость промывочной жидкости не имеет столь существенного значения, т. к. достаточная плотность автоматически достигается благодаря твердой фазе, диспергируемой раствором из проходимых пластов. Поддерживать плотность бурового раствора на уровне выше 1320 кг/м<sup>3</sup> за счет диспергируемой твердой фазы нельзя вследствие слишком значительного повышения вязкости. В подобных условиях целесообразно утяжелять промывочную жидкость баритом.

Проведенный анализ показывает, что потенциальный объем применения на месторождениях Западной Сибири буровых растворов плотностью 1050-1120 кг/м<sup>3</sup> в скважинах с нормальными пластовыми давлениями составляет в среднем 82%, а для условий повышенных и аномально высоких пластовых давлений – 18%.

#### **Список использованных источников:**

1. И.А.Четвертнева Применение продуктов химической переработки природного сырья в качестве основы реагентов буровых растворов в решении вопросов нефтепромысловой химии / И.А.Четвертнева. – Уфа: УНПЦ «Изд-во УГНТУ, 2021. – 128с.

УДК 622.24

## **ПАТЕНТНЫЙ ЛАНДШАФТ В ОБЛАСТИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ**

*Л.Б. Хузина, С.В. Любимова, М.А. Башкиров*

*(Альметьевский государственный нефтяной институт, г.Альметьевск, профессор  
Альметьевский государственный нефтяной институт, г.Альметьевск, доцент  
Альметьевский государственный нефтяной институт, г.Альметьевск, студент)*

В работе построен патентный ландшафт по направлению ремонтно-изоляционных работ за период 2013-2023г.г. Составим патентный ландшафт на основе анализа запатентованных технологий с 2013 по 2023 гг. (рисунок 1). В 2013 году было опубликовано 2 патента, за 2014 год - 1 единица. В 2015 гг. в области изоляционных работ патентов получено не было. За 2016-2017 гг. произошел скачок полученных патентов в количестве 9 единиц, за 2018 по 2019г.г. было получено 4 патента. В 2020-2021г.г

было получено по одному патенту каждый год. В 2022 году было получено 2 патента. Общее количество патентов за 10 лет – 20 [1].

На рис.2 представлены компании-патентообладатели. Лидирующей компанией в данной области является ПАО «Татнефть», число запатентованных технологий составляет 10. Далее в списке занимает место ФГБОУ ВО "Кубанский государственный технологический университет", затем ОАО "Сургутнефтегаз" – 2. У остальных патентообладателей количество патентов составляет - 1.

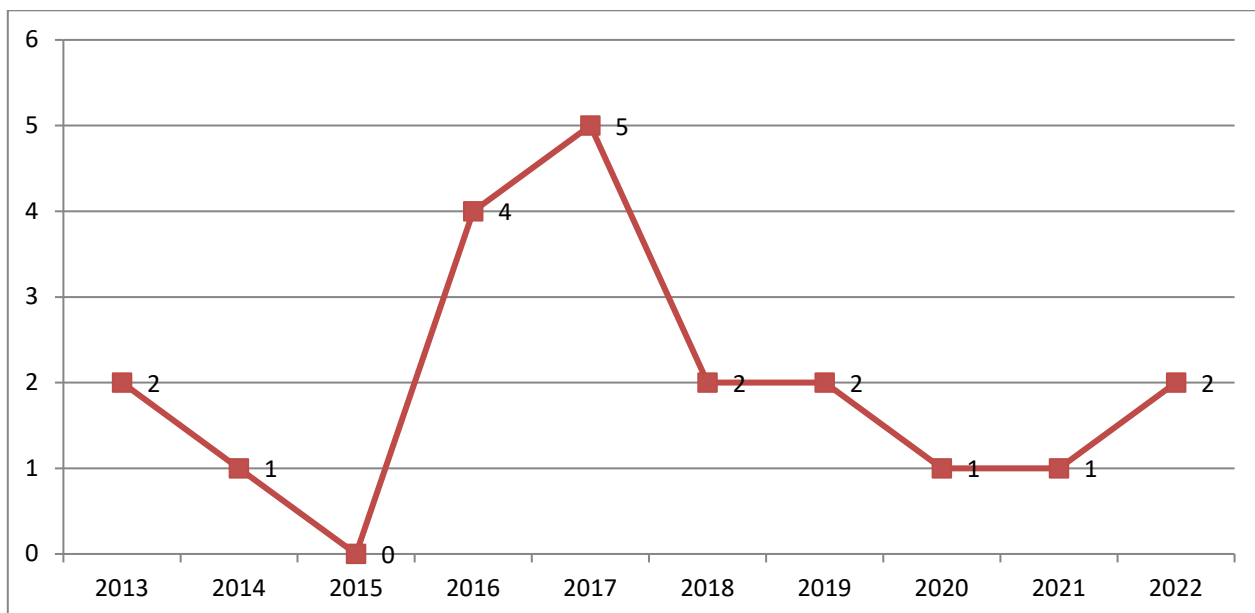


Рисунок 1 – Публикация патентов за 2013-2023 гг.

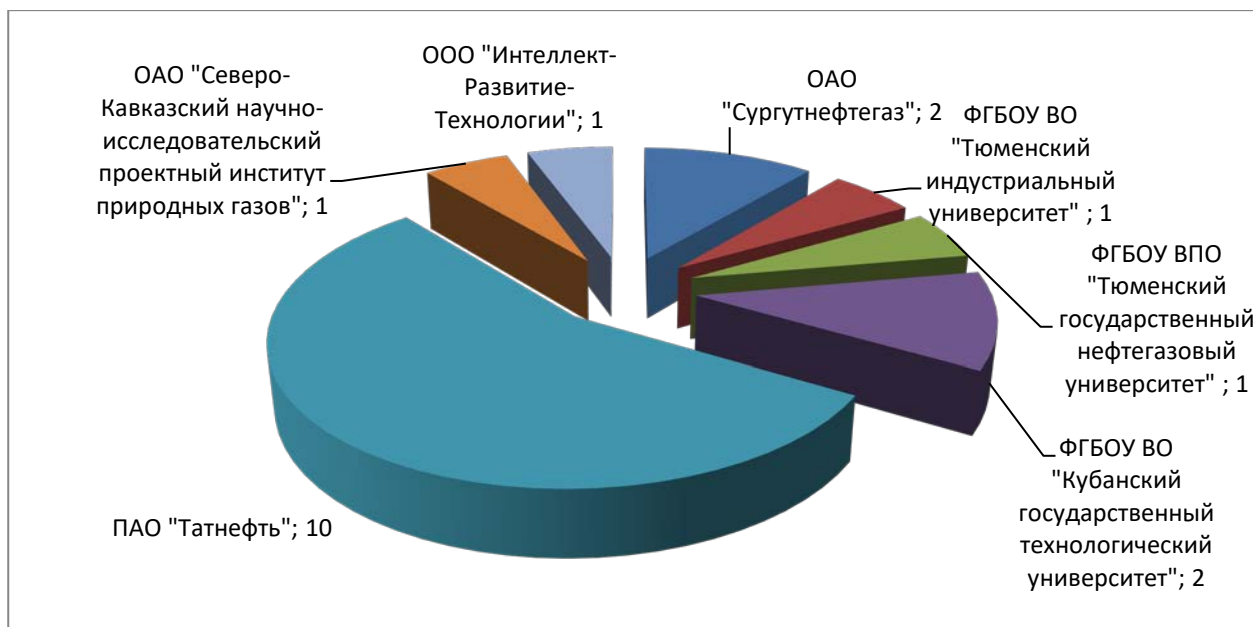


Рисунок 2 – Компании-патентообладатели

В таблице 2 пофамильно представлены авторы опубликованных патентов за период 2013-2023г.г. (из табл. 2.1)

Таблица 1 – Авторы патентов с 2013 по 2023 г.г.

ФИО авторов	Количество патентов	ФИО авторов	Количество патентов
Тимченко Сергей Викторович	2	Буркова Анастасия Алексеевна	2
Данькин Юрий Петрович	2	Жиркеев Александр Сергеевич	9
Леонтьев Дмитрий Сергеевич	2	Табашников Роман Алексеевич	4
Кустышев Александр Васильевич	2	Хасанова Дильбархон Келамединовна	8
Клещенко Иван Иванович	2	Сахапова Альфия Камилевна	10
Ягафаров Алик Каюмович	1	Латыпов Рустем Салаватович	2
Жапарова Дарья Владимировна	1	Вашетина Елена Юрьевна	5
Сипина Наталья Алексеевна	1	Бакалов Игорь Владимирович	3
Бакин Дмитрий Александрович	1	Кадыров Рамзис Рахимович	2
Хачатурян Давид Владимирович	1	Закиров Айрат Фикович	2
Пономарев Андрей Александрович	1	Маннапов Ильдар Камилович	1
Долгушин Владимир Алексеевич	1	Исмагилов Фанзат Завдатович	2
Земляной Александр Александрович	1	Ахметзянов Рустем Анварович	2
Зозуля Григорий Павлович	1	Фаттахов Ирик Галиханович	3
Ваганов Юрий Владимирович	1	Каримов Руслан Азгарович	1
Малышев Михаил Владимирович	1	Шихалиев Ильгам Юсиф оглы	1
Антониади Дмитрий Георгиевич	1	Мохов Сергей Николаевич	1
Климов Вячеслав Васильевич	2	Гасумов Рустам Рамизович	1
Усов Сергей Васильевич	1	Арестенко Юрий Павлович	1
Савенок Ольга Вадимовна	1	Рязанов Роман Николаевич	1
Лешкович Надежда Михайловна	1	Нагуманов Марат Мирсатович	1
Шайхутдинов Марат Магасумович	1	Аминев Марат Хуснуллович	1
Шайхиев Салават Галимзянович	1	Федорченко Александр Сергеевич	1
Ахмадеев Адель Рашитович	1		

Из табл.1. видно, что лидером по патентообладанию в области ремонтно-изоляционных работ являются: Сахапова Альфия Камилевна, Жиркеев Александр Сергеевич и Хасанова Дильбархон Келамединовна. [2,3]

Исходя из патентного поиска с 2013 по 2023г.г. можно выделить следующие новации по изоляционным составам:

- вязкоупругий состав для изоляционных работ с модифицированным составом бентонита;
- состав для ремонтно-изоляционных работ на основе микроцемента;
- вязко-упругий состав из продуктов переработки бумажной продукции и полиакриламида;
- селективный состав для зон АНПД;
- способ ремонтно-изоляционных работ, основанный на закачке микроцемента с дизельным топливом и продавкой товарной нефтью;
- способ ремонтно-изоляционных работ на основе синтетической смолы и гидроксида натрия;
- способ ремонтно-изоляционных работ с использованием волокна строительного армирующего;
- способ ремонтно-изоляционных работ с использованием микрополых добавок «Кальмитрон-Д» или «Акватрон-12»;
- герметизирующий состав для изоляционных работ из синтетической смолы, отвердителя, ингибитора коррозии «ИНКОРГАЗ-21Г»;
- состав для РИР в скважине – каустический магнезит, хлористый магний, кремнефтористый натрий и НТФ.

#### **Список использованных источников:**

1. Федеральный институт промышленной собственности:  
<https://www.fips.ru/elektronnye-servisy/informatsionno-poiskovaya-sistema/>
2. Патент RU 2610963. СПОСОБ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В СКВАЖИНЕ. №2610963: Дата публикации 17.02.2017 Бюл. № 5 / Жиркеев А.С., Табашников Р.А., Хасанова Д.К., Сахапова А.К., Латыпов Р.С., Вашетина Е.Ю., Бакалов И.В.;
3. Жиркеев А.С., Сахапова А.К., Исмагилов Ф.З., Фаттахов И.Г., Хузина Л.Б., Любимова С.В. Зарубежный и отечественный опыт проведения ремонтно-изоляционных работ с применением химических технологий. В сборнике: Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. Сборник трудов. Набережные Челны, 2022. С. 163-176.

## ПРИМЕНЕНИЕ ВЯЗКОУПРУГИХ СОСТАВОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН

*Э.В. Шакирова*

*Иркутский национальный исследовательский технический университет,  
г. Иркутск, доцент*

*М.В. Семькин, А.А. Сахаров*

*Тюменский государственный университет, г. Тюмень, студент*

Использование технологических жидкостей в призабойной зоне пласта может серьезно повлиять на его продуктивность. Исследования, проведенные в Восточной Сибири, показали, что коэффициент продуктивности существенно снижается после проведения ремонтных работ [1,2].

Для снижения отрицательного эффекта на проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП), наиболее эффективным методом является использование технологии глушения скважин с помощью вязкоупругих составов (ВУС). Они представляют собой растворы "сшитых" полимеров, которые образуют упругие гели с низким уровнем подвижности и высокими показателями структурно-механических свойств. Данные свойства позволяют ограничить проникновение жидкости глушения в ПЗП тем самым максимально сохранив ее проницаемость [2]. Применение ВУС также позволяет сократить объем используемой жидкости глушения и время выхода скважин на режим после запуска глубинно-насосного оборудования.

Для исследования свойств состава FULGORE в лабораторных условиях в качестве анализируемого компонента был выбран биополимер U-Хан. Для сшивания водных систем на основе биополимеров был использован ацетат хрома. В качестве регулятора уровня кислотности среды была использована каустическая сода.

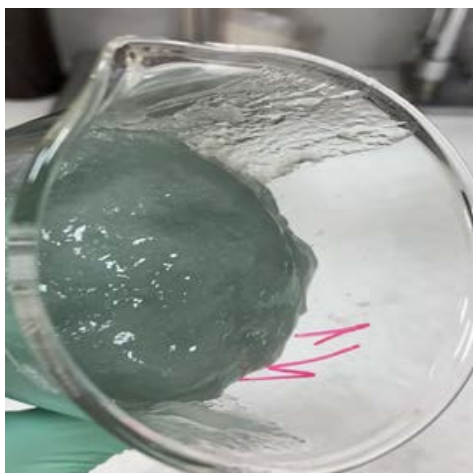
Исследование состояло из следующих этапов:

1. Наполнение стакана водопроводной водой в объеме 500 мл, при этом температура воды должна соответствовать 25 °С.
2. Добавление в стакан биополимера в концентрации 15 г/литр.
3. Перемешивание полученного состава в течение 15 минут при скорости вращения 2000 об/мин с помощью лабораторной мешалки.
4. Добавление во время перемешивания водного раствора ацетата хрома и каустической соды.
5. Перемешивание полученного состава в течение 3 минут при минимальной скорости вращения.
6. Визуальная оценка время сшивки готового состава.

Проба сразу же после начала эксперимента показала повышенную вязкость (см. рисунок 1), а после 10 минут эксперимента состав пробы полностью слился и стал твердым, образуя прочную пробку.

В течение следующих двух часов состав пробы сохранял свою вязкость и не изменял своего агрегатного состояния.

Таким образом была разработана формула вязкоупругого состава на основе ацетата хрома и ксантанового биополимера с установлением необходимых дозировок для достижения оптимальных реологических параметров.



*а*



*б*

*Рисунок 1. Состав пробы после добавления каустической соды:  
а – после добавления, б – через 2 часа*

Применение данного состава в промышленных условиях позволит повысить эффективность операций по глушению скважин, сократить время структурообразования, исключить отрицательное влияние на коллекторские свойства пласта и окружающую среду [2,3].

#### **Список использованных источников:**

1. Шакирова Э.В., Семькин М.В., Александров А.А., Брыжеватых Н.В. Современные методы по подбору деэмульгаторов при обезвоживании нефтей Восточной Сибири // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – № 3 (131). – С. 36-44.
2. Паршукова Л.А., Овчинников В.П., Леонтьев Д.С. Жидкости и технологии глушения скважин: учебное пособие // Тюмень: ТюмГНГУ. – 2013. – 96 с.
3. Атвиновская Т.В. Роль жидкостей глушения в процессе ремонта скважин // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. – 2018. – № 2. – С. 34-41.

УДК 622.276

## **СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ РАБОТ В ОБЛАСТИ ПЛАНИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СКВАЖИН БУРЕНИЯ**

***Т.А. Шокурова***

*(Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, студент)*

В докладе рассматривается современное состояние работ в области планирования прогнозных технологических показателей скважин бурения. Бурение нефтяных и газовых скважин является сложным и технически ответственным процессом, требующим точного планирования и управления технологическими параметрами. В статье освещаются современные методы, применяемые для прогнозирования показателей скважин бурения, включая использование математических моделей, методов машинного обучения и автоматизации.

Прогнозирование технологических показателей скважин может помочь определить потенциал для восстановления добычи на старых месторождениях. На основе прогноза добычи и параметров скважин можно принимать решения о необходимости проведения дополнительных работ по механической стимуляции пласта или применению новых методов добычи.

Прогнозирование технологических показателей разработки нефтяных залежей на основе укрупненного ретроспективно-перспективного имитационного моделирования нефтеотдачи описывается авторами в статье [1]. Как при ретроспективном, так и при перспективном моделировании разработки в комплексе РУМО используются простейшие формулы, описывающие разработку круговой залежи одной скважиной, находящейся в центре круга. Расчеты ведутся применительно к так называемому нефтяному эквиваленту с последующим переходом к отдельным оценкам средних дебитов по нефти и воде. Главные достоинства комплекса РУМО – предельная простота алгоритмов, по которым выполняются гидродинамические расчеты.

Новый метод, основанный на разбиении расчетной области на полигоны Вороного с учетом материального баланса между полигонами предложили авторы статьи [2]. Количество полигонов соответствует количеству скважин, внешние границы полигонов могут быть как непроницаемыми, так и проницаемыми, с возможностью задания потока.

Описание различных программных комплексов, позволяющие объединять различные данные геофизики, геологии и гидродинамику пластовых систем предложила Войт. В.А. в своей научной статье [3]. Основными используемыми программами для гидродинамического моделирования по мнению автора являются Eclipse/Petrel (Schumberger), TimeZYX t-Navigator, HydroGeo, включающие в себя различные модули для облегчения работы. Задачи, решаемые при использовании программных комплексов для моделирования следующие: создание объемной модели, на которой возможно отразить динамику реального потока; возможность выводить данные на другие программные комплексы; подсчеты запасов и расчеты динамических показателей для конкретных процессов.

Работа группы авторов [4] посвящена исследованию решения на примере модели CRM, а именно изменчивости количественной оценки коэффициентов взаимовлияния скважин при различных вариантах формулировки целевой функции, при использовании пяти методов оптимизации и применении различных наборов ограничений на управляющие параметры. Исследования проведены для синтетической нефтяной залежи. В качестве эталона использованы данные, полученные на гидродинамическом симуляторе, при этом значения коэффициентов взаимовлияния рассчитаны по линиям тока как постпроцессинговая процедура.

Таким образом, современным состоянием проблемы планирования технологических показателей скважин является активное развитие методов и инструментов, позволяющих повышать эффективность добычи и продлевать срок службы скважин. Одной из главных проблем является выбор оптимальных технологических решений для конкретной скважины. Для этого необходимо учитывать множество факторов, таких как геологические и гидродинамические условия пласта, тип и состояние оборудования, стадия жизненного цикла скважины и многие другие.

#### **Список использованных источников:**

1. Шурубор Ю.В., Гудков Е.П., Балдина Т.Р., В. Г. Пермяков. Прогнозирование технологических показателей разработки нефтяных залежей на основе укрупненного



ретроспективно-перспективного имитационного моделирования нефтедобычи / Пермский государственный технический университет, ООО «Кама-нефть» // 2016 –с.80-85.

2. С.В. Степанов, С.В. Соколов, А.А. Ручкин. Проблематика оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования [Текст] / Нефть, газ, энергетика. 2018. Т. 4. № 3. С. 146-164..

3. В.А. Войт. Программные комплексы для осуществления гидродинамического моделирования [Текст] / Сборник научных трудов «Геология в развивающемся мире» // 2020 –с.214-217.

4. А.А Ручкин, С.В. Степанов, А.В. Князев, А.В. Степанов. Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM [Текст] / Нефть, газ, энергетика. 2018. Т. 4. № 4. С. 148-168

УДК: 622.276

## **РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА ДЛЯ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ**

*И.О. Щетинин, Р.Р. Хузин*

*(Альметьевский государственный нефтяной институт, аспирант)*

От правильного выбора типа и состава бурового раствора, оборудования для его очистки, химической обработки зависят скорость бурения, устойчивость стенок скважины, качество вскрытия продуктивного пласта, работоспособность и износостойкость бурового оборудования и инструмента, возможность предотвращения аварий и осложнений, успех цементирования и в итоге общая стоимость строительства скважины [1].

Буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов должны оказывать минимальное отрицательное воздействие на продуктивный пласт, иметь высокую взвешивающую и несущую способность для предотвращения накопления шлама в скважине, обладать повышенными смазочными свойствами [2].

Буровые растворы на водной основе не всегда удовлетворяют всем указанным требованиям. При контакте таких растворов с углеводородными пластовыми флюидами и содержащей их пористой средой происходит необратимое снижение естественной проницаемости призабойной зоны скважины [3].

Альтернативными системами в этом плане являются составы на углеводородной основе. Рентабельность использования РУО обусловлена способностью к сохранению, восстановлению и повышению естественных коллекторских свойств пласта, широким спектром плотности, структурно-реологических, фильтрационных и других технологических свойств, а также доступностью составляющих компонентов.

Перечень химических реагентов:

- Углеводородная основа для РУО - УБЖ-4 ООО «МИРРИКО», Дизельное топливо

- Органофильная глина Медиум-Э
- Бентопорошок, органофильный бентонит
- Cleave FM – эмульгатор РУО
- Гильсонит – регулятор фильтрации
- Гидрофобизатор Основа БР-4

- Известь – контроль щелочности
- Рассол CaCl<sub>2</sub> (ρ=1,23 г/см<sup>3</sup>)
- Мрамор молотый МК-10
- Модификатор R-МО – Модификатор реологии

Таблица 1 – Рецептура буровых растворов.

Наименование реагента	Ед.изм.	Время перемешивания	РУО 1	РУО 2
1	2	3	4	5
Марка основы РУО			УБЖ - 4	Дизельное топливо
Расход	мл		500	500
Основа РУО	мл	5	275	275
Органобентонит основа медиум марки - Э	г	60	8	8
Первичный эмульгатор CLEAVE FM	мл	15	12,5	12,5
Известь гашеная	г	15	10	10
Регулятор реологии и фильтрации Гильсонит	г	15	6	6
Рассол CaCl <sub>2</sub> (ρ=1,23) H <sub>2</sub> O - 150мл + CaCl – 65г	мл	15	100	100
Гидрофобизатор ОСНОВА БР-4	мл	15	3	3
Утяжелитель, Микрокальцит МК-10 мкм	г	30	250	250
Модификатор реологии ATREN R-МО	мл	15	3	3

#### Список использованных источников:

1. Андрианов Н.И. Технология бурения нефтяных и газовых скважин [Электронный ресурс]: курс лекций/ Н.И. Андрианов, И.И. Андрианов, Ю.А. Воропаев - Электрон. текстовые данные. - Ставрополь: Северо - Кавказский федеральный университет, 2018. - Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/92611.html> (дата обращения: 10.11.2023).
2. Бабаян Э. В. Буровые растворы : учебное пособие / Э. В. Бабаян, Н. Ю. Мойса. — Москва : Инфра-Инженерия, 2019. — 332 с.
3. Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика: справочник. Шарафутдинов и др. — СПб.: НПО «Профессионал», -2007. - 416 с.

## СЕКЦИЯ 2. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 004.8

### ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*К. С. Абгарян*

*(Альметьевский государственный нефтяной институт г. Альметьевск, студент)*

В работе рассмотрен потенциал применения искусственного интеллекта (ИИ) для оптимизации процесса добычи нефтяных месторождений. Развитие современных технологий и возрастание сложности операций в нефтяной промышленности создают потребность в эффективных инструментах, способных прогнозировать, анализировать и улучшать процессы добычи.

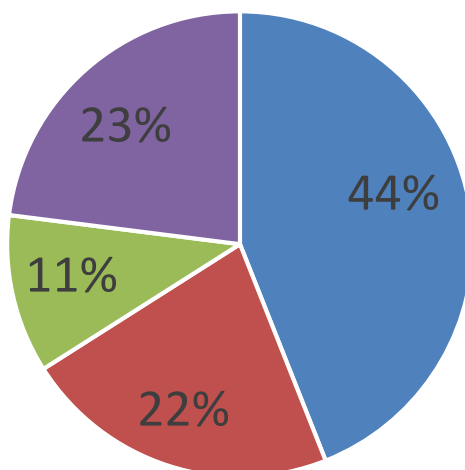
Искусственный интеллект как научное направление представляет собой наглядный пример интеграции различных научных областей. Специалисты в естественно-научных областях и вычислительных науках изучают свойства и функционирование живых систем, пользуясь сходными методами. ИИ основывается на самообучаемых искусственных нейронных сетях (ИНС). [2]

В последнее время в работу нефтегазовой отрасли также активно внедряется ИИ. Методы искусственного интеллекта, особенно нейронные сети, активно применяются в добыче углеводородов. Анализ геологических данных крайне важен для оценки нефтегазоносности исследуемых участков. Искусственные нейронные сети позволяют анализировать геологический разрез по материалам сейсморазведки. Привлечение ИНС позволяет сократить требуемое количество скважин и проводимых тестов для определения характеристик грунтов и свойств коллекторов, приводя к значительной экономии денежных средств и времени. [1]

В нефтегазовой отрасли преобладают в основном, машинное обучение и анализ данных. Машинное обучение позволяет компьютерным системам обучаться и интерпретировать данные без участия человека, улучшая свою работоспособность путем итераций специфических операций. Анализ данных использует ИИ для получения информации из данных с помощью нейронных сетей, которые помогают связать обрывки информации друг с другом и создать более полную картину из существующей информации. [3]

Согласно исследованию [2], наиболее часто методы машинного обучения применяются в дискретном производстве (машиностроение, авиастроение, приборостроение и т.п.) – 44%, в процессном производстве (металлургия, химия, нефтехимия, нефтепереработка и нефтедобыча) - 22%, в электроэнергетике – 11%. Оставшиеся 23% рассмотренных проектов находятся на ранней стадии разработки, как правило, это научные работы университетов, исследующих применение методов ИИ в новых сферах для промышленного сектора (рисунок 1).

Одним из ярких примеров применения нейронных сетей в нефтегазовой отрасли является диагностика и прогнозирование отказов оборудования. "Chevron" – компания, которая занимается добычей, производством и продажей нефти, природного газа, нефтепродуктов и геотермальной энергии, разработала систему использования нейронных сетей для предотвращения преждевременных отказов оборудования на своих нефтегазовых месторождениях.



- Дискретное производство
- Процессное производство
- Электроэнергетика
- На ранней стадии разработки

Рисунок 1 - Применение методов машинного обучения [2]

В другом примере можно упомянуть компанию "ExxonMobil", которая использовала нейронные сети для автоматической интерпретации сейсмических данных в целях поиска новых нефтяных месторождений. С помощью нейронных сетей, обученных на больших объемах данных, можно автоматически анализировать эти данные и выявлять потенциально перспективные участки для дальнейшего изучения.

Зарубежный опыт показывает, что применение нейронных сетей в нефтегазовой отрасли может привести к значительным улучшениям в производительности и экономической эффективности. [3]

#### Список использованных источников:

1. Азимбаев, Д.Ж. Искусственный интеллект и машинное обучение / Д.Ж. Азимбаев, И.А. Куан, И.В. Гулида // Вестник современных исследований. - 2019. - № 1.3 (28). - С. 6-7.
2. Головенко, А.П. Использование искусственного интеллекта в инновационных системах / А.П. Головенко // Вестник современных исследований. - 2018. - № 12.5 (27). - С. 67-68.
3. Искусственный интеллект в нефтегазовой отрасли [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://smartgopro.com/novosti2/projectoverview/> (дата обращения: 05.11.2023).

## ПРИМЕНЕНИЕ САМООТКЛОНЯЮЩИХСЯ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ В УСЛОВИЯХ МНОГОКРАТНЫХ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

*А. А. Абрамов<sup>1</sup>, Л.И. Гарипова<sup>2</sup>*

*(Альметьевский государственный нефтяной институт г. Альметьевск,  
1-магистрант, 2-доцент)*

Восстановление или увеличение производительности скважин требует правильного выбора кислоты и технологии селективной обработки. Эффективность кислотных обработок на карбонатных коллекторах достаточно высока при проведении первых двух-трех обработок. По мере увеличения их числа на скважине эффективность существенно снижается и в ряде случаев последующие кислотные обработки оказываются безуспешными.

На сегодняшний день кислота при закачке в пласт предпочтительно движется по путям наименьшего сопротивления, оставляя необработанными низкопроницаемые участки, что в итоге приводит к неравномерности обработки пласта. Одним из базовых принципов повышения эффективности кислотных обработок является применение методов, обеспечивающих снижение фильтрации рабочих жидкостей в высокопроницаемые пропластки с целью отклонения кислоты в низкопроницаемые [1].

Механизм действия обработок основан на способности составов отклонять последующие порции композиции в менее проницаемые участки, что обеспечивает замедленную и более равномерную фильтрацию кислотной композиции через поровое пространство коллектора, с разрушением когматанта и созданием новой системы трещин.

Закачка самоотклоняющихся гелей показывает высокую эффективность при проведении многократных кислотных обработок, поскольку оказывает эффективное локальное отклонение к низкопроницаемым участкам, минимизирует кавернообразование и не снижает фильтрационные характеристики призабойной зоны в процессе обработки [2].

Механизм действия самоотклоняющегося состава состоит в следующем: закачиваемый состав с вязкостью сопоставимой вязкости самой кислоты первоначально проникает в высокопроницаемые и водонасыщенные интервалы, где в процессе взаимодействия кислотного раствора с породой образуются червоточины, и в то же время формируется гель, образуя так называемый вязкостный барьер. Это ведет к перенаправлению последующих порций кислоты в необработанные интервалы, таким образом, стимулируя образование высокопроводящих каналов в низкопроницаемых, как правило, нефтенасыщенных интервалах. При этом протекание реакции, в первую очередь в высокопроницаемых и в водонасыщенных зонах пласта, связано со значительным замедлением процесса в нефтенасыщенной породе, в связи с низкой фазовой проницаемостью для водных растворов при высокой остаточной нефтенасыщенности и диффузионными затруднениями при проникновении кислоты к поверхности породы через пленку нефти. При повышении вязкости состава по мере нейтрализации кислоты и повышения минерализации водного раствора сферические мицеллы ПАВ преобразуются в палочкообразные и формируют так называемую сетку зацеплений, что в конечном итоге и приводит к формированию вязкоупругого геля. Вязкость образующегося геля

может достигать от 80-90 до 170-340 мПа·с в зависимости от используемого реагента при степени истощения кислоты 55-65 %. Сформированный вязкоупругий гель после проведения обработки разрушается при контакте с углеводородной фазой или по мере нейтрализации кислоты и легко выносится из скважины при освоении, снижая время на удаление продуктов реакции и не требуя при этом больших перепадов давления, что обуславливает значительное упрощение технологии [3].

Таким образом, технология исключает возможность кольматации ПЗП и ухудшения ФЕС коллектора. Также реализация данной технологии требует меньшее число стадий и меньший общий объем закачки, по сравнению с кислотными обработками с применением вязких отклонителей, так как СКС обеспечивает одновременно кислотную стимуляцию и отклонение.

#### **Список использованных источников:**

1. Якимова Т.С. Самоотклоняющиеся кислотные составы как метод интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах // Недропользование. 2021. №4. – С. 171–175.
2. Пестриков А.В., Политов М. Е. Самоотклоняющиеся кислотные системы на основе вязкоупругих ПАВ: эксперимент и модель// Нефтегазовое дело. 2013. №4. С. 529–562.
3. Иванова Е.М., Борхович С.Ю. Применение самоотклоняющихся кислотных составов для повышения эффективности кислотных обработок трещиновато-пористых карбонатных коллекторов // Управление техносферой: электрон. журнал, 2022. Т.5. Вып.1.

УДК 622.276.72

## **АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ФОРМИРОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ**

*Е.Ю. Антонова*

*(Альметьевский государственный нефтяной институт  
г. Альметьевск, аспирант)*

Проблема отложений солей является постоянным спутником эксплуатации скважинного и подземного оборудования, как на начальных, так и на завершающих стадиях разработки нефтяных месторождений.

В эксплуатационных колоннах, насосно-компрессорных трубах (НКТ) и наземном оборудовании солевой осадок накапливается в виде слоя с толщиной в несколько сантиметров, плотно прилегающего к их внутренней поверхности. Рост солевых отложений приводит к снижению скорости добычи за счёт увеличения неровности поверхности труб, при этом в них снижается диаметр протока. Следовательно, давление растёт, а добыча падает. По мере увеличения роста кристаллов становится невозможным доступ к нижним секциям скважины, при этом поток через трубы стремительно падает [1].

В зависимости от характера солевых отложений, расположения и их состава применяются различные методы удаления осадка, которые делятся на химические и

механические. Методы предупреждения отложения солей делятся на физические, химические, и технологические [2].

Эффективным способом предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании является химический с использованием ингибиторов отложения солей. [3,4,5].

С целью определения комплексного критерия эффективности ингибиторов солеотложений предложена оценка их влияния на устойчивость водонефтяных эмульсий, изменение водородного показателя отделившейся воды и коэффициента светопоглощения нефти [6].

Анализ технических условий, стандартов и методик по подбору оптимального ингибитора для защиты оборудования от солеотложений показывает, что основой выбора являются максимальный ингибирующий эффект и минимальный уровень затрат на реализацию технологии [7].

В качестве метода предотвращения солеотложений на одном из объектов, эксплуатирующих терригенные отложения, в 2018-2020 гг. чаще всего применялся химический – закачка ингибитора солеотложений. Ингибитором служит ТН-ИС-2 [8]. Кроме того, использовался технологический метод предотвращения солеотложений – перевод с УЭЦН на УШСН [9].

Проанализирована эффективность применения мероприятий по предотвращению и ликвидации солеотложений в скважинах промысловых объектов. Закачка ингибитора ТН-ИС-2 и перевод с УЭЦН на УШСН в среднем приводят к возрастанию МРП [10], что способствует увеличению времени работы скважин. В результате закачки ингибитора более половины всех скважин, осложненных формированием солеотложений, не требовали проведения повторного ремонта в 2018-2020 гг. Закачка ТН-ИС-2 также позволила снизить время проведения ремонтов на скважинах.

#### **Список использованных источников:**

1. О прогнозе рисков, обусловленных формированием солеотложений / Д. Р. Хаярова, И. А. Гуськова, Л. И. Гарипова, Э. Р. Абзяппарова // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – 2019. – Т. 18. – С. 40-48.
2. Гайдамакина, В.Н. Существующие методы предупреждения и борьбы с солеотложениями в погружном оборудовании / В.Н. Гайдамакина, В.Н. Гайдамакин // Журнал «Научный журнал». – 2018.
3. Мандеев А.О. Методы предупреждения солеотложений / А.О. Мандеев, И.Р. Гадельшин // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2019. – №2 (25). – 2019.
4. Гибридные гидрофобные поверхности в борьбе с солеотложением на деталях нефтепогружного оборудования / С.В. Ладанов [и др.] // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2020. – С.52-55.
5. Аксенов, Д.А. Эксплуатация скважин в условиях солеотложения // Академический журнал Западной Сибири. – 2016. – №2 (63). – С.5-6.
6. Гуськова И.А., Хаярова Д.Р., Закиров Р.Р. Комплексная экспериментальная методика выбора ингибитора солеотложений//Нефтяная провинция.-2021.- №4(28).-Часть 2.-С.393-405.
7. Гуськова, И. А. Методические подходы к исследованиям эффективности химических реагентов для предотвращения осложнений в добыче нефти / И. А. Гуськова, Д. М. Гумерова // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 9. – С. 56-58.
8. Технические условия ТУ 2458-019-13004554-2016 Ингибитор солеотложений ТН-ИС-2. – ООО «Татнефть – Нефтехимсервис», 2016. – 14 с.

9. Руководящий документ «Предупреждение отложений неорганических солей в нефтепромысловом оборудовании в системе добычи нефти ПАО «Татнефть». – ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, 2021. – 87 с.

10. Данные АРМИТС

УДК 622.276

## **ВОВЛЕЧЕНИЕ В РАЗРАБОТКУ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА**

*Д. А. Аитбаев*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г. Уфа, студент магистратуры)*

В связи с исчерпанием запасов «легко добываемой» нефти нефтегазодобывающая отрасль в России сталкивается с необходимостью разработки месторождений, содержащих трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) углеводородного сырья. Это обусловлено тем, что доля ТРИЗ растет из года в год и в настоящее время превышает две трети от общего объема.

Разработка месторождений, содержащих ТРИЗ, представляет собой сложную задачу, которая требует тщательного изучения. Эта проблема включает в себя ряд аспектов, таких как низкая проницаемость пласта-коллектора, что затрудняет приток нефти к скважинам, высокая вязкость нефти, что снижает ее подвижность и другие факторы, которые затрудняют эффективную добычу углеводородов [1].

Для решения этих проблем применяются различные методы и технологии. Одним из широко используемых методов является гидравлический разрыв пласта (ГРП), который основан на контролируемой закачке рабочей жидкости с высокой скоростью, тем самым разрывая горную породу под высоким давлением. Это позволяет повысить проницаемость уже имеющихся трещин в породе пласта, а также сформировать новые и распределить их на определенное расстояние от ствола скважины, что в итоге обеспечивает более эффективный приток нефти к скважине.

Несмотря на значительную эффективность гидроразрыва пласта, этот метод не лишен потенциальных рисков и осложнений. Одной из таких проблем является вероятность разрушения или повреждения скважины. Также трудностью заключается в отсутствии средств прямого наблюдения, отслеживания развития трещин в пластах. Возможно, что после операции обводненность резко возрастет из-за приобщения трещиной ГРП водонасыщенной части пласта [2].

Следует отметить, что ГРП – универсальный метод увеличения добычи нефти, поскольку применяется как в высокопроницаемых коллекторах, так и в низкопроницаемых. Но большее применение данный метод интенсификации нашел в последних, поскольку в случае высокопроницаемых существует риск неблагоприятного распределения жидкости разрыва в поровое пространство коллектора [3].

В заключение, гидравлический разрыв пласта – один из ключевых методов для разработки трудноизвлекаемых запасов нефти, который способствует оптимизации процесса добычи, но требующий подробного моделирования геологической структуры месторождения, стратегическое управление скоростью и давлением рабочей жидкости,



контроль за распределением трещин, а также тщательный подбор оптимальной жидкости разрыва для достижения наилучших результатов.

#### **Список использованных источников:**

1. Тагиев Ш. Трудноизвлекаемые запасы нефти и проблемы их добычи: увеличение нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов нефти и проблема их добычи // *Мировая наука*. 2023. №6 (75).
2. Подшивалов Андрей Игоревич, Шеуджен Александр Шхамирзович Методы определения геометрии гидравлического разрыва пласта // *Естественные и математические науки в современном мире*. 2016. №2 (37).
3. Ковтун, В. В. Исследование эффективности гидроразрыва пласта на примере Ватъеганского месторождения / В. В. Ковтун // *Вестник науки и образования*. – 2019. – № 12-1(66). – С. 10-12. – EDN SMGHSV.

УДК 622.276.43

### **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОДЗЕМНЫХ МИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ВОД ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ГЛИНИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ.**

*Ш.М. Ахунов*

*(Альметьевский государственный нефтяной институт, студент гр. 73 – 11,  
лаборант лаборатории ФИ ЦНТИ ГБОУ ВО АГНИ)*

В данной работе рассмотрены аспекты заводнения нефтяных пластов с целью вытеснения нефти и поддержания пластового давления. Уделено внимание использованию подземных минерализованных вод с использованием технологий межскважинной и внутрискважинной перекачки.

Для наиболее полного извлечения нефти применяются разные методы увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов. На начальных и последующих этапах применяют первичные методы такие как барьерное и очаговое заводнение для вытеснения нефти нагнетаемой водой. Заводнение применяется не только как МУН, но и как основной метод поддержания пластового давления [1].

Известен опыт разработки нефтяного месторождения, когда в заглинизированный пласт закачивалась пресная вода, и из-за разбухания глин в 11 скважинах разрабатываемого объекта возникли аварии, связанные со смятием обсадных колонн. По этой же причине между нагнетательными скважинами, через которые закачивалась пресная вода и реагирующими с ними добывающими уменьшился коэффициент проницаемости [2]. Заводнение также может вызвать другие осложнения, такие как выпадение твердых нерастворимых осадков неорганических солей, что негативно скажется на разработке месторождения.

После неудачного опыта разработки на данном месторождении было принято решение использовать в качестве агента заводнения пластовые минерализованные воды семанского яруса [2]. В работе [3] было выявлено что закачка в пласт воды которая по минерализации равна или больше минерализации радной пластовой воды не будут приводить к разбуханию глин. При использовании пластовых вод для вытеснения нефти приводило к увеличению коэффициента вытеснения на 5-10% по сравнению с пресной водой. По данным исследований К.Б. Аширова [4], вследствие высокой пластовой

температуры снижается толщина пленок граничных слоев в порах нефтяных пластов, лучше отмывается нефть, увеличивается конечное нефтеизвлечение. Поэтому установки для внутрискважинной перекачки (ВСП) пластовой воды из водоносного пласта в продуктивный уже успели себя зарекомендовать как весьма эффективное средство поддержания пластового давления на мелких удаленных месторождениях. Главное достоинство этих установок – организация ППД на отдаленных и особенно мелких объектах без строительства специальной сложной системы [5].

По динамике работы пяти нагнетательных скважин месторождения X, в которые сперва закачивали пресную воду, а потом перешли под закачку минерализованной воды, было проанализировано влияние минерализации воды на динамику коэффициента приемистости (рисунок 1).

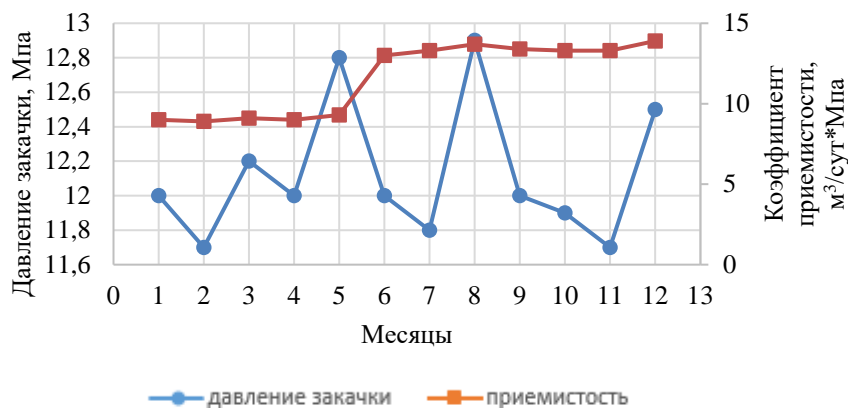


Рисунок 1 - Динамика коэффициента приемистости и давления закачки в скважинах, перешедших на использование подземных минерализованных вод

После перехода скважин к закачке подземных минерализованных вод наблюдается ощутимый рост коэффициента приемистости по сравнению с аналогичным показателем при закачке пресной воды. Это явление объясняется тем, что подземная минерализованная вода близка по свойствам к пластовой, и заводнением охватываются малопроницаемые и глинистые пропластки.

Использование подземных минерализованных вод может качественно улучшить извлечение нефти из продуктивных коллекторов, однако требуется вести мониторинг состояния пластовых вод, учитывающий снижение давлений и пьезометрических уровней в водоносных пластах.

#### Список использованных источников:

1. Юшков, И.Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : учеб.-метод. пособие / И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 177 с.
2. Проект разработки месторождения X
3. Чоловский, И.П. Нефтегазопромисловая геология и гидрогеология залежей углеводородов / И.П. Чоловский, М.М. Иванова, И.С. Гутман, С.Б. Вагин, Ю.И. Брагин. – М.: Изд-во "Нефть и газ", 2002. – 445 с.
4. Аширов К.Б. О проблеме нефтеизвлечения // Нефтяное хозяйство. 1991. № 3. С. 17-19.
5. Тахаутдинов, Ш.Ф. Одновременно-раздельная эксплуатация двух пластов в ОАО «Татнефть» / Ш.Ф. Тахаутдинов, Н.Г. Ибрагимов, В.Г. Фадеев // Нефтяное хозяйство. - 2006. № 3. С. 58-61.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕЙТРАЛИЗУЮЩЕГО АГЕНТА НА ВТОРИЧНОЕ ОСАДКООБРАЗОВАНИЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КГРП

*Т.Т. Белова<sup>1</sup>, И.А Гуськова<sup>2</sup>*

*(Альметьевский государственный нефтяной институт г. Альметьевск, <sup>1</sup>аспирант, <sup>2</sup>д.т.н., профессор)*

В данной работе исследовались обработки карбонатных коллекторов с помощью кислотного состава соляной кислоты, при взаимодействии с которой во время проведения кислотного гидроразрыва пласта (КГРП) образуются труднорастворимые осадки.[4] Анализ литературного обзора и промысловых данных показал, что при кислотной обработке карбонатных коллекторов необходимо учитывать основные факторы, как реакционную активность кислотного состава, совместимость исследуемых кислотных составов с пластовыми флюидами.[1] Указанные факторы существенно влияют на вторичное осадкообразование, где нейтрализующим агентом может быть эталонный мраморный кубик, по скорости реакции с которым судят о глубине проникновения состава в пласт.[3] Однако, в результате исследований на мраморном эталонном материале и керновом образце обнаружено различная способность образования вторичных осадков после взаимодействия неактивным кислотным составом, то есть отработанная или нейтрализованная). [3]

Одним из первых агентов по обработке карбонатных пластов является соляная кислота, которая применяется в диапазоне 5-25%. Несмотря на простоту и очевидность этой реакции, при практической реализации технологий кислотного гидроразрыва пласта возникает много не учитываемых факторов и явлений, оказывающих влияние на эффективность их применения.[2] Так, соляная кислота, являясь химически активным веществом, ожидаемо будет вступать во взаимодействие с нефтью, находящейся в скважине и призабойной зоне, образуя при этом продукты, оказывающие влияние на образование устойчивых эмульсий.[3] Образование шламовых эмульсий (sludge) является одной из главных проблем, которые возникают в результате проведения кислотного гидроразрыва пласта.[4] В частности, происходит образование эмульсий типа «кислота в нефти» и осаждение частиц асфальтенов. Эти вязкие эмульсии и шлам могут кольматировать пласт, снижать эффективность проведения гидроразрыва пласта и вызывать дальнейшее ухудшение проницаемости призабойной зоны пласта, а также создавать проблемы при подготовке нефти.[4]

Общепринятый взгляд на механизм образования шламовых кислотных эмульсий предусматривает осаждение частиц асфальтенов и тяжелых углеводородов при контакте нефти с сильными кислотами.[4] Увеличение концентрации соляной кислоты HCl усиливает образование шламовых эмульсий нефтей с высоким содержанием асфальтенов, особенно.[2] Проблема формирования стойких эмульсий при проведении кислотного гидроразрыва пласта еще более усложняется при наличии других твердых частиц. Песок, глинистые частицы и оксиды металлов также могут адсорбироваться на границе раздела «нефть - кислота», стабилизируя эмульсии типа «кислота в нефти».[1]

Поэтому необходимо определение влияния состава коллектора и его неоднородности на процесс образования эмульсии с отработанной кислотой и сравнительный анализ использования модельного керна и отобранного образца керна для повышения

нефтеотдачи месторождений, находящихся на заключительной стадии разработки. Итоговые коэффициенты данного сравнительного анализа приведены в таблице 1.

*Таблица 1 Скорость реакции HCL с нейтрализующим агентом*

Наименование месторождения	Скорость реакции HCL 15% с кернавым материалом г/см <sup>2</sup> * мин	Скорость реакции HCL 15% с модельным керном (мрамор) г/см <sup>2</sup> * мин
Аксубаево-Мокшинское	0,06	0,06
Ямашинское	0,02	
Вишнево-Полянское	0,02	

**Список использованных источников:**

1. И.А. Гуськова, Д.Р. Хаярова, Т.Л. Гайфуллин, Р.Р. Закиров. Экспериментальные исследования гидрофобизирующих свойств составов, используемых в технологиях гидроразрыва пласта // Нефтепромысловое дело. – 2022 –№ 8(644). – С. 21–26. – DOI: 10.33285/0207-2351-2022-8(644)-21-26.

2. М.А. Силин, Л.А. Магадова, В.Н. Мариненко, М.Д. Пахомов, Л.Ф. Давлетшина, О.Ю. Ефанова, А.Г. Мишкин. Проблемы, возникающие при кислотных обработках добывающих и нагнетательных скважин. Технологические жидкости для решения этих проблем. // Нефтепромысловое дело.- 2009. - №2. С.26-30.

3. И.А. Гуськова, Д.Р. Хаярова, Т.Л. Гайфуллин, Р.Р. Закиров. Оценка и прогнозирование технологических рисков образования эмульсионных систем при проведении кислотных гидроразрывов пласта // Нефтяное хозяйство. – 2023 - № 3. – С. 48-53. – DOI: 10/24887/0028-2448-2023-3-48-53.

4. И.А. Гуськова, Д.Р. Хаярова. АСПО. Управление осложнениями на поздней стадии разработки. Монография. Альметьевск, 2023.-200с.

УДК 622.276

**ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВОЙ СИСТЕМЫ  
ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ  
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ**

*Д.С. Белоклоков*

*(Альметьевский государственный нефтяной институт, г.Альметьевск, аспирант,  
инженер-лаборант лаборатории фильтрационных исследований ЦНТИ)*

В настоящее время в России много трудноизвлекаемых полезных ископаемых – около 60% от общих запасов. К трудноизвлекаемым относятся запасы нефти в низкопроницаемых коллекторах, высоковязкая нефть, остаточные запасы выработанных месторождений, а также подгазовые залежи. Кроме того, в список ТрИЗ, как правило, включают нетрадиционные запасы, а также месторождения в удаленных и труднодоступных районах.

Одним из перспективных методов добычи тяжелых нефтей и природных битумов являются тепловые методы или комбинация тепловых и физико-химических

методов. Все они направлены на снижение вязкости нефти и улучшение ее фильтрационных характеристик [1].

Тепловые методы добычи нефти требуют проведения лабораторных исследований с применением специальных измерительных установок. Эти установки позволяют моделировать реальные условия температуры и давления в породах, анализировать влияние температуры на свойства керновых материалов [2].

Данные о теплофизических свойствах горных пород являются ключевым параметром для численных моделей пластовых систем, кроме того они необходимы для работ по определению скорости продвижения фронта теплоносителя, оценке тепловых ресурсов месторождений и проектированию систем разработки [3].

В работе представлены результаты экспериментальных исследований теплофизических свойств керновых образцов.

Исследования проводились на дифференциальном сканирующем калориметре (DSC 204HP) и приборе лазерной вспышки (LFA 467 HyperFlash) в диапазоне температур от 25 до 225°.

На рисунке 1 представлено изменение удельной теплоемкости предварительно дезинтегрированных нефтенасыщенного и не нефтенасыщенных кернов, отобранных с одного горизонта.

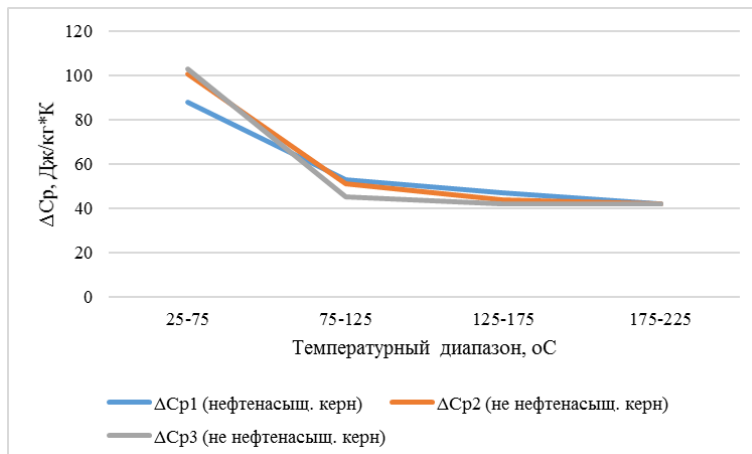


Рисунок 1 – Изменение удельной теплоемкости предварительно дезинтегрированных нефтенасыщенного и не нефтенасыщенных кернов

По результатам исследований удельной теплоемкости нефтенасыщенного и не нефтенасыщенных кернов видно, что максимальное изменение удельной теплоемкости отмечено в интервале от 25 до 75 °С и на этом графике могут быть выделены 2 зоны: зона интенсивного уменьшения удельной теплоемкости и зона стабилизации. В зоне стабилизации при температуре 225 °С значения удельной теплоемкости становятся практически идентичными для всех образцов. Насыщенность углеводородами оказывает существенное влияние на величину удельной теплоемкости, особенно большое это влияние в интервале температур от 25 до 75 °С. Поэтому, для проведения исследований удельной теплоемкости необходимо использование как не нефтенасыщенных, так и нефтенасыщенных образцов керна, что обеспечит более корректное определение тепловых свойств и в конечном счете повысит точность проектирования технологий. Обязательным условием исследования тепловых свойств является изучение их изменений в температурном диапазоне до 125 °С, который является зоной наиболее существенных изменений удельной теплоемкости.

### **Список использованных источников:**

1. Гуськова И.А. Разработка и развитие технологических решений проблемы формирования органических отложений в условиях эксплуатации техногенно изменённых залежей нефти : дис. ... доктора технических наук : 25.00.17 / И.А. Гуськова, - Б., 2011. – 185 с.
2. Гуськова И.А. Методические подходы к исследованию влияния температуры на компонентный состав сверхвязкой нефти / И. А. Гуськова, В. А. Саяхов, Л. К. Шайдуллин, И. М. Ишкулов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2016. № 6 (120). С. 61-64.
3. Гарушев Э.А. Лабораторное определение тепловых свойств горных пород в условиях, близких к пластовым / Гарушев Э. А., Коробкин А. В., Рогозин А. А., Кузнецов А. А. // Территория Нефтегаз. 2011. № 4. С. 54-57.

УДК 622.276.72

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНЫХ РАСТВОРОВ С ОТКЛОНЯЮЩИМИ ДОБАВКАМИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**

***А.М. Валиев***

*(Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск,  
магистрант)*

На сегодняшний день практически все остаточные трудноизвлекаемые запасы нефти сосредоточены в низкопроницаемых коллекторах, отдельная разработка которых не всегда рентабельна. В условиях неуклонного роста трудно-извлекаемых запасов республики РТ и России в целом (на сегодняшний день ее доля превышает 80% всех остаточных запасов) неопределимую важность приобрели методы сохранения продуктивности скважин. За несколько последних десятилетий обработки призабойной зоны однозначно доказали свою целесообразность и необходимость применения на всех объектах разработки, достигнувших последней стадии.

На практике во многих случаях технологии интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи залежей нефти начинают применяться на этапе, когда уже произошло падение дебитов нефти и произошло резкое увеличение обводнённости продукции скважин. К тому же повышение объемов закачиваемой кислоты в карбонатном коллекторе не приводит к ожидаемому росту эффективности, что обуславливает необходимость применять кислотные составы с применением различных отклонителей для блокировки поступления раствора в высокопроницаемые интервалы пласта и обработки низкопроницаемых.

Для большей глубины воздействия на карбонатный коллектор в последнее время на нефтепромыслах широко применяют большеобъемные селективные кислотные обработки (БСКО). Обработка ведется при давлении ниже давления гидроразрыва пласта. Селективная кислотная обработка позволяет блокировать наиболее проницаемые слои ПЗП гелеобразующим составом; избирательно воздействовать кислотной композицией на пропластки с наименьшей проницаемостью, более эффективно расходовать кислотную композицию. Общий объем кислоты разбивается на несколько оторочек, закачиваемых в скважину поочередно с отклонителем. При проектировании дизайна БСКО

необходимо обоснованно рассчитывать скорость закачки реагентов, объем кислотного состава, объем отклонителя, количество циклов закачки рабочей жидкости [1].

Также одним из направлений повышения эффективности воздействия на пласт является технология пенокислотного воздействия на продуктивные отложения. Такие обработки позволяют производить углубленную обработку пласта кислотой и расширить профиль проницаемости во время нагнетания кислотного раствора. При вызове притока из пласта присутствие пенной фазы содействует выносу продуктов реакции, а следовательно, лучшему очищению призабойной зоны пласта.

Для некоторых пород с преобладанием поровой матрицы (и технологических операций по стимуляции) требуется практически небольшое замедление скорости реакции. Этому требованию отвечает рецептура ПАКС. Поверхностно-активный кислотный состав - основа технологии кислотной обработки порово-трещиноватых карбонатных коллекторов. Технология предполагает закачку в пласт при больших скоростях оторочки ПАКС и ее продавку в глубь пласта [2].

Таким образом, существуют различные технологии обработки призабойной зоны пласта с применением отклоняющих добавок. Их эффективность во многом определяется качеством и физико-химическими свойствами реагентов и пластовых флюидов. Реализация методов увеличения нефтеотдачи достаточно затратна, поэтому требует детальной проработки с планированием лабораторных исследований, математических расчетов и опытно-промышленных работ.

#### **Список использованных источников:**

1. Оптимизация проектирования большеобъемных селективных кислотных обработок карбонатных коллекторов / Г.Т. Булгакова, Р.Я. Харисов, А.Р. Шарифуллин [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2010. - №11.
2. Мингалимов, И.Х. Подбор и обоснование кислотных составов для очистки призабойной зоны пласта / И.Х. Мингалимов // Записки Горного института. – 2004. – 3 с.

УДК 622.276

## **ВЛИЯНИЕ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ЗАКАЧИВАЕМОЙ ВОДЫ НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ И НЕФТЕОТДАЧУ КОЛЛЕКТОРОВ**

*И.Д. Волостнов*

*(Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, студент)*

В докладе рассматривается влияние минерализации закачиваемой воды на проницаемость и нефтеотдачу коллекторов. Закачиваемая в пласт вода является основным рабочим агентом, вытесняющим нефть и при контакте в пластовых условиях с пластовой водой и породой коллектора должна сохранять стабильность. В статье рассматриваются различные точки зрения по поводу процесса заводнения различного типа минерализации.

Нефтенасыщенные пласты представляют собой пористый материал различного вещественного состава пород с порами по величине и сообщаемости от субкапилляров до сверхкапилляров. Основной особенностью при закачке воды являются изменения фильтрационных свойств породы в результате взаимодействия глины с водой. Концентрация солей в закачиваемой воде может по-разному влиять на скорость коалесценции дисперсной фазы, увеличивая или уменьшая ее.

Результаты эксперимента по нелинейной фильтрации [1] показывают, что чем выше минерализация закачиваемой воды, тем выше эффективная проницаемость пласта. При минерализации закачиваемой воды в два раза выше пластовой проявляется полная подвижность и наивысшее значение индекса продуктивности. Согласно ЯМР, доля макропор является самой высокой. В результате гидратации глинистых минералов и миграции частиц в пласте происходит блокирование каналов, после чего макропоры превращаются в мезопоры, а мезопоры в микропоры. При минерализации закачиваемой воды в 3 раза больше пластовой увеличивается подвижность флюида, но при этом размеры пор снижаются до мезопор. Трехкратная минерализация нейтрализует отрицательные заряды глинистых минералов и после обмена катионов, при взаимодействии с  $(\text{CO}_3)_2$  в глинистых минералах, остается больше  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$ . Образуются осадки  $\text{CaCO}_3$  и  $\text{MgCO}_3$ , которые блокируют макропоры.

В работе [2] рассматривается проблема выбора воды для ППД различной минерализации: с одной стороны низкоминерализованная вода куртамышского горизонта, с другой – минерализованная пластовая и подтоварная вода разрабатываемых нефтяных объектов. Нередко закачка низкоминерализованной воды приводит к снижению фильтрационных свойств коллекторов, что в большинстве случаев объясняется набуханием глин и солеобразованием. Однако в работе [3] показано, что применение для ППД воды с меньшей минерализацией приводит к постепенному опреснению пластовой воды, что положительно сказывается на процессе ее дальнейшей подготовки и использования.

Снижения значения межфазного поверхностного натяжения для пластовой воды и нефти можно добиться закачкой слабоминерализованной воды. Остаточная нефть в виде пленки и капель, прилипших к твердой поверхности, хорошо отмывается и увлекается в глубь пласта струей воды, уменьшая остаточную нефтенасыщенность [4]. При этом слабоминерализованная вода при взаимодействии с глинистыми минералами приводит к гидратации и диспергированию глинистых частиц, происходит образование гипсовых отложений, уменьшается фазовая проницаемость по нефти и воде [5].

Отмечается, что к процессу заводнения каждой скважины необходим определенный комплексный подход. На примере влияния минерализации видно, как вода с различным содержанием растворенных солей может как благоприятно, так и негативно влиять на коллекторские свойства пород. В основном, ухудшение проницаемости происходит из-за набухания глин, которое активизируется с понижением минерализации воды. Чрезмерное содержание растворенных солей также может приводить к уменьшению размера пора и последовательному снижению КИН.

#### **Список использованных источников:**

1. WANG Lei, ZHANG Hui, PENG Xiaodong, et al. Water-sensitive damage mechanism and the injection water source optimization of low permeability sandy conglomerate reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1148-1158.

2. Стенькин А.В. Исследование влияния вод различной минерализации на коэффициент вытеснения нефти водой относительно использования в системе поддержания пластового давления по группе пластов тюменской и абалакской свит месторождений ТПП "Урайнефтегаз" / А. В. Стенькин, С. В. Астаркин, В. В. Колпаков, А. Г. Давлетгареева // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 2. – С. 52-58.

3. Михайлов, Н. Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов / Н. Н. Михайлов. – Москва : Издательство "Недра", 1992. – 270 с.



4. Михайлов, Н. Н. Экспериментальное и модельное исследование влияния закачки слабоминерализованной воды на нефтеотдачу пластов / Н. Н. Михайлов, С. В. Мелехин, В. И. Полищук // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 7. – С. 19-30.

5. Кожевников, А. В. Влияние минерализации пластовых вод на проницаемость и нефтеотдачу коллекторов / А. В. Кожевников // Научный форум. Сибирь. – 2016. – Т. 2, № 3. – С. 64-65.

УДК 622.276

## **ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

*А.И.Гадиева*

*(Альметьевский государственный нефтяной институт, магистр)*

Физический смысл циклического заводнения определяется «увеличением упругого запаса пластовой системы путем периодического повышения и снижения давления нагнетания воды», что создает внутри пласта перепады давления и перетоки жидкости между пропластками разной проницаемости. Это способствует перераспределению жидкости в пласте за счет капиллярных сил. Наибольший эффект от применения циклического заводнения наблюдается в неоднородных продуктивных коллекторах. Периодическое изменение по величине и направлению перепадов давления в пропластках различной проницаемости приводит к проникновению закачиваемой воды в участки продуктивного пласта, неохваченные обычной закачкой, то есть в застойные нефтяные зоны. [1]

Одним из эффективных способов увеличения коэффициента охвата и сокращения удельных расходов попутной воды на добычу нефти является метод циклическое заводнение с переменной направлением фильтрационных потоков.

Эффективность упруго-капиллярного нестационарного метода заводнения макро- и микронеоднородных пластов определяется двумя неразрывно связанными процессами: 1) гидродинамическим внедрением воды в низкопроницаемые нефтенасыщенные элементы пласта за счет неравномерного перераспределения, вызываемого макронеоднородностью; 2) капиллярным замещением нефти водой в малопроницаемых зонах пласта, вызываемым микронеоднородностью среды. [2]

Метод перемены направления фильтрационных потоков служит, как известно, улучшению охвата пластов заводнением по площади. Он наиболее полно реализуется в случае, когда залежь разбита рядами нагнетательных скважин на замкнутые блоки, а также при различных площадных системах размещения скважин, очаговом и избирательном заводнении.

При классической схеме расположения скважин попеременно останавливаются нагнетательные скважины продольных и поперечных рядов, а при круговой – скважины каждого граничного ряда.

При блочно-площадной системе размещения скважин закачка ведется попеременно в скважины поперечных и продольных рядов. Блочная схема с чередованием закачки и отбора позволяет попеременно пускать в работу и останавливать соседние технологические ячейки.

При изменении распределения линий тока по площади участка, ранее не охваченные или слабо охваченные заводнением, пронизываются линиями тока нового направления, и вытеснение нефти из этих участков интенсифицируется. [2]

Если циклическое заводнение применяется к месторождению, разрабатываемому рядной системой, разбивка блоков на элементы описанным выше способом осуществляется так, что по ряду нагнетательных скважин и "бежит" как бы волна давлений с определенной длиной, а по противоположному ряду распространяются волны давления той же длины, но с противоположной фазой. При перекрестной схеме циклического заводнения пуск под закачку и остановка нагнетательных скважин разрезающих рядов осуществляется по диагонали. Система заводнения «через ряд» подразумевает ввод в работу в течение первого полуцикла скважин среднего разрезающего ряда, а в течение второго – скважин граничных рядов. В случае рядной линейно-попеременной схемы циклирования закачка попеременно ведется в расположенные напротив пары нагнетательных скважин. [3]

Таким образом, цикличность воздействия на неоднородный пласт при наличии зависимости проницаемости от давления дает дополнительную интенсификацию и дополнительный охват заводнением за счет "взаимодействия" нелинейности процесса с его периодичностью.

#### **Список использованной литературы:**

1. Азаматов В.И., Глумов И.Ф. Коэффициент вытеснения нефти водой в условиях Ромашкинского месторождения. Вопросы геологии, разработки нефтяного месторождения, гидродинамики и физики пласта // Тр.ТатНИИ- 1964. - Вып.V1.с.273-281
2. Сахабутдинов Р.З., Бакиров И.М., Насыбуллин А.В., Саттаров Р.З., Яртиев А.Ф., Ханипов Н.М. Методическое руководство по совершенствованию нестационарного заводнения в зависимости от геолого-физических условий // ТатНИПИнефть. – 2020. – С.5-15.
3. Ибатуллин Р.Р. Методическое руководство по совершенствованию циклического заводнения в различных геолого-физических условиях // ТатНИПИнефть. – 2020. – С.20-27.

УДК 622.276.43

### **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ ВЫТЕСНЕНИЯ В КАЧЕСТВЕ МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**

*А.С. Гайнулин (БГРи-20-01)*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г.Уфа, Российская Федерация*

В настоящее время доля традиционных запасов углеводородов в общей структуре мировых запасов неуклонно снижается. Это побудило инженеров-нефтяников искать решения для увеличения нефтеотдачи пластов в районах, где добыча снижается, и участвовать в разработке районов с аномальными свойствами нефти и с трудноизвлекаемыми запасами [1, 2]. Перспективными методами повышения нефтеотдачи пластов (МУН) являются газовое (ГВ) и водогазовое воздействие (ВГВ) на нефтяные пласты [3, 4].

В качестве агента, закачиваемого в пласт, используется газ или водогазовая смесь. В настоящее время эти методы неуклонно набирают популярность как в отечественной, так и в зарубежной практике.

Воздействие воды и газа на пласт — это процесс воздействия на пласт путем комбинированной закачки воды и газа, с целью достижения максимально возможного текущего и конечного коэффициента извлечения нефти. Водогазовый эффект позволяет получить увеличение коэффициента охвата пласта как по площади, так и по толщине, одновременно увеличивая конечный коэффициент вытеснения нефти [5].

#### **Список использованных источников:**

1. Изучение процесса заводнения тонкослойных многослойных коллекторов / М. Н. Шаймарданов, Р. Г. Сарваретдинов [и др.] // Нефтепромысловое дело, 2013. - № 3. - С. 86-90.
2. К проблеме учета добычи нефти и газа по объектам разработки / Д. К. Сагитов [и др.] // Нефтепромысловое дело, 2015. - № 9. - С. 5-9.
3. Экспериментальное определение коэффициента вытеснения нефти водой, газом и при попеременной закачке газа и воды на керне терригенных отложений покурской свиты Самотлорского месторождения / Манапов Т. Ф. [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2008. - № 11. - С. 32-34.
4. Пат. 2299979 РФ Способ разработки нефтяной залежи / Вафин Р.В., Зарипов М.С. [и др.] // Опубл. 27.05.2007.
5. Моделирование процессов нефтеизвлечения из анизотропного пласта при различных режимах разработки залежи / Н. И. Хисамутдинов, И. В. Владимиров [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 1. – С. 5-7.

УДК 622.276.72

## **ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ В НЕФТЕПРОВОДАХ**

*И.И. Гайсин*

*(Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, студент)*

В работе рассматриваются основные методы борьбы с солеотложением в нефтепроводах.

Процесс добычи нефти сопровождается отложением твердых осадков неорганических веществ, накапливающихся на стенках оборудования и нефтепроводов. Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. В этой связи процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующиеся в условиях повышенной обводнённой добываемой продукции [1].

Солеотложения могут привести к ухудшению работы оборудования, уменьшению его производительности, а также к повышению риска аварийных ситуаций. Для их устранения и предотвращения необходимы регулярное обслуживание и очистку нефтепромыслового оборудования от солей и других минеральных отложений.

К современным методам предотвращения отложений солей относятся:

- Физические методы;
- Технологические методы;

— Химические методы.

Физические методы предотвращения отложения солей включают [2] обработку потока добываемой жидкости магнитными, электрическими и акустическими полями. Применяются специальные аппараты магнитной обработки жидкостей. Под действием магнитного поля растворенные соли изменяют структуру и выносятся из скважины. К преимуществам данного метода относится простота конструкции, к недостаткам — необходимость монтажа подъемного оборудования и невозможность применения при солеобразовании в призабойной зоне пласта. Использование акустических полей основано на создании колебаний. Под акустическим воздействием меняется структура солей, мельчают их кристаллы и ослабевает сцепление с поверхностью металла. К недостаткам можно отнести их малую изученность и сложность конструкции.

К технологическим способам относят подготовку воды для использования в системе ППД, операции по отключению обводненных интервалов, отдельный отбор и сбор жидкости и т.д. При этом предотвращение солеотложения происходит за счет исключения или ограничения возможности смешения химически несовместимых вод

Для повышения работоспособности нефтегазопромыслового оборудования применяются различные защитные покрытия. Имеется положительный опыт применения покрытия насосно-компрессорных труб стеклом, эмалями, различными лаками, пентапластом [3].

В работе [4] отмечается, что для снижения негативного влияния солеотложений известно множество методов борьбы, но наиболее широко применяются химические реагенты, действие которых направлено на снижение или удаление отрицательного влияния данного осложняющего фактора. В частности, для предупреждения образования осадков неорганических солей используются ингибиторы солеотложений (ИСО), введение которых в добываемую жидкость в оптимальной концентрации оказывает влияние на процесс кристаллообразования.

Таким образом, важно отметить, что выбор метода борьбы с солеотложениями зависит от различных факторов [5], таких как тип солей, их концентрация, условия работы нефтепровода. Причину образования отложений нужно изучать на конкретных месторождениях. Борьба с отложениями солей в оборудовании не имеет универсального решения. Предупреждение солеобразования должно быть постоянным направлением борьбы с солевыми отложениями

#### **Список использованных источников:**

1. Хаярова Д.Р., Гуськова И.А., Гарипова Л.И., Абзяппарова Э.Р. О прогнозе рисков, обусловленных формированием солеотложений. Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2019. Т. 18. С. 40-48.
2. Шангараева Л.А., Максютин А.В., Султанова Д.А. Способы предотвращения солеотложения при разработке и эксплуатации залежей нефти // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1..
3. Современная практика предупреждения и удаления солеотложений / Г. Р. Пучина, В. В. Рагулин, А. Г. Телин [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18, № 2. – С. 72-80.
4. Предотвращение образования сложных железосодержащих осадков в процессе добычи обводненной нефти / В. К. Миллер, Н. С. Булдакова, О. А. Овечкина, Е. Ю. Коробейникова // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 4(50). – С. 32-35.

5. Гуськова И.А., Хаярова Д.Р., Закиров Р.Р. Комплексная экспериментальная методика выбора ингибитора солеотложений. Нефтяная провинция. 2021. № 4-2 (28). С. 393-405.

УДК 622.276.3

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ БАШКИРСКОГО ЯРУСА

*И.Ф.Гареев*

*(«Альметьевский государственный технологический университет  
«Высшая школа нефти» г. Альметьевск, студент группы 73-11)*

На сегодняшний день, в мире прослеживается тенденция, характеризующая уменьшение добычи нефти из терригенных коллекторов, ввиду снижения энергетического состояния залежей и выработки основной доли запасов, сосредоточенных в крупных нефтяных месторождениях. Вместе с этим, увеличивается значимость трудноизвлекаемых запасов, занимающих подавляющую часть карбонатных коллекторов, в которых сосредоточена значительная часть мировых запасов нефти.[1]

В данной работе проведен анализ разработки исследуемого участка. Исходя из ранее организованных геолого-технических мероприятий, выполнен прогнозный расчет эффективности планируемых геолого-технических мероприятий. По рассматриваемому объекту спрогнозировано 4 варианта разработки, не включая базовый. Вариант 1 предусматривает реализацию мероприятий действующего проектного документа - бурение 20 вертикальных скважин. В варианте 2 для оптимизации добычи предусмотрено бурение 10 горизонтальных скважин в зоны остаточных запасов. Вариант 3 в дополнение к варианту 2 предусматривает проведение КГРП. Вариант 4 в целях увеличения экономической рентабельности предлагается провести бурение 20 вертикальных скважин в первый год.

Анализ расчетов показал, что проведение геолого-технических мероприятий таких как бурение горизонтальных скважин и кислотного гидроразрыва пласта [2, 3] показало наибольшую эффективность. Показатели годовой, накопленной добычи и коэффициента извлечения нефти за время планируемой разработки оказались самыми высокими из всех представленных вариантов[4].

### **Список использованных источников:**

1. Лысенков, А. В. Геолого-физическая характеристика карбонатных коллекторов и остаточных запасов нефти месторождений республики Башкортостан / А. В. Лысенков, И. Е. Лысенков // Молодой ученый. - 2021. -№ 22. -С. 75-77.

2. Гуськова И.А., Рыбаков А.А., Габдрахманов А.Т., Юсупова Т.Н., Барская Е.Е. О методах оценки эффективности проведения гидроразрыва пласта. Нефтяное хозяйство. 2014. № 6. С. 106-108.

3. Гуськова И.А., Рыбаков А.А. Новый подход к оценке гидравлического разрыва пласта. В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. Материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан. Альметьевский государственный нефтяной институт. 2016. С. 362-365.

4. Насыбуллин А.В., Байбуров Р.Р. Использование статистических методов машинного обучения для оптимизации эксплуатации скважин//Нефтяная провинция.- 2021.-№3(27).-С.84-94

УДК 622.276.8

## **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СПОСОБОВ ОТДЕЛЕНИЯ ВОДЫ ОТ НЕФТИ ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ**

**С.И. Гареев**

*(Уфимский государственный нефтяной  
технический университет, г. Уфа, МГР12-22-01)*

**Ю.В. Зейгман**

*(Уфимский государственный нефтяной  
технический университет, г. Уфа, профессор, д.т.н.)*

Основной особенностью современной добычи нефти в Башкирии является переход многих нефтяных месторождений на позднюю стадию разработки. В связи с чем, скважинная продукция имеет обводненность (90...95 %) и вязкость (свыше 30 мПа·с), которое в свою очередь ведет к увеличению затрат на отделение воды от нефти. К примеру, вязкость продукции скважин Чекмагушевского месторождения при 20 °С составляет от 32 мПа·с до 57 мПа·с, Арланского месторождения от 30 мПа·с до 33 мПа·с [1].

Одним из основных аппаратов отделения воды от нефти являются горизонтальные отстойники. Расчеты горизонтального отстойника показывают, что диаметр, длина аппарата и скорость осаждения капель воды зависят от плотности, вязкости продукции и геометрических параметров отстойника. Поэтому основным способом повышения его эффективности выявляется тепловое воздействие на плотность и вязкость. [2].

При повышении температуры уменьшается плотность и вязкость скважинной продукции, так как увеличивается расстояние и уменьшается притяжение между дисперсионной средой и каплей нефти, находящейся внутри объема воды. Так при увеличении температуры продукции с 20 °С до 45 °С плотность уменьшается на 2 %, а вязкость уменьшается на 35 %.

Повысить температуру скважинной продукции на 25 °С можно путем внешнего теплового нагрева труб с помощью путевых подогревателей. Устройство представляет собой печь с промежуточным теплоносителем. В качестве горючей смеси используется попутный газ, который предварительно отделяется в газонефтяном сепараторе.

Исходя из выше рассмотренного, можно сказать, что использование путевых подогревателей позволит увеличить температуру продукции скважин, уменьшить её плотность и вязкость, которое в свою очередь позволит повысить эффективность процесса гравитационного разделения воды от нефти.

### **Список использованных источников:**

1. Требин Г.Ф., Чарыгин Н.В., Обухова Т.М. Нефти месторождений Советского Союза. Справочник. – 2-е изд., доп. и перераб. М., Недра, 1980, 583 с.
2. Лутошкин Г.С., Дунюшкин И.И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах. Учеб, пособие для вузов. — М.: Недра, 1985, с. 135.

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

*Д.О. Гареев (МГР14-22-01)*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, Российская Федерация)*

Наиболее эффективной технологией управления процессом движения жидкости в пласте является система поддержания пластового давления (ППД) [1-3]. Целесообразность применения данного метода заключается в повышении эффективности разработки нефтяного месторождения путем увеличения объемов добычи жидкости и темпов разработки залежи [4]. Ввиду влияния геолого-физических и технологических факторов на процесс эксплуатации месторождения возникает потребность в оценке производительности системы ППД. Не вся закачиваемая в пласт вода совершает полезную работу [5], возникновение технических и технологических потерь приводит к обводненности добываемой продукции [6], увеличению объемов закачки и затрат на обслуживание оборудования ППД. Проблема оценки объемов закачиваемой воды и их распределение по пластам остается одной из основных актуальных проблем управления заводнением [7].

### Список использованных источников:

1. Изучение процесса заводнения тонкослойных многослойных коллекторов / М. Н. Шаймарданов, Р. Г. Сарваретдинов [и др.] // Нефтепромысловое дело, 2013. - № 3. - С. 86-90.
2. Исследование изменения характера взаимодействия скважин в процессе заводнения / Сагитов Д. К. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, 2019. - № 2. - С. 81-85.
3. Пат. 2299979 РФ Способ разработки нефтяной залежи / Вафин Р.В., Зарипов М.С. [и др.] // Оpubл. 27.05.2007.
4. Моделирование процессов нефтеизвлечения из анизотропного пласта при различных режимах разработки залежи / Н. И. Хисамутдинов, И. В. Владимиров [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 1. – С. 5-7.
5. Способы оценки эффективности формирования системы заводнения на объекте Западно-Усть-Балыкского месторождения / В. А. Проскурин, Н. И. Хисамутдинов [и др.] // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2013. – № 6. – С. 36-38.
6. Стимуляция добычи нефти обработкой призабойных зон добывающих скважин Алексеевского месторождения (кизеловский горизонт) / Р.В. Вафин [и др.] // Нефтепромысловое дело, 2004. - № 7. - С. 16-20.
7. К проблеме учета добычи нефти и газа по объектам разработки / Д. К. Сагитов [и др.] // Нефтепромысловое дело, 2015. - № 9. - С. 5-9.

**РОЛЬ ТЕХНОГЕННЫХ ТРЕЩИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ****А.Ш. Гарифуллин***(Уфимский Государственный нефтяной технический университет г.Уфа, доцент)*

Доля остаточных запасов нефти в карбонатных коллекторах постоянно растет. Этому способствует интенсивная разработка в терригенных коллекторах и открытие новых запасов в карбонатных коллекторах. В тоже время эффективность разработки значительно ниже, чем терригенных. Меньшие конечные коэффициенты извлечения нефти (КИН), низкая эффективность заводнения и успешность геолого-технических мероприятий.

Отсутствие реакции на освоение нагнетательных скважин в соседних добывающих скважинах, обводнение скважин вдали от контура нефтеносности и от нагнетательных скважин, высокие текущие КИНЫ по карбонатным объектам разработки никак не объясняются существующим представлением о геологическом строении и образованием трещин.

На более чем по 20 месторождениям Республики Башкортостан по карбонатным объектам достигнуты текущие КИНЫ 35% и выше при практически минимальной эффективности заводнения и появлением воды в первые 1-2 месяца после освоения по ряду скважин.

На выбранных трех участках по каширо-подольским отложениям Арланского месторождения, с плотностью сетки скважин 4-7 га/скв, достигнуты высокие текущие КИНЫ (более 40%) при минимальной или полном отсутствии реакции на закачку воды.

Выдвинута гипотеза о техногенном характере образования трещин в процессе бурения скважин и проведения перфорационных работ. При этом возникающие давления превышают давления, создаваемые при ГРП. Гипотеза о техногенных трещин полностью объясняет низкую эффективность заводнения и достижение высоких значений коэффициентов нефтеизвлечения при плотных сетках скважин. Появление трещин в плотных породах, наличие водонасыщенных пластов ниже продуктивных нефтенасыщенных и организация режима вытеснения нефти водой подтверждает выдвинутую гипотезу.

**Список использованных источников:**

1. Т.Д.Голф-Рахт Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. М., Недра, 1986.
2. Сложные сети трещин в разломных зонах земной коры. Бурзунова Юлия Петровна, Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Иркутск, 2015.
3. Сазонов Б.Ф. Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме. – М.: Недра, 1973. – 238 с
4. Максимов М.И. Метод подсчета извлекаемых запасов нефти в конечной стадии эксплуатации нефтяных пластов в условиях вытеснения нефти водой // Геология нефти и газа. – 1959. – № 3. – С. 42–47.
5. Гайсин Д.К. Метод прогноза технологических показателей и нефтеотдачи пластов по промысловым данным в поздней стадии разработки // Труды БАШНИ-ПИНЕФТЬ. – 1986. – № 74. – С. 128-137.



6. Назаров С.Н., Сипачев Н.В. Методика прогнозирования технологических показателей на поздней стадии разработки нефтяных залежей // Нефть и газ. – 1972. – №10, С. 41-45

7. Р.Мартин. Чистая архитектура, Питер, 2021, 352 с.

УДК 622.276

## **О ПРИМЕНЕНИИ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**

***Р.А. Гаффанов***

*(Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, студент)*

В работе рассматриваются аспекты применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи. Тепловые МУН – это методы интенсификации притока нефти и повышения продуктивности эксплуатационных скважин, основанные на искусственном увеличении температуры в их стволе и призабойной зоне. Применяются тепловые МУН в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей. Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъемных трубах и в призабойной зоне.

Одной из основных проблем в нефтегазовой отрасли в настоящее время является ухудшение структуры остаточных и быстрый рост доли трудноизвлекаемых запасов нефти, значительную долю среди которых составляют высоковязкие нефти (ВВН).

Российская Федерация обладает крупными ресурсами сверхтяжелых углеводородов. Геологические запасы Российской Федерации составляют около 7 млрд. т. Однако масштабы работ по освоению этих ресурсов не соответствуют их потенциалу и важной роли в решении проблемы воспроизводства минерально-сырьевой базы РФ в ближайшие годы. Ключевым вопросом в решении данной проблемы является создание эффективных технологий разработки ВВН и СВН, которые позволили бы значительно повысить рентабельность добычи и увеличить конечный коэффициент извлечения нефти (КИН).

Традиционные способы «холодного» заводнения не позволяют разрабатывать месторождения высокими темпами, при этом проектный коэффициент извлечения нефти (КИН) не превышает 0,2 – 0,25. Столь низкие значения проектного КИН обусловлены низкой эффективностью разработки залежей высоковязкой нефти, связанной с их низкой рентабельностью. Для решения проблемы необходимы поиск и промышленное внедрение экономически эффективных технологий добычи. Анализ геолого-промысловых материалов месторождений, содержащих нефть вязкостью более 30 мПа·с, показывает, что при применении обычного «холодного» заводнения разработка месторождения характеризуется отбором больших объемов воды – до 10 – 25 поровых объемов пласта и низкими темпами отбора нефти [1].

Одними из эффективных способов разработки залежей высоковязкой нефти, позволяющих достичь высокого КИН, являются тепловые методы, такие как закачка горячей воды, пара, создание внутрипластового горения.

Целесообразность подогрева продуктивных пластов, содержащих высоковязкие нефти, определяется конкретными геолого-физическими, инфраструктурными и экономическими условиями. В любом случае целесообразность нагрева в высокой степени

зависит от стоимости подачи в пласт теплоносителя и качества теплоизоляции для сокращения потерь тепловой энергии, для сохранения эффективности нагрева [2].

Одним из направлений повышения эффективности разработки нефтяных месторождений является применение технологии термозаводнения направленное на уменьшение вязкости нефти, увеличение ее подвижности, ослабление структурно-механических свойств, снижение толщины граничных слоев, улучшение условий для капиллярной пропитки, переход компонентов нефти в газообразное состояние, улучшение условий смачиваемости вытесняющего агента, что в конечном итоге ведет к увеличению нефтеотдачи [3].

Проанализировав опытно-промышленные работы, использование тепловых методов, а именно термозаводнения приводит к снижению вязкости, обводненности и дебита жидкости. Но также присутствуют недостатки, высокая стоимость подогрева агента закачки, тепловые потери, при транспортировке агента от пункта подготовки для пласта и рост темпа коррозии оборудования.

Таким образом, использование тепловых методов нефтеотдачи целесообразно, однако необходимо их усовершенствование с целью увеличения рентабельности.

#### **Список использованных источников:**

1. Хисамов, Р.С. Особенности освоения месторождений тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов Восточно-Европейской платформы / Р.С. Хисамов [и др.] // – Санкт-Петербург: ВНИГРИ, 2009.– 211 с.
2. Бурже, Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. / Ж. Бурже, П. Сурно, М. Комбрану // : Пер. с франц. под общей редакц. к.т.н. В.Ю. Филановского и д.т.н. Э.Э. Шпильрайна.- М.: Недра, 1988.- 424 с.
3. Муслимов, Р.Х. Опыт применения тепловых методов разработки на нефтяных месторождениях Татарстана. / Р.Х. Муслимов, К.М. Мусин, М.М. Мусин //– Казань: Новое Знание, 2000.– 225 с.

УДК 622.276

### **ОБОСНОВАНИЕ ЗОН УПЛОТНЯЮЩЕГО БУРЕНИЯ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ РАЗРАБОТКИ**

*Н. А. Гуляев (аспирант), Д. К. Сагитов (профессор)  
Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, Российская Федерация*

Большинство нефтяных месторождений находится на заключительной стадии разработки, в связи с этим возникает необходимость поддержания плановых отборов, в частности за счет проведения уплотняющего бурения. Применение технологии ЗБС [1] способствует увеличению нефтеотдачи пластов и в некоторых случаях заменяет уплотняющее бурение эксплуатационных скважин [2]. При уплотнении сетки скважин уплотняющим бурением необходимо точно определить локализацию остаточных запасов [3]. Оценка инвестиционной привлекательности уплотняющего бурения невозможна без комплексного учета множества геолого-технологических факторов, уникальных для каждого конкретного месторождения. Предложен алгоритм поиска

перспективных зон для уплотняющего бурения на основе комплексного учета всей имеющейся геолого-промысловой информации путем создания суммарной карты геолого-технологических рисков в программном комплексе «РН-КИН» [4]. Целью работы является создание методики по определению наиболее благоприятных зон для бурения на основе комплексного анализа геолого-технологических рисков и показателей разработки. Ключевыми особенностями предложенного алгоритма поиска перспективных зон для уплотняющего бурения являются: комплексный учет всей имеющейся геолого-промысловой информации, вариативность степени влияния факторов в зависимости от рассматриваемого геологического сценария и объективность результатов проведенного анализа. Алгоритм методики универсален и рекомендован для оценки перспективности зон для бурения на любых месторождениях углеводородного сырья. Итогом работы является решение практически значимой задачи – актуализация программы бурения на месторождении.

#### **Список использованных источников:**

1. Восстановление скважин методом бурения боковых стволов. Технологическая инструкция компании. - М., 2010. – 81 с.
2. Управление информационной политики ОАО «НК «Роснефть» 23 ноября 2015 г.
3. Обоснование выбора участков для уплотняющего бурения Миннуллин Р.М., Мирсайтов Р.Т. Нефтепромысловое дело. 2007. №5. С. 39-42.
4. Новые возможности в ПК «РН-КИН» 2022.

УДК 622.276

### **ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ЗАПУСКА СКВАЖИН ПОСЛЕ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОГО ПРОСТОЯ УЧАСТКА ЗАЛЕЖИ**

*А. В. Грезин (аспирант), Д. К. Сагитов (профессор)  
Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, Российская Федерация*

На нескольких месторождениях Территориально-производственного предприятия «Когалымнефтегаз» были проведены массовые (свыше половины эксплуатационного фонда) и продолжительные (от трёх месяцев до полутора лет) остановки скважин в связи с ограничениями уровней добычи нефти по соглашению со странами ОПЕК. В результате запуска из длительного простоя дебит одних скважин возрос, других – снизился. Актуальной задачей является определение причин потерь добычи нефти и их сокращение. Иными словами, необходимо выявить факторы, оказывающие влияние на изменение дебита нефти после запуска скважины [1-4].

Для подвергнутых остановке скважин основного объекта разработки одного из месторождений Западной Сибири были собраны и проанализированы следующие геологические и технологические показатели: нефтенасыщенная толщина, расчленённость, проницаемость, текущая (на момент остановки) и накопленная добыча нефти и воды, изменение пластового давления за время простоя, плотность текущих запасов

нефти, гидропроводность нефтенасыщенной и водонасыщенной части пласта, продолжительность остановки, компенсация отборов закачкой и другие.

Для анализа данных использовались статистические методы, в том числе метод многофакторного регрессионного анализа [5]. Перечисленные выше показатели использовались в качестве независимых переменных, влияющих на результаты запуска скважин из длительного простоя. В качестве зависимой переменной принято относительное изменение дебита нефти добывающих скважин за время простоя.

Также была выполнена оценка влияния каждого независимого параметра на зависимый по отдельности при помощи построения линии тренда на диаграммах рассеяния (кросс-плотах).

В результате совместного анализа карты продолжительности простоя и карты изменения дебитов скважин, а также кросс-плотов и коэффициентов в уравнении регрессии, установлено, что чем длительнее простой скважин, тем ниже их дебит нефти после запуска.

Важным фактором является продолжение закачки воды частью нагнетательных скважинах участка при остановленных добывающих. Выяснено, что неполная остановка нагнетательных скважин приводит к снижению дебита нефти добывающих скважин после их запуска, так как отрицательный эффект увеличения обводнённости превышает положительный эффект роста дебита жидкости.

На скважины с высокой (более 135%) компенсацией отборов остановка влияет положительно (при условии, что нагнетательные скважины тоже останавливались). Предположительно, это связано с выравниванием фронта заводнения за период простоя.

#### **Список использованных источников:**

1. Савенков В.Ю. Оценка влияния преждевременного выключения скважин на эффективность выработки запасов: дис. канд. техн. наук : 25.00.17 / Савенков Виталий Юрьевич. – М., 2002. – 166 с.
2. Янин А.Н., Закирова Р.А. «Влияние простоев добывающих скважин на нефтеотдачу прерывистых пластов». // «Бурение и нефть», 2010, № 3, с. 18-21.
3. Jacobs, T. The Great Shale Shut-In: Uncharted Territory for Technical Experts / T. Jacobs // Journal of Petroleum Technology. – 2020
4. Reservoir commentary: Potential implications of long-term shut-ins on reservoir // Journal of Petroleum Technology. – 2020
5. Никитин В.С., Глебов С.Д., Сагитов Д.К., Махмутов А.А. «Совершенствование методов оценки и планирования геолого-технических мероприятий на базе статистических данных». // «Нефтепромысловое дело», 2014, №12, с. 26-29.

## ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ДЛЯ ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

*Д.А. Данилова*

*(Альметьевский государственный нефтяной институт, магистр)*

Одной из основных задач разработки и эксплуатации нефтяных месторождений является эффективное извлечение запасов - достижение максимальной продуктивности скважин и коэффициента извлечения нефти (КИН) пласта.

Приток добывающей скважины может быть увеличен с помощью гидравлического разрыва пласта. При проведении ГРП в скважину закачивается жидкость при давлении выше давления разрыва породы. При дальнейшей закачке жидкости в пласт создается высокопроницаемая трещина. В песчаных коллекторах, а иногда и в карбонатных, созданная трещина расклинивается проппантом. При проведении ГРП в коллекторах для растворения породы вдоль трещины может быть использована кислота. Использование кислоты увеличивает проницаемость трещины за счет создания вытравленных каналов, остающихся открытыми после закрытия трещины. [1]

Роль гидроразрыва расширилась настолько, что он стал охватывать скважины с проницаемостью выше 50 мД для нефтяных скважин и выше 5 мД для газовых (табл. 2). Такие скважины явно требуют применения технологии концевое экранирование. Эти усовершенствования привели к тому, что ГРП стал применяться при освоении основной доли скважин, и очевиден дальнейший ее прирост, который сдерживается только эффектами масштаба работ, которые проявляются во многих нефтегазоносных странах. [2]

*Таблица 2 - Расширившаяся роль гидроразрыва пласта*

Проницаемость	Газ	Нефть
Низкая	$k < 0.5$ мД	$k < 5$ мД
Средняя	$0.5 < k < 5$ мД	$5 < k < 50$ мД
Высокая	$k > 5$ мД	$k > 50$ мД

Эффект образования перемычек и повышенной упаковки проппанта в конце трещины считался одним из серьезных осложнений при проведении ГРП, сопровождающимся преждевременным выпадением проппанта и остановкой распространения трещин, но закачка могла быть продолжена и после этого еще некоторое время. Инженерное решение состояло в использовании данного эффекта для решения задач управления распространением трещин и оптимизации их раскрытия. Процесс образования перемычек и повышенной упаковки проппанта в конце трещины можно использовать для создания коротких и широких трещин в высокопроницаемых пластах-коллекторах. Увеличение раскрытия закрепленной трещины ведет к увеличению ее проводимости. Значение безразмерного параметра гидравлической проводимости позволяет оценить продуктивность скважины после ГРП методом подстановки в формулу Дюпюи эффективного радиуса скважины вместо фактического. Эффективный радиус скважины пропорционален длине трещины, умноженной на функцию гидравлической проводимости трещины. [3]

На рисунке 1 представлена динамика работы скважины после применения ГРП на высокопроницаемом коллекторе (2006 год), из которого видно, что прирост добычи в среднем составляет 100% от добычи до проведения мероприятия. [4]

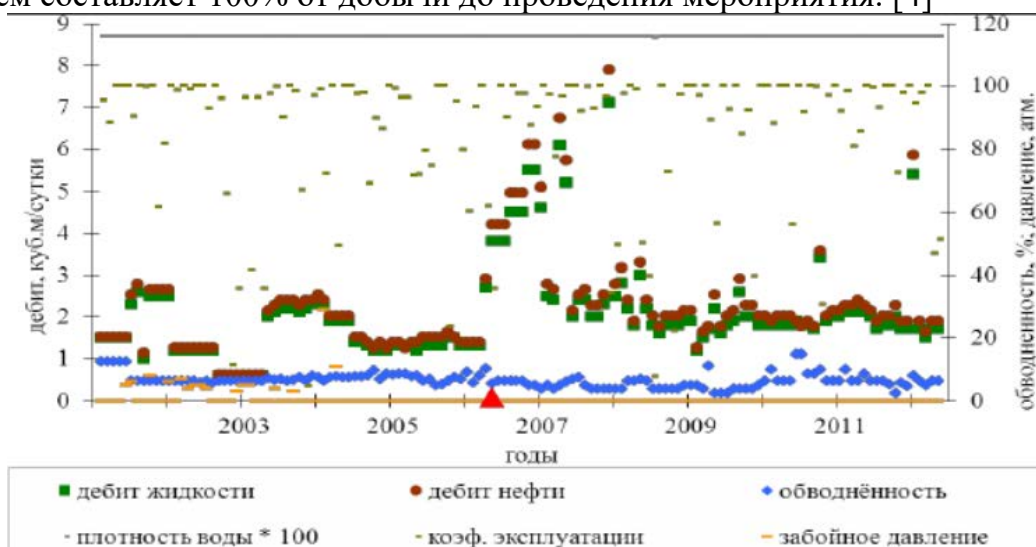


Рисунок 1 - Динамика работы скважины после применения ГРП на высокопроницаемом коллекторе (2006 год)

### Список использованной литературы

1. Батыров М.И., Савенок О.В. Анализ эффективности проведения ГРП на Ем-Ёговской площади Красноленинского месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 75–81.
2. Батыров М.И., Савенок О.В., Анискин В.В. Геологические основы для проведения анализа разработки северо-западной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 73–93.
3. Батыров М.И., Савенок О.В. Характеристика и изученность основных свойств продуктивных пластов Пальяновской площади Красноленинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 58–71.
4. Батыров М.И., Савенок О.В. Проведение разведочных работ в северо-западной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 72–88.

УДК 622.276

## О ПРИРОДЕ СЕПАРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕДОБЫЧЕ

**И. З. Денисламов**

(Уфимский государственный нефтяной технический университет г. Уфа, доцент)

**Аль-Хасражи Муаяд**

(Уфимский государственный нефтяной технический университет г. Уфа, аспирант)

Сепарационные процессы в системе сбора и подготовки скважинной продукции являются основными и основаны на плотностной разнице флюидов. Для подготовки

и продажи большего количества товарной нефти нефтяные компании осуществляют многоступенчатую сепарацию попутного нефтяного газа из пластовой нефти, стабильность продаваемой нефти оценивают по давлению насыщенных паров углеводородов в газовой среде бомбы Рейда.

По ГОСТ 31874-2012 «Нефть сырая и нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров методом Рейда» необходимо собранную двухфазную систему «нефть-газовая среда» несколько раз встряхивать для интенсификации перехода легких углеводородов в газовую среду. Переход частиц метастабильной нефти через межфазную поверхность в газовую камеру бомбы Рейда можно объяснить двумя процессами.

Скорость испарения компонентов нефти при её нагреве до 37,8 °С зависит от площади межфазной поверхности и разности концентраций компонентов в жидкой и газовых фазах. Данный закон массопереноса сходен с законом Фика, который описывает процесс диффузии в газовых и жидких средах.

В книге Персиянцева М.Н. [1] большое внимание отведено результатам стабилизации предтоварной нефти продувкой газом метанового характера. Появление множества пузырьков газа в нестабильной нефти многократно повышает площадь межфазной поверхности и ускоряет переход из нефти гомологов метана во внутрь газовых пузырьков. Положительное влияние на стабилизацию нефти также оказывает существующая разность концентраций гомологов метана в нефти и стабилизационном газе.

К аналогичным выводам можно прийти, применяя закон Дальтона-Рауля к рассматриваемой ситуации со стабилизацией предтоварной нефти продувкой газом, сделав допущение о том, что на короткий период времени двухфазная система на границе нефти и газа стабилизирована:

$$p_i = P \cdot y_i = x_i \cdot p_i^{нас}$$

где:  $P$  - общее давление в смеси;

$p_i^{нас}$  - давление насыщенного пара  $i$ -ого компонента над нефтью;

$y_i$  и  $x_i$  - мольные концентрации  $i$ -го углеводорода соответственно в газовой и жидкой фазах в долях единицы.

Для сохранения равенства по парциальному давлению углеводорода в газе  $p_i$  необходимо чтобы параметр  $y_i$  повышался до определенного значения, а параметр  $x_i$  понижался, стабилизируя тем самым подготавливаемую нефть.

В отличие от продувки нефти газом в процедуре определения ДНП товарной нефти предусмотрено многократное встряхивание жидкой фазы системы. С одной стороны, это повышает площадь межфазной поверхности. С другой стороны, благодаря повышению кинетической энергии молекул нефти повышается концентрация вещества третьего вида – динамическая концентрация [2], вследствие чего по законам Фика и Дальтона-Рауля интенсифицируется переход пропан-бутановых фракций из нефти в газовую среду. Динамическая концентрация вещества – это количество структурных единиц вещества в единичном объеме пространства, наблюдаемое за единицу времени. Понятие вбирает в себя не только абсолютное количество вещества в замкнутом объеме пространства, но и их энергетическое состояние в виде скорости передвижения или колебательных движений структурных частиц (атомы, молекулы и ионы).

Становится очевидным факт положительного воздействия на нефть в виде встряхивания и вывода её из метастабильного состояния в условиях бомбы Рейда.

Использование этой процедуры в промышленных условиях для больших объемов нефти, несомненно, даст такой же эффект по стабилизации нефти. Но как оказать динамическое воздействие на сотни тонны нестабильной нефти – это непростой технический вопрос.

Хорошими примерами повышения концентрации вещества третьего вида в нефтедобыче являются такие установки как трехфазные сепараторы Хиттер-Триттер и электродегидраторы. В первой установке динамическая концентрация повышается из-за сужения пространства для местоположения водонефтяной эмульсии до 6 мм между пластинами коалесцеров, во второй установке частота знакопеременного движения глобул воды повышается благодаря созданию переменного электростатического поля между электродами.

#### **Список использованных источников:**

1. Персиянцев М.Н. Совершенствование процессов сепарации нефти от газа в промышленных условиях. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. - 283 с.
2. Денисламов И. З. Реперные технологии в нефтедобыче как изменение концентрации вещества / Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2022.- Вып. 5 (139). - С. 54-62.

УДК 622.276

### **КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ДИАГНОСТИКА ОТЛОЖЕНИЙ В СКВАЖИНЕ ПО ХАРАКТЕРИСТИКАМ НАСОСА И КОЛОННЫ ЛИФТОВЫХ ТРУБ**

***И. З. Денисламов***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г. Уфа, доцент)*

***З. Р. Сагадатов***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г. Уфа, студент БГР-20-01)*

Наличие отложений в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) эксплуатационных скважин всегда ведет к отрицательным последствиям. В добывающей скважине с электроцентробежным насосом и при постоянстве устьевого давления повышается давление на выкиде глубинного насоса, снижается его производительность. Растет забойное давление, система «пласт-скважина-насос» саморегулируется при меньших значениях производительности насоса и притока флюидов из пласта.

В нагнетательных скважинах также формируются асфальтосмолопарафиновые (АСПО) отложения [1], из-за этого снижаются забойное давление и приемистость скважины при постоянстве устьевого давления.

В статье предлагается методика оценки объема АСПО в колонне лифтовых труб скважины с электроцентробежным насосом, основанная на совмещении характеристик работы колонны НКТ и электроцентробежного насоса. Предполагается, что толщина отложений по длине колонны НКТ величина постоянная.

Диаметр проходного сечения труб и объем отложений находят в следующей последовательности.



1. Заводская характеристика работы ЭЦН в виде графика зависимости давления на выкиде насоса от его производительности адаптируется к условиям работы в скважине в его первые дни. Для этого по фактическому дебиту скважины по жидкости находится давление на выкиде насоса по формуле:

$$P_{\text{вык}} = P_{\text{уст}} + \rho g H + P_{\text{трения}} \quad (1)$$

где: потери давления на трению определяют по формуле Дарси-Вейсбаха,

плотность газожидкостной смеси оценивается по экспертным оценкам исходя из данных кривой разгазирования пластовой нефти, давления насыщения нефти газом и величины вертикальной части глубины подвески насоса.

2. Для известных значений давления и расхода жидкости подбирается характеристика эксплуатации ЭЦН в соответствующих координатах.

3. Строится характеристика эксплуатации колонны лифтовых труб – на разные значения внутреннего диаметра колонны лифтовых труб от 15 до 60 мм (моделирование АСПО разной толщины) определяются давления на выкиде ЭЦН в нижней части колонны НКТ:  $P_{\text{вык}} = P_{\text{нач НКТ}}$

4. С течением времени дебит скважины будет падать из-за формирования отложений, поэтому на пониженное значение дебита скважины по уточненной характеристике ЭЦН (п. 2) определяется повышенное значение давления в нижней части колонны лифтовых труб.

5. По зависимости  $P_{\text{нач НКТ}} = f(\text{Ø НКТ})$  определяется искомый диаметр проходного сечения и объем отложений в колонне лифтовых труб.

Примерно также количественно оцениваются отложения в колонне НКТ нагнетательной скважины, но в отличие от добывающей скважины забойное давление определяет объемы закачиваемого агента, например воды, в продуктивный пласт по формуле Дюпюи. Это значит, что расчеты потерь давления на трение для разных диаметров НКТ надо делать с учетом снижения объемов закачки воды в скважину и пласт.

6. Объем органического растворителя, необходимый для растворения и диспергирования АСПО должен быть в 4-5 раз превосходить объем отложений и применить его надо в динамическом режиме [2].

Доставку растворителя в колонну НКТ можно организовать многими способами – по колонне НКТ или межтрубному пространству. Каждый способ имеет свои преимущества и недостатки, отметим лишь, что определенную популярность в нефтяных компаниях имеет колтюбинговая технология и спуск в колонну лифтовых труб других труб малого диаметра. Вместе с тем, промывку сетчатого фильтра на входе в ЭЦН можно организовать лишь доставкой реагента по межтрубному пространству.

Проблема оценки средней плотности газожидкостного состава (ГЖС) в колонне НКТ решается инструментальным замером давления на выкиде ЭЦН. Такую опцию предлагают многие изготовители термоманометрических систем к ЭЦН. В работе [3] аналогичные расчеты выполнены для ГЖС межтрубного пространства скважины.

#### **Список использованных источников:**

1. Химические методы в процессах добычи нефти / А.У.Бакиров, В.Б.Барьюдин, Ю.Ю.Бахишев и др. - М.: Наука, 1987. - 239 с.

2. Патент на изобретение RU 2460594 С1 Способ удаления отложений из нефтесборного трубопровода / А.Р. Нагимуллин А.Р., И.З. Денисламов, А.М. Галимов Р.М. Еникеев Р.М.- Заявка № 2011118763/05 от 10.05.2011. - Опубл. 10.09.2012.- Бюл. 25.

3. Денисламов И.З., Гафаров Ш.А., Еникеев Р.М. Интерпретация данных современной телеметрии скважинных электроцентробежных насосов / Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. Сборник научных трудов. Уфа, 2014. - С. 243-250.

УДК 622.276

## **ИССЛЕДОВАНИЕ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ**

***И.З. Денисламов***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г. Уфа, доцент)*

***А. Ф. Баирахил***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г. Уфа,  
студент МГР12-22)*

Цеха по поддержанию пластового давления (ППД) в нефтегазодобывающих предприятиях являются основными и выполняют важнейшую задачу по организации движению пластовой нефти в сторону добывающих скважин. Система ППД на нефтяных месторождениях может быть разной в зависимости от источников водоснабжения и типа вытесняющего агента, но в большинстве своем она состоит из кустовой насосной станции (КНС), водоводов высокого давления и нагнетательных скважин. Насосная станция распределяет воду в блок гребенки и может обеспечивать сточной водой до 20-25 нагнетательных скважин со средней приемистостью 100-200 м<sup>3</sup>/сут. При остановке одной или двух скважин на ремонтные работы или исследования скважины и пласта центробежные насосные агрегаты КНС не чувствуют закрытия задвижек на этих направлениях. Давление на выкиде насосов незначительно повышается, по всей цепочке это незначительное повышение давления приводит к такому же малому повышению забойного давления нескольких скважин и перераспределению расхода воды по действующим скважинам. Если скважин всего две, то при закрытии одной скважины необходимо рассчитать насколько повысится расход воды по оставшейся под закачкой скважине. Решение этой задачи итерационным методом с учетом потерь давления на трение и характеристики центробежного насоса приведено в статье в [1].

Для оценки коэффициента приемистости нагнетательной скважины проводят исследования, в частности, на установившихся режимах с получением индикаторной линии в координатах «забойное давление - расход воды». Эта зависимость может носить прямолинейный вид согласно уравнению радиальной фильтрации воды в пласте – формулы Дюпюи. В работе [2] отмечается то, что при закачке воды по обсадной колонне потерями давления на трение можно пренебречь, при закачке воды по колонне насосно-компрессорных труб на забой скважины необходимо спускать глубинный манометр и желательно, чтобы эти исследования были выполнены геофизиками.

При наличии межпластовых перетоков из-за негерметичности обсадной колонны прямолинейность индикаторной линии не сохранится, другие методы диагностики перетоков в зоне скважины приведены в работе [3].

Расчеты в программе Excel по наземным трубопроводам показывают, что при небольшом росте скорости движения жидкости по трубопроводу потери давления на трение остаются незначительными. Такие же расчеты выполнены для колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) стандартной и вертикальной нагнетательной скважины по следующей методике:

1. Фиксируются устьевые параметры закачки воды, например, устьевое давление 5 МПа и расход воды 50 м<sup>3</sup>/сут.

2. С учетом потерь давления на трение определяется забойное давление и коэффициент приемистости, который в дальнейших расчетах считается постоянной величиной.

3. Расход воды в скважину на нескольких постоянных режимах повышают на 20 %, 50 %, далее в 2 раза и более. Для каждого режима находят забойное давление по формуле Дюпюи, потери давления на трение и необходимое устьевое давление.

Расчеты показали, что индикаторная линия в координатах «расход закачиваемой воды - устьевое давление» сохраняет свою прямолинейность в границах допустимых устьевых давлений стандартных нагнетательных скважин.

Если в системе нефтесбора зависимость начального давления от расхода жидкости по трубопроводу имеет параболический вид из-за роста потерь давления на трение, то ожидаемое схожее поведение индикаторной линии не подтверждается для нагнетательной скважины. Необходимо лишь отметить то, что для снятия индикаторной линии на постоянных режимах закачки воды скважина должна быть оборудована колонной чистых НКТ с внутренним диаметром не менее 62 мм. Для таких скважин по данным устьевого технического манометра и расходомера можно строить индикаторную линию с последующим определением коэффициента приемистости продуктивного пласта с малозначимой погрешностью.

#### **Список использованных источников:**

1. Денисламов И.З., Камалтдинов Р.М. Расчет показателей эксплуатации системы поддержания пластового давления / Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2022. Вып. 2 (136). С. 58-69.

2. Зейгман Ю.В. Эксплуатация систем поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений : учеб. пособие - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. - 232 с.

3. Якубов Р.Н., Стрижнев В.А., Ленченкова Л.Е., Телин А.Г. Методические аспекты повышения эффективности ремонтно-изоляционных работ // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. Вып. 4 (126). С. 50-59.

## РАЗРАБОТКА СУХОКИСЛОТНОГО СОСТАВА НА ОСНОВЕ СУЛЬФАМИНОВОЙ КИСЛОТЫ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

*В.В. Дерендяев (инженер кафедры НГТ),  
В.Е. Унштейнберг (студент), И.В. Неволин (студент),  
С.Е. Чернышов (заведующий кафедрой НГТ, научный руководитель)  
(Пермский национальный исследовательский политехнический университет,  
г. Пермь)*

**Актуальность.** Карбонатные породы составляют значительную часть всех осадочных пород на планете и играют ключевую роль в мировой добыче нефти и газа. На сегодняшний день более 70% запасов углеводородов находятся именно в таких коллекторах [1]. Однако, из-за особенностей их структуры при добыче углеводородов нефтедобывающие компании часто сталкиваются с различными трудностями. Кислотная обработка призабойной зоны пласта – широко применяемый метод интенсификации добычи нефти. Несмотря на это, результаты такой обработки не всегда соответствуют ожиданиям, что определяет необходимость дальнейших совершенствований и разработок составов, технологий кислотных обработок, для повышения их эффективности [2]. Целью данного исследования является разработка сухокислотного состава на основе сульфаминовой кислоты ( $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ ), а также определение его основных технологических свойств и оценка эффективности. Кроме того, результаты исследований позволят определить особенности применения разрабатываемого состава и его влияние на продуктивность скважин.

**Методы исследований.** При выборе и обосновании компонентного состава сухокислотной смеси на основе сульфаминовой кислоты важными требуемыми показателями являлись способность смеси не слеживаться с течением времени, достижение необходимого значения кислотности раствора и низкая степень набухания глин под воздействием раствора кислоты. Для соответствия параметров разрабатываемой кислоты заданным требованиям проводились следующие исследования: анализ зависимости сыпучести смеси от массовой доли содержания вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВУПАВ), путем определения угла крутизны горки по стандартной методике с помощью стеклянной воронки В 100-230 ХС; определение водородного показателя кислотной/нефтяной среды с помощью индикаторной бумаги, а также определение степени набухания глин в кислотной среде [3-4].

**Результаты.** В ходе проведенных опытов на слеживаемость и сыпучесть сухокислотной смеси была получена графическая зависимость угла естественного откоса от концентрации содержания ВУПАВ, представленная на рисунке 1. Было установлено, что при концентрациях ВУПАВ выше 0,2 % смесь слеживается, образуя конгломерат, что является недопустимым показателем при разработке сухокислотного состава, на это также указывают большие значения угла сыпучести. Результаты проведенных опытов по набуханию глин в разрабатываемом кислотном составе по сравнению с широко применяемым составом ФЛАКСОКОР-210 позволили нам получить сравнительную зависимость, представленную на рисунке 2 и свидетельствующую о недостаточной ингибирующей способности к набуханию глин разрабатываемого состава. Решением

данной проблемы является повышение содержания солей в жидкости для приготовления раствора кислоты.

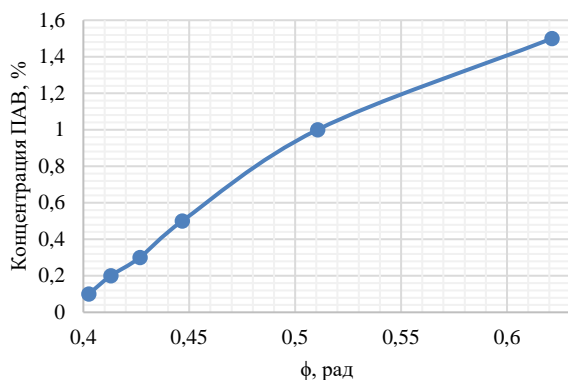


Рисунок 1 – Зависимость концентрации ВУПАВ от угла сыпучести

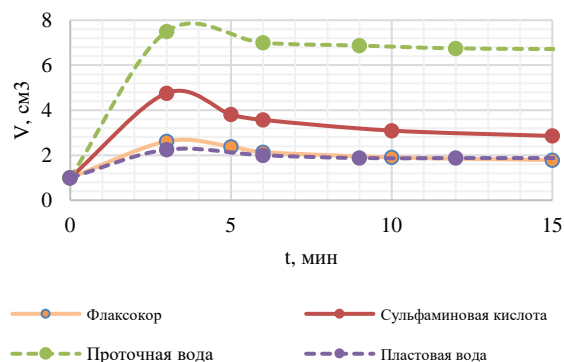


Рисунок 2 – График набухания глин в кислотах и водах

В результате определения водородного показателя установлено, что исследуемые кислотные составы имели рН равную 1.

**Заключение.** В ходе проведенного предварительного исследования удалось получить результаты, позволяющие определить состав разрабатываемой сухокислотной смеси. Кроме того, было выполнено экспериментальное сравнение с ФЛАКСОКОР-210, что позволит перейти к следующим этапам программы исследований, которые включают в себя анализ эффективности растворения карбонатных горных пород, определение межфазного натяжения, оценку возможности вторичного осадкообразования, другие технологические свойства и показатели кислотных составов.

#### Список использованных источников:

1. Smith, L. B., Shuler, P. J. (2017). Carbonate reservoirs. In Reservoir Engineering Handbook (pp. 433-485). Gulf Professional Publishing.
2. Бухаров, А. С., Громов, А. А. Оценка эффективности кислотной обработки для увеличения добычи нефти из карбонатных пластов. Нефтегазовое дело, 2018 – С. 17-21.
3. Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М., Давлетшина Л.Ф. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов. Учебное пособие. - М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011 - С. 94-95.
4. Останков Н. А., Латыпов Р. Т., Гиляев Г. Г., Маринин И. А. Состав для кислотной обработки призабойной зоны пласта - г. Самара: 2018 — С. 6-7.

## ПРИМЕНЕНИЕ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДОБЫВАЮЩЕГО ПЛАСТА ПО ДАННЫМ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОБ НЕФТИ

*И.С. Заключение, М.Ю. Плотникова  
(ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г.Перми,  
геофизик 1 кат., инженер 2 кат.)*

Одной из задач геохимического мониторинга является контроль за разработкой нефтяных залежей (правильный учет добычи по горизонтам, выбор подсчетных объектов и корректный учет их выработки). Решение данного вопроса возможно с помощью детального анализа молекулярного состава нефти, который выполняется с помощью комплекса геохимических исследований нефтей. Одним из инструментов, позволяющих выполнить генетическую типизацию нефтей, и использовать эти данные при разработке нефтяных месторождений может являться машинное обучение. Оно позволит определить добывающий пласт по комплексу геохимических исследований проб нефти по ранее определенным образцам.

В качестве объекта для апробации подходов выбрано одно из месторождений Западной Сибири с 239 пробами нефти, по которым выполнен детальный анализ молекулярного состава различных фракций, биомаркеров и физико-химических свойств. По априорным данным нефти отличаются по молекулярному составу бензиновой фракции.

Для выполнения предсказания добывающего пласта были подготовлены наборы данных для машинного обучения, состоящих из 78 признаков (данных молекулярного анализа бензиновой фракции нефти, в том числе расчетные параметры легких УВ C<sub>6</sub>-C<sub>7</sub>) по каждой из 200 проб нефти, отобранных в 2021-2022 годах (обучающая выборка – 139 проб), и по каждой из 39 проб, отобранных в 2023 г. (валидационный набор).

Для предсказания объекта разработки решалась задача мультиклассовой классификации. Для этого устьевые пробы с соответствующими им пластами были закодированы следующим образом: ЮК<sub>0</sub>, ЮК<sub>0-1</sub> – класс 1, ДЮК – класс 2, ЮК<sub>3-4</sub>, ЮК<sub>4</sub> – класс 3, ЮК<sub>5-7</sub> – класс 4. На следующем этапе выполнена процедура машинного обучения с пятиблочной перекрестной проверкой с применением следующих алгоритмов машинного обучения: логистическая регрессия, случайный лес, нейронные сети, градиентный бустинг (Xgboost, Catboost), в том числе на основе деревьев решений (Light Gradient Boosting Machine). В качестве метрики качества, которая минимизировалась в процессе обучения, выбрана логистическая функция ошибки (logloss), имеющая смысл точности предсказания классификационным алгоритмом [1].

Оптимизация моделей, направленная на получение минимальной ошибки, осуществлялась несколькими способами: случайный поиск оптимальных гиперпараметров каждой модели (Random Search), поиска восхождением к вершине (hill climbing) и ансамблирование нескольких моделей. В результате работ было построено 16 моделей машинного обучения и один ансамбль, состоящий из трёх моделей. Наилучшие модели и полученные метрики качества показаны в Таблице 1.

Таблица 1 — Наилучшие модели с  $\logloss \leq 0.55$

Модель	logloss	Техника оптимизации
Ансамбль (CatBoost_1, CatBoost_2, LightGBM)	0.400	-
CatBoost_2	0.413	Random Search
CatBoost_1	0.423	-
CatBoost_3	0.432	hill_climbing
LightGBM	0.547	hill_climbing

Наибольшая точность предсказания была получена с помощью ансамбля ( $\logloss=0.4$ ). На обучающей выборке точность предсказания для всех пластов составила более 75% (Рис. 1.), а для валидационного набора по пласту ДЮК – 100%, по пластам ЮК<sub>0</sub>, ЮК<sub>0-1</sub> – 84%, по пластам ЮК<sub>4</sub>, ЮК<sub>3-4</sub> – 50%.

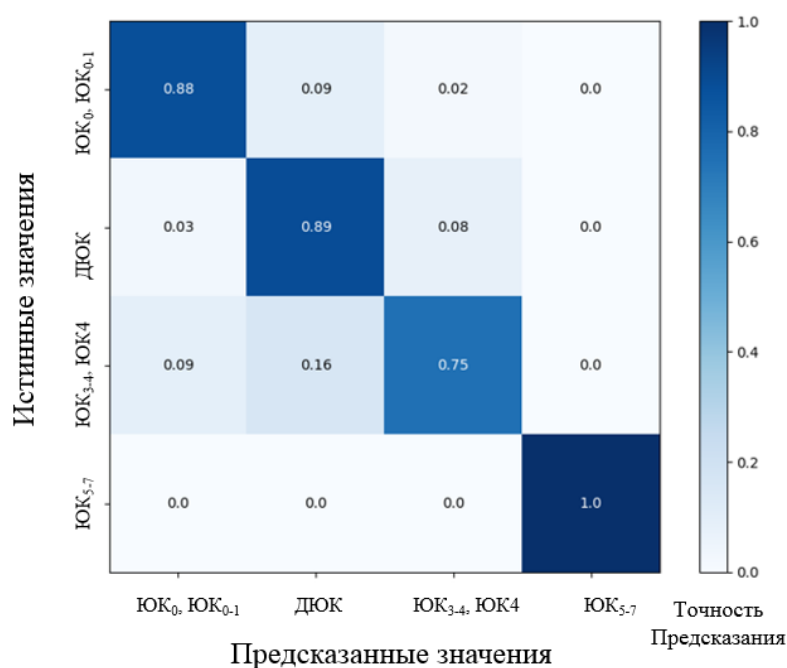


Рис. 1. Нормализованная матрица ошибок на обучающей выборке

Наиболее информативными параметрами, по которым был спрогнозирован объект разработки стали 2,2,3 – триметилбутан, отношение н-гептан/метилци-клогексан, V=C<sub>7</sub>парафины/нафтены.

В результате выполненных работ впервые использован весь спектр результатов геохимического анализа и современные алгоритмы машинного обучения для прогноза добывающего пласта. Получена дообучаемая модель машинного обучения с высокой предсказательной способностью. Результаты работы можно использовать для более эффективной разработки месторождения, приводящей к увеличению экономической эффективности.

#### Список использованных источников:

1. Рашка С., Мирджалили В. Python и машинное обучение. Машинное и глубокое обучение с использованием Python, scikit-learn и TensorFlow / Рашка С., Мирджалили В. – СПб. : Вильямс. 2019 – 656 с.

## **АНАЛИЗ БЕЗДЕЙСТВУЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН КАК СПОСОБ ЭФФЕКТИВНОГО ВЫБОРА ГТМ**

**А.К. Зиатдинов**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, студент  
гр. ГЛ20-02)*

**Т.И. Галиев**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, студент  
гр. ГЛ20-02)*

**Е.М. Махныткин**

*(Научный центр мирового уровня Уфимский государственный нефтяной  
технический университет г.Уфа, инженер-исследователь, ассистент)*

Целью работы было установление причин простоя скважин нагнетательного и добывающего фонда, выявление наиболее перспективных скважин для первоочередного вывода из бездействующего фонда, а так же предложение геолого-технологических мероприятий. Объектом исследования является пласт ЮС2 месторождения Х.

По состоянию на 01.09.2023 неработающий фонд насчитывает 34 скважин: 15 добывающих и 19 нагнетательных. Бездействующие скважины в основном сконцентрированы в центральной части пласта.

Нагнетательные скважины, преимущественно, расположены в центральной части объекта. В основной части пласта приемистость скважин до остановки достигала от 89 до 345 кубометров/сут, в окраинах максимальное значение от скважины к скважине колебалось от 110, до 275 кубометров/сут.

Наиболее встречающаяся причина остановки нагнетательных скважин — это ревизия подземного оборудования. Также функционирование прекращалось из-за отсутствия приемистости, падения глубинного насосного оборудования, промывки забоя и негерметичности эксплуатационных скважин. Большая часть причин является легкоустраняемыми.

Среднее время простоя нагнетательных скважин составляет 6 месяцев.

Среди добывающих скважин типичная причина прерывания работы – смена ЭЦН. Вместе с этим также: проведение геолого-технических мероприятий по гидроразрыву пласта, отсутствие циркуляции, переводы на консервацию, падение глубинного насосного оборудования. Часть причин является устраняемой, часть – нет или сложноустраняемыми и скважины находятся в аварийном состоянии.

До остановки, дебит нефти от скважины к скважине существенно разнится (от 0,5 до 9,4 т/сут) при стабильно высокой обводнённости (50-98%).

Скважина с дебитом 9,4 т/сут имела наименьшую обводнённость и была остановлена с целью проведения геолого-технологических мероприятий по гидроразрыву пласта. Данная скважина представляет особый интерес для вывода её из бездействующего фонда.

Время простоя скважин находится в диапазоне от 8 месяцев до 10 лет.

Для эффективной выработки запасов необходимо устранить аварии, провести технические мероприятия для успешного ввода в работу. А именно: организовать смену ЭЦН необходимым скважинам, провести гидроразрыв пласта при необходимости и произвести капитальный ремонт скважин.



Проведённый анализ позволил установить основные причины простоя скважин добывающего и нагнетательного фонда, выявить наиболее перспективные скважины для первоочередного вывода из бездействия, а также было намечено проведение ГТМ.

#### **Список использованных источников:**

1. Геолого-технические мероприятия по контролю и регулированию разработки месторождений когалымской группы на завершающей стадии / Чудинова Д.Ю., Сиднев А.В. // Нефтегазовое дело. 2016. № 1. С. 119.
2. Conceptualizing a dual porosity occurrence in sandstones by utilizing various laboratory methods / D. S. Urakov, S. S. Rahman, S. Tyson [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2021. – No. 2. – P. 8-16.
3. Чудинова, Д. Ю. Методические подходы к подготовке исходной информации для построения геологической модели (на примере пласта БС10/2-3 Тевлинско-Рускинского месторождения) / Д. Ю. Чудинова, А. П. Чижов, А. Р. Хайдарова // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения : Сборник научных трудов. Том Выпуск 2 (7). – Уфа : Общество с ограниченной ответственностью "Издательство научно-технической литературы "Монография", 2013. – С. 149-154.
4. Чудинова, Д. Ю. Обоснование выделения различных категорий остаточных запасов нефти и технологий их выработки (на примере группы пластов БС сортымской свиты) : специальность 25.00.12 "Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений" : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Чудинова Дарья Юрьевна, 2018. – 134 с.

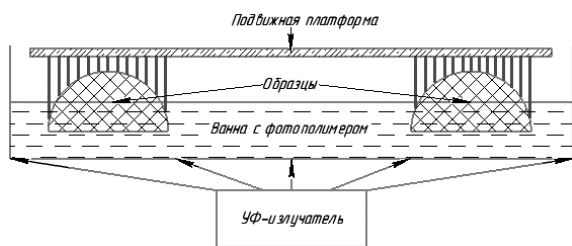
УДК 552.086

### **ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МЕХАНИЧЕСКОГО НАГРУЖЕНИЯ С ПОЛЕДУЮЩЕЙ РАЗГРУЗКОЙ НА ДЕФОРМАЦИЮ 3Д-МОДЕЛЕЙ КЕРНА**

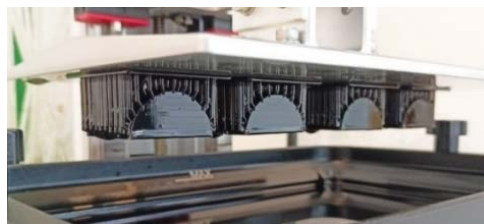
*З.Г. Иванов (ПНИПУ, г. Пермь, студент),  
А.Е. Пантелева (ПНИПУ, г. Пермь, студент),  
Е.В. Кожевников (ПНИПУ, г. Пермь, доцент)*

В настоящее время проведение лабораторных исследований на керне затруднено дефицитом кернового материала, поэтому разрабатываются новые технологии по созданию их аналогов, как цифровых, так и физических [1]. Исследования, приводящиеся на физических моделях, являются более точными, поскольку лабораторное оборудование позволяет создать условия, приближенные к реальным. Исследование зависимости проницаемости от деформации - один из вариантов исследования, при котором происходит разрушение керна [5]. Проведение таких исследований на 3Д-моделях позволяет получить более точные механизмы деформации.

Модели керна изготавливались при помощи принтера Anycubic Photon Mono X, работающего по фотополимерному методу печати – SLA (рисунок 1а). Модель представляет собой 2 половинки цилиндра, одна из которых имеет углубление, прямоугольного сечения, по которому происходит фильтрация, вторая же половинка полностью сплошная. Модель и изображение углубления под микроскопом представлены на рисунке 2. Результат работы принтера показан на рисунке 1б. фильтрационные испытания проводились на установке UltraPoroPerm-500 при установившемся течении азота.

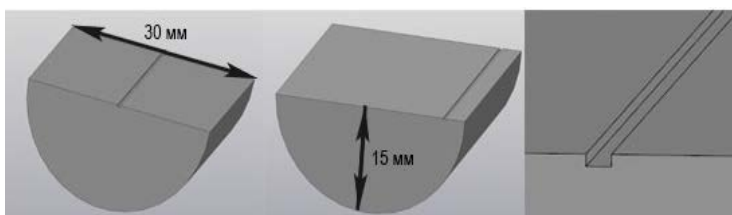


(а)

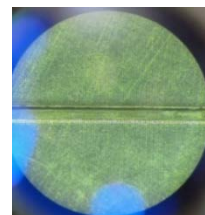


(б)

Рисунок 1 – SLA-печать: (а) – принципиальная схема; (б) – результат печати



(а)

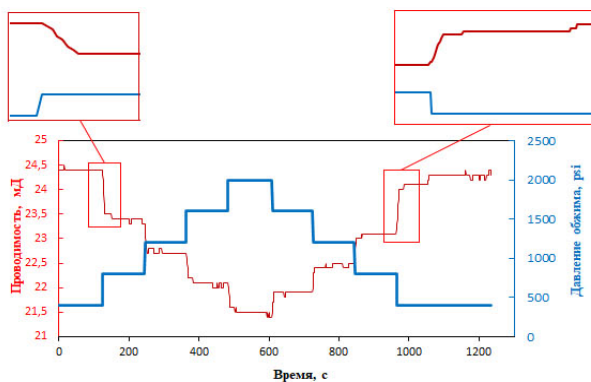


(б)

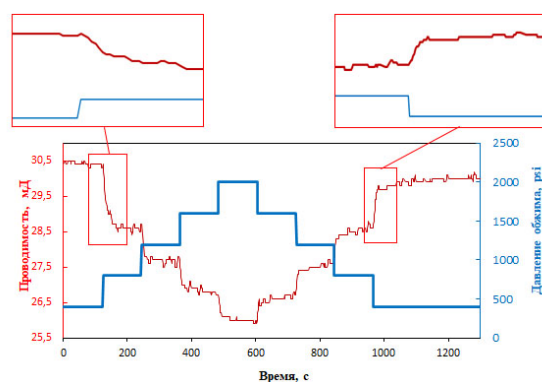
Рисунок 2 – Форма углубления, по которому происходит фильтрация:

(а) – модель в КОМПАС-3D ; (б) – под микроскопом

Исследования заключались в фильтрации образца при ступенчатом нагружении от 400 psi до 2000 psi (от 2,76 до 13,8 МПа) с шагом в 400 psi и в последующей его разгрузке до первоначального значения нагружения с тем же шагом. По результатам исследований были построены графики зависимости проводимости от давления обжима (рисунок 3).



(а)



(б)

Рисунок 3 - Динамика изменения проводимости в зависимости от давления обжима образца 300-200Ц: (а) – при сухой площади контакта; (б) – при смазанной площади контакта

По графикам видим, что процесс восстановления формы углубления протекает более плавно при испытаниях со смазанной площадью контакта. При наличии смазывающего материала происходит сглаживание ступенчатого характера деформации, связанного с возникновением трения между половинками цилиндра. Изготовленные модели являются идеальными, поскольку на их проводимость не влияют сторонние факторы, такие, например, как миграция коллоидных частиц [2-4]. На основании данных исследований можно судить о том, как происходит деформация в трещинных породах.

#### Список использованных источников:

1. E. Kozhevnikov, E. Riabokon, M. Turbakov, V. Poplygin. EAGE GeoTech 2022 First EAGE Workshop on Reservoir Management of Mature Fields, Apr 2022, Volume 2022, p.1 – 5.

2. Kozhevnikov, E.V., Turbakov, M.S., Riabokon, E.P. et al. Apparent Permeability Evolution Due to Colloid Migration Under Cyclic Confining Pressure: On the Example of Porous Limestone. Transp Porous Med (2023). <https://doi.org/10.1007/s11242-023-01979-5>

3. Kozhevnikov, E.V.; Turbakov, M.S.; Gladkikh, E.A.; Riabokon, E.P.; Poplygin, V.V.; Guzev, M.A.; Qi, C.; Kunitskikh, A.A. Colloid Migration as a Reason for Porous Sandstone Permeability Degradation during Coreflooding. Energies 2022, 15, 2845.

4. Миграция коллоидных частиц как механизм изменения проницаемости при циклических нагрузках / А.Е. Пантелеева, З.Г. Иванов, Е.В. Кожевников// Уфа 2023. Технологии разработки месторождений и моделирование процессов в нефтегазодобыче: Сборник тезисов Международной научно-практической конференции, посвященной памяти академика А. Х. Мирзаджанзаде, Уфа, 24–27 августа 2023 года. С.217-218.

5. Исследование влияния механического нагружения на фильтрационные параметры 3D-моделей керна / А.Е. Пантелеева, З.Г. Иванов, Е.В. Кожевников// Уфа 2023. Технологии разработки месторождений и моделирование процессов в нефтегазодобыче: Сборник тезисов Международной научно-практической конференции, посвященной памяти академика А. Х. Мирзаджанзаде, Уфа, 24–27 августа 2023 года. С.217-218.

УДК 622.276

## **ПРИМЕНЕНИЕ УПЛОТНЯЮЩЕГО БУРЕНИЯ ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ**

***К.Ф. Ишмухаметов***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа)*

***Д.П. Чемезов***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа)*

***Р.Н. Якубов***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, доцент)*

***В.А. Грищенко***

*(ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Российская Федерация, ГИП)*

Доказано, что остаточные запасы нефти на зрелых месторождениях составляет более половины начальных геологических запасов, одной из главных задач является максимальная выработка начальных извлекаемых запасов.

Объект разработки характеризуется достаточно высокими фильтрационно-емкостными свойствами, вязкость нефти незначительна, а также обладает малой величиной геологической неоднородности.

Система разработки на рассматриваемом месторождении рядная, охватывающая полную площадь залежи, первоначальная сетка скважин реализована в полной мере. В связи с тем, что период эксплуатации более 50 лет, из объекта разработки отобрано более 85% от начальных извлекаемых запасов (НИЗ), подавляющая часть скважин выведены из работы в связи с нерентабельностью эксплуатации, то есть не

выработанными остаются около 15 % (17 миллионов тонн нефти) от начальных извлекаемых запасов нефти. [1 с.84].

Необходимым условием применительности массового бурения на определенном участке – наличие достаточных остаточных нефтей. Для того, чтобы выявить достаточные запасы нефти был проведен анализ выработки запасов.

Особенностью рассматриваемого объекта разработки является исторический способ добычи нефти, на данном месторождении более 90% скважин эксплуатировались газлифтным способом. Недостатком данного типа эксплуатации является низкий КПД, также резкое снижение эффективности при увеличении обводненности [2 с.8].

Для подбора участков для реализации наиболее эффективного прироста добычи остаточной нефти были выделены следующие критерии: низкая начальная плотность сетки скважин; низкие показатели охвата промывкой пласта; достаточные остаточные запасы нефти; участки с высокими начальными нефтенасыщенными толщинами; зоны, имеющие высокие отметки кровли.

Дополнительным условием для массового бурения на участке является энергетическое состояние пласта, а также наличие скважин с горизонтальным профилем.

На основе вышеописанных критериев, были выделены потенциальные участки для применения бурения горизонтальных скважин [3 с. 53]. После сформирована программа бурения новых скважин с расчетным запусковым дебитом в 38 т/сут. По результатам бурения скважин полученное медианное значение запускового дебита – 41,3 т/сут, что сопоставимо с расчётными данными.

#### **Список использованной литературы**

1. Грищенко В. А., Мухаметшин В.Ш., Кулешов Л.С. и др. Выбор оптимальной стратегии извлечения остаточных трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченных к низкопроницаемым неоднородным коллекторам // SOCAR Proceedings, 2023. №3. С. 83-92.
2. Кудряшов С.И., Хасанов М.М., Краснов В.А., Хабибуллин Р.А., Семенов, А.А. (2007). Шаблоны применения технологий – эффективный способ систематизации знаний // Нефтяное хозяйство, 11, 7-9.
3. Велиев Э.Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. SOCAR Proceedings, 2, 50-66. DOI: 10.5510/OGP20200200432.

## МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ

*И.Р. Камалов*

*(Альметьевский государственный нефтяной институт, студент)*

В условиях отмечаемого в последнее десятилетие спада добычи нефти на многих нефтяных месторождениях, поиск новых доступных и высокоэффективных методов повышения производительности нефтедобывающих скважин являются как никогда актуальными [1].

Все многообразие применяемых методов воздействия на скважину и пласт можно объединить в 5 групп: химические, физические, физико-химические, тепловые и термохимические, микробиологические.

Химические методы подразделяются на следующие виды: кислотные, обработка растворителями и обработка ПАВ [2].

Физические методы также применяются весьма широко (25% от всех ОПЗ). Здесь выделяются 4 подгруппы [2]:

- методы очистки ПЗП путем создания многократных депрессий с помощью палстоиспытателей КИОД-110, КИИ-95;

- вибрационно-волновые: применение СГГК – скважинного гидродинамического генератора колебаний, ЭГВ – электрогидравлического воздействия;

- перфорационные методы: кумулятивная перфорация, гидропескоструйная перфорация (ГПП), сверлящие перфораторы;

- гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Физико-химические методы совмещают в себе физические методы с применением кислоты или растворителей.

Из термических и термохимических методов успешное применение нашли: термогазохимическое воздействие (ТГХВ), внутрислоевая термохимическая обработка (ВПТХО) и стационарный электропрогрев (СЭП) призабойной зоны пласта [2].

Так же существуют микробиологические методы ОПЗ, один из которых описывается в работе [3]. Предлагаемый способ заключается в том, что обработку призабойной зоны производят с помощью микроорганизмов в водном растворе питательных веществ. Процесс ведут при оптимальных для жизнедеятельности микроорганизмов условиях. Установлено, что используемые в данном способе углеводородокисляющие микроорганизмы (УОМ) способны предотвращению образования асфальто-смолопарафинистых отложений (АСПО) на поверхности НКТ (насосно-компрессорные трубы). На поверхности НКТ и имеющемся тонком слое АСПО образуется биопленка из УОМ и продуктов их жизнедеятельности, которые имеют гидрофильную природу и тем самым замедляют процесс дальнейшего парафиноотложения.

ОПЗ проводят на всех этапах разработки нефтяного месторождения (залежи) для восстановления и повышения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

Таким образом, на сегодняшний день существует большое количество методов ОПЗ скважин. Так же существующие методы модифицируются, что позволяет добиться желаемого эффекта и затратить меньше средств при получении тех же показателей.

### Список использованных источников:

1. Кузнецов, А.И. Разработка способов и средств для обработки призабойной зоны скважин, основанных на применении аппаратуры на каротажном кабеле: диссертация ... кандидата технических наук: 04.00.12 / Кузнецов Александр Иванович; АО "Татнефтегеофизика" - Бугульма, 1999. – 201 с.
2. Муслимов, Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: Учебное пособие / Р.Х. Муслимов. – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2003. – 596 с.
3. Патент №2156353С1 Российская Федерация, МПК E21B43/22 C12N1/26. Способ обработки призабойной зоны нефтесобирающей скважины: №2011124643/02 заявл. 2000.03.02: опубл. 2000.09.20 / Ихсанов В.Б. Ихсанова Н.А. – 3 с.: ил. – Текст: непосредственный.

УДК 622.276

## ПОТЕНЦИАЛ ВЫРАБОТКИ ВОЗВРАТНЫХ ГОРИЗОНТОВ

*И.И. Камалетдинов*

*Альметьевский государственный нефтяной институт г. Альметьевск,  
магистрант 1 курса)*

На данный момент весьма актуальна проблема истощения запасов, вызвана это тем, что большинство нефтяных месторождений являются высоковыработанными и находятся на заключительной стадии разработки. Обводненность добываемой продукции находится на высоком уровне, а добыча в целом ежегодно теряет свою рентабельность. Иногда проведение мероприятий по увеличению производительности скважин и повышению добычи нефти не приводит к желаемому результату и требуется проведение повторных геолого-технических мероприятий. Одним из относительно недорогих, но при этом эффективных методов ГТМ является «уплотнение сетки» скважин за счет использования транзитного фонда скважин, которая позволяет вовлечь в разработку ранее не вырабатываемые участки и приводит к увеличению КИН. Внедрение ОРД позволит извлечь нефть одновременно из двух пластов с использованием одной колонны НКТ, повысить коэффициент нефтеотдачи, задействовать не вовлеченные в разработку пласты и сократить объем бурения за счет использования ствола одной скважины [1].

Одна из главных причин возврата скважины на эксплуатацию другого пласта - истощение разрабатываемого пласта, когда суточный ее дебит достигает предела рентабельности. Этот предел определяется уровнем себестоимости добычи нефти, учитывающей возмещение всех издержек производства при действующих оптовых ценах на нефть и нефтепродукты. Второй причиной приобщения нового горизонта является наличие остаточных запасов, не задействованных в разработку.

Решение о нерентабельности дальнейшей эксплуатации скважины данного пласта из-за ее малодобитности по нефти и газу можно принимать лишь после применения в ней всего известного комплекса мероприятий по повышению нефтегазоотдачи.

Приобщение нового горизонта выполняется путем внедрения ОРД, при условии рентабельности эксплуатации скважины по ранее разрабатываемому объекту.

Согласно анализу, по состоянию выработки запасов терригенных отложений залежей карбона, прогноз на конец разработки по характеристикам вытеснения составит 52,4 млн. тонн нефти, что соответствует отбору 82,7 % от НИЗ [2].

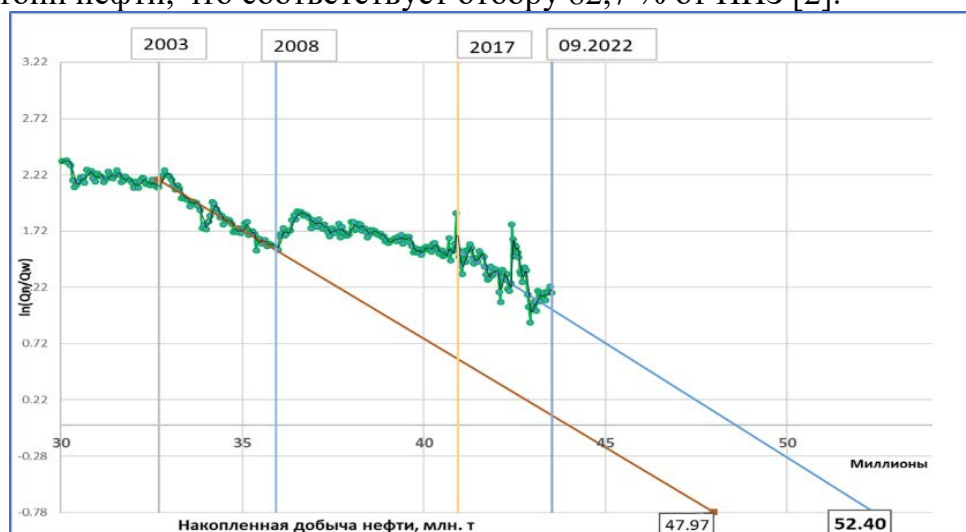


Рисунок 1 – Выработка запасов терригенных отложений залежей карбона

Данный фактор указывает на значительные сложности процесса извлечения запасов углеводородов и на возможные потери остаточных запасов в недрах вследствие дальнейшего снижения темпов отбора нефти, ухудшения структуры запасов и роста обводненности до предельных значений по причине неравномерной выработки.

Для решения данной проблемы необходимо формирование индивидуальной программы исследований для получения ключевой информации по скважинам, позволяющей определить необходимый способ эксплуатации: с изоляцией выработанного горизонта и переходом на вышележащий продуктивный горизонт, либо путем внедрения ОРД [3].

Таким образом, существует потенциал роста добычи нефти на 5-7% в год благодаря выявлению дополнительных возможностей ускоренного извлечения остаточных запасов на объектах. Одновременно-раздельная добыча имеет значительные преимущества перед другими технологиями. Во-первых, это сокращение времени и затрат на строительство скважин. Во-вторых, уменьшение затрат на обустройство месторождения и потребность в дополнительном добывающем оборудовании. В-третьих, присоединение к разработке непромышленных запасов нефти и повышение рентабельности отдельных скважин в результате подключения других объектов разработки или разных по свойствам пластов.

#### Список использованных источников:

1. Деряев А.Р. Способ одновременно раздельной добычи нефти и газа из многопластовой залежи одной скважиной // Universum: технические науки: электрон. научн. журн. 2022. 2
2. Технологическая схема разработки бобриковского горизонта
3. Бурханов, Р.Н. Алгоритм подбора геолого-технических мероприятий по доизвлечению запасов на поздней стадии разработки нефтяного месторождения // Р.Н. Бурханов, И.В. Валиуллин, А.А. Лутфуллин и др. // Нефтяная провинция. - 2023. № 1.

## **ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ УЧАСТКОВ ДЛЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ НА НЕФТЕНОСНОМ ГОРИЗОНТЕ БС12 ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*В.Д. Карбовский (ГР-18-01)*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, студент*

Современный этап развития нефтедобывающей промышленности характеризуется снижением эффективности разработки месторождений [1-4], многие объекты месторождения находятся на III-IV стадии разработки и при этом еще имеют значительную долю остаточных запасов [5, 6].

Зарезка боковых стволов – это эффективная технология, позволяющая интенсифицировать добычу нефти на зрелых месторождениях и вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, данный метод фактически заменяет уплотнение сетки скважин [7, 8]. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее незадействованные участки продуктивного пласта.

Для подбора скважины выбран исследуемый участок 3 в южной части площади нефтеносности горизонта БС12.

На карте текущих нефтенасыщенных толщин были выбраны районы с повышенной концентрацией запасов на участке 3, которые отмечены в районах скважин №353, 9538Н и 9542. Плотность подвижных запасов данных участков находится в диапазоне от 4 до 6 тыс.т/га.

Оценка эффективности проведенного ЗБГС и прогнозные расчеты показателей добычи после мероприятия показали что: закрыв скважину №353 и забуриив боковой горизонтальный ствол за 14 месяцев работы получим возможность дополнительно добыть 8915,84 тонны нефти; закрыв скважину №9538Н и забуриив боковой горизонтальный ствол за 11 месяцев работы получим возможность дополнительно добыть 7035,54 тонны нефти; закрыв скважину №9542 и забуриив боковой горизонтальный ствол за 13 месяцев работы получим возможность дополнительно добыть 26270,87 тонны нефти.

Все скважины можно оценить, как успешные в показателях дополнительной добычи, но перед тем как говорить о точном проведении ЗБГС на данных скважинах, необходимо провести экономический анализ данных проектов и сделать заключение о рентабельности.

### **Список использованных источников:**

1. Изучение процесса заводнения тонкослоистых многослойных коллекторов / М. Н.Шаймарданов, Р. Г. Сарваретдинов [и др.] // Нефтепромысловое дело, 2013. - № 3. - С. 86-90.
2. К проблеме учета добычи нефти и газа по объектам разработки / Д. К. Сагитов [и др.] // Нефтепромысловое дело, 2015. - № 9. - С. 5-9.
3. Способы оценки эффективности формирования системы заводнения на объекте Западно-Усть-Балыкского месторождения / В. А. Проскурин, Н. И. Хисамутдинов [и др.] // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2013. – № 6. – С. 36-38.
4. Стимуляция добычи нефти обработкой призабойных зон добывающих скважин Алексеевского месторождения (кизеловский горизонт) / Вафин Р. В. [и др.] // Нефтепромысловое дело, 2004. - № 7. - С. 16-20.



5. Пат. 2299977 РФ Способ добычи нефти на поздней стадии разработки нефтяной залежи, подстилаемой водой / Хисамутдинов Н. И. [и др.] // Оpubл. 27.05.2007.

6. Пат. 2299979 РФ Способ разработки нефтяной залежи / Вафин Р.В., Зарипов М.С. [и др.] // Оpubл. 27.05.2007.

7. Классификация участков залежей на геологические тела в деформированных структурах пласта и унификация схем размещения скважин для гидродинамического моделирования / Н. И. Хисамутдинов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 6. – С. 54-59.

8. Моделирование процессов нефтеизвлечения из анизотропного пласта при различных режимах разработки залежи / Н. И. Хисамутдинов, И. В. Владимиров [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 1. – С. 5-7.

УДК 622.276

## **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПОДХОДА К ПОВЫШЕНИЮ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КГРП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ЕГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И АНАЛИЗА**

*Д.В. Кашанов*

*(ООО «Фрак Градиент» г. Уфа, генеральный директор  
ФГБОУ ВО УГНТУ г. Уфа, доцент кафедры ЦТвРНГМ)*

*М.Р. Ситдиков*

*(ООО «Тетаком» г. Уфа, директор)*

*Е.С. Малышева*

*(ФГБОУ ВО УГНТУ г. Уфа, лаборант ЛНПХ ИЦ)*

В работе представлены возможности функционала нового программного комплекса, позволяющего проводить операции по моделированию технологических параметров КГРП и их анализу с высокой точностью.

Для качественного дизайна КГРП необходим ряд геолого-промысловых параметров, получение и обработка которых требует большого количества времени и ресурсов.

На основе полученных данных необходимо определиться с типом реагентов, использование которого даст максимальный технико-экономический эффект.

В данный момент остро стоит вопрос о внедрении интегрированных программных комплексов для точного моделирования и анализа КГРП, одним из которых является новейшая разработка компании «Тетаком» - симулятор КГРП «RockFrac». Отличительной особенностью данного симулятора является расположение головного сервера в WEB-формате, что делает его доступным для работы на всех видах программного обеспечения (ПО). В симуляторе КГРП «RockFrac» реализована база данных реагентов, которые можно оперативно прикрепить к опытной скважине. База данных позволяет вести учет по всем необходимым параметрам реагентов: вязкость; плотность; реологические свойства (показатель нелинейности и консистентности); реакционные свойства с породой (скорость реакции, степень взаимодействия с горной породой, модель реакции и т.д.).

В основу взаимодействия кислотного состава на матрицу горных пород в симулятор КГРП «RockFrac» заложена наиболее продвинутая модель Deng [1]. В данной модели используются различные эмпирические зависимости для описания состава карбонатных горных пород в зависимости от их неоднородности как по проницаемости, так и минералогическому составу для таких ключевых факторов, как микронеоднородность породы по проницаемости и соотношение типов карбонатных (известняк и доломит) в общей матрице [2].

В соответствии с данной моделью, на основании результатов ГДИС должна быть получена средняя ширина разрыва  $w_{cp}$  после кислотного воздействия в момент смыкания [3]. Константы находились путем решения системы уравнений, устанавливающих корреляционную зависимость между проводимостью трещины после смыкания и прочими параметрами [4, 5].

Полный цикл работ по проведению КГРП может контролироваться посредством симулятора «RockFrac» в режиме реального времени.

Представленный в работе симулятор кислотного гидроразрыва пласта производства компании «Тетакон» обладает широким функционалом, позволяющим с высокой точностью моделировать параметры проектных иницируемых трещин, имея ряд преимуществ перед существующими аналогами:

- облачное решение, позволяющее проводить постоянную оценку действий и решений инженера по кислотному гидроразрыву пласта со стороны сервисной компании;
- возможность проведения удаленного инженерно-технического сопровождения кислотного гидроразрыва с любого устройства;
- способность проводить экспресс-оценки геометрии трещины по фактическим данным;
- формирование фрак-листов и других отчетов по кислотному гидроразрыву в автоматическом режиме;
- оперативность загрузки данных работы скважины и оценки успешности операции.

#### **Список использованных источников:**

1. J. Deng, A.D. Hill, D. Zhu, A New Correlation of Acid-Fracture Conductivity Subject to Closure Stress // Paper presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, January 2011. SPE-140402-MS
2. Cleary M.P. Analysis of mechanisms and procedures for producing favourable shapes of hydraulic fractures. SPE 9260-MS. 1980.
3. Meyer B.R. Design formulae for 2-D and 3-D vertical hydraulic fractures: model comparison and parametric studies. SPE 15240-MS. 1986.
4. Settari, A., Sullivan, R.B., and Hansen, C. 2001. A New Two-Dimensional Model for Acid- Fracturing Design. SPE Prod. & Fac. 16(4): 200-209.
5. Romero, J., Gu, H., and Gulrajani, S.N. 2001. 3D Transport in Acid-Fracturing Treatments: Theoretical Development and Consequences for Hydrocarbon Production. SPE Prod. & Fac. 16(2): 122-130.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ОБРАЗОВАНИЯ И РАЗРУШЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

*К.В. Кузнецов*

*(Альметьевский государственный нефтяной институт г. Альметьевск, магистрант)*

Сущность процесса предварительной подготовки эмульсии к расслоению заключается в максимальном снижении ее агрегативной и кинетической устойчивости. Для интенсификации процесса разрушения водонефтяной дисперсной системы в эмульсию вводят деэмульгатор. Добавление реагента - деэмульгатора в водонефтяную эмульсию дает возможность нарушить прочные гелеобразные слои природных стабилизаторов нефтяных эмульсий [1].

Эмульсией называется микрогетерогенная система, состоящая из взаимонерастворимых жидкостей, распределенных одна в другой в виде капелек. Жидкость, взвешенная в виде капелек, называется дисперсной фазой. Жидкость, в которой распределена дисперсная фаза, называется дисперсионной средой [2].

В соответствии с принятой классификацией гетерогенных дисперсных систем водонефтяные эмульсии разделяют по признаку полярности дисперсной фазы и дисперсионной среды [3]:

I группа – эмульсии обратного типа. Это самая распространенная группа, содержание дисперсной фазы в дисперсионной среде может достигать 90-95%. Свойства нефтяных эмульсий этой группы во многом влияют на технологические процессы добычи нефти, внутринефтепромысловый сбор, сепарацию и выбор техники и технологии деэмульсации нефти.

II группа – эмульсии прямого типа. Они могут образоваться в процессах разрушения нефтяных эмульсий.

III группа – «множественные» эмульсии. В нее входят составляющие первой и второй групп, она характеризуется повышенным содержанием природных стабилизаторов ПАВ и механических примесей [4].

Эмульсией в широком понимании обычно называется дисперсная система, состоящая из двух взаимно нерастворимых или малорастворимых жидкостей, одна из которых распределена в другой в виде капель диаметром около 0,1 мкм. Нефтяные эмульсии бывают гидрофильными – «нефть в воде» и гидрофобными – «вода в нефти». Тип эмульсии можно определить двумя способами. Гидрофильная эмульсия растворима в воде и опускается на дно в бензине, обратное явление наблюдается для гидрофобной эмульсии. Второй способ основан на определении проводимости электрического тока, его проводят только гидрофильные эмульсии [5].

На стойкость эмульсии влияет наличие в ней природных эмульгаторов — веществ, которые обеспечивают соединение эмульсий из разных жидкостей. Эмульгаторы бывают гидрофильные и гидрофобные. Гидрофильные эмульгаторы – это натриевые соли нафтеновых кислот, сульфокислоты и другие.

Стойкость эмульсии также зависит от накопления зарядов статического электричества на каплях воды и твердых частицах [6, 7].

Таким образом, наличие значительного количества и разнообразия методов разрушения эмульсий крайне осложняет и затрудняет выявление наиболее рациональных из них. С целью облегчения этой задачи при описаниях различных методов,

приведенных выше, дается оценка положительных и отрицательных особенностей каждого из них. Рациональность методов определяется следующим основными показателями качества их: эффективность, возможность полного отделения воды, максимальная простота метода и оборудования, экономичность процесса.

#### **Список использованных источников:**

1. Мухаметшин, В.Г. О причинах нарушений герметичности эксплуатационных колонн и мероприятиях по их предотвращению [Текст] / В.Г. Мухаметшин, Г.С. Дубинский // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. Уфа. 2017 – С. 135-140.
2. Махмутов, И.Х. Состояние работ и пути развития способов герметизации эксплуатационных колонн в ПАО “Татнефть” [Текст] / И.Х. Махмутов, О.В. Салимов, Р.З. Зиятдинов, М.Ф. Асадуллин, Д.В. Страхов // Сб. науч. трудов ТатНИПИнефть, 2011. – С. 246-253.
3. Пресняков, А.Ю. Построение технологии РИР по устранению негерметичности эксплуатационных колонн [Текст] / А.Ю. Пресняков, А.В. Сахань // Территория нефтегаз, 2008. - №8 – С. 62-65.
4. Тазетдинов, Р.М. Герметичность скважин[Текст] / Р.М. Тазетдинов, А.П. Чумазова // Актуальные проблемы современной техники и технологии в нефтегазовой отрасли, 2014. – С. 26-31.
5. Халиков, З.Р. Применение технологии по ремонтно-изоляционным работам на мелких месторождениях республики Татарстан [Текст] / З.Р. Халиков, К.С. Мугинов // - Журнал «Интерэкспо Гео-Сибирь». – 2009. – с.94-105.
6. Ахмадуллин, Б. Г. Исследование условий формирования водонефтяных эмульсий в пластовых условиях / Б. Г. Ахмадуллин, О. М. Мирсаетов, И. А. Гуськова // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. – 2015. – № 1. – С. 45-48.
7. Ганеева Ю.М., Барская Е.Е., Охотникова Е.С., Юсупова Т.Н., Давлетшина Л.Ф., Гуськова И.А. Распределение парафиновых углеводородов и асфальтенов в кислотной водонефтяной эмульсии. Нефтехимия. 2018. Т. 58. № 6. С. 742-750.

УДК 622.276

### **ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТЕНОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (АСПО)**

***Э.Р. Кучаев***

*(Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, лаборант)*

В докладе рассматривается проблема образования АСПО в полостях промысловых трубопроводов и оборудования, применяемого при эксплуатации нефтяных скважин; химическая природа АСПО и методы борьбы с АСПО.

Асфальтеносмолопарафиновыми отложениями являются твёрдые или аморфные отложения, состоящие из комплекса тяжёлых компонентов, содержащихся в естественной нефтяной эмульсии, которые образуются на внутренних поверхностях нефтепромыслового трубопровода и оборудования [1].

Асфальтеносмолопарафиновыми отложения - это одна из наиболее распространенных причин нарушения работоспособности и выхода из строя нефтепромыслового оборудования. В результате накопления АСПО происходит забивка трубопровода, которая приводит к уменьшению производительности системы и снижению эффективности работы насосных установок, что в дальнейшем может повлечь за собой выход из строя насосов и истечение жидкости в окружающую среду [2].

В связи с ростом добычи нефти с высоким содержанием парафиновых углеводородов и смолисто-асфальтеновых компонентов развитие исследований, направленных на создание эффективных способов борьбы с АСПО, становится наиболее актуальным. Одним из важных этапов таких исследований является изучение химической природы соединений высокопарафинистых нефтей [3].

Существуют разные виды удаления АСПО и выбор их зависит от определенных геолого-физических условий, свойств продукции скважины, состава АСПО, особенностей данной стадии разработки месторождения, наличия тех или иных технических средств и химических реагентов. К тому же выбранный метод не должен оказывать негативное влияние на функционирование нефтедобывающей системы.

К методам удаления относят [4]:

- тепловые — промывка скважинного оборудования горячей нефтью, создание локального теплового потока с помощью глубинных электронагревателей или высокочастотного электрического поля;
- химические — удаление растворителями и растворами ПАВ;
- физические — разрушение ультразвуковым воздействием;
- биологические — ликвидация с помощью аэробных и анаэробных бактерий.

У каждого из методов есть свои недостатки, в связи с чем необходимость увеличения эффективности использования того или иного метода остается актуальной.

Химический метод использования растворителей является одним из самых распространенных и высокоэффективных способов удаления отложений. После закачки растворителя необходимо проверить насколько эффективен был растворитель.

Известны несколько способов оценки эффективности растворителей, используемых для удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) со стенок нефтедобывающих скважин, но наибольшее внимание привлекает способ, описанный в патенте на изобретение 2011 года, так как предлагает повышенную достоверность оценки эффективности, в отличие от уже существующих способов.

Существующие способы оценки эффективности растворителей не воспроизводят условий работы скважины и используют образцы отложений с искаженной структурой. В описанном изобретении решается задача повышения достоверности оценки эффективности растворителя посредством наплавления образца на металлическую пластину, что позволяет не изменять свойства вещества, в отличие от других способов [5].

#### **Список использованных источников:**

1. Лифанов Д.П., Орлова Г.М. Анализ механизмов и факторов образования АСПО в полостях промысловых трубопроводов и оборудования / Лифанов Д.П., Орлова Г.М. // Тенденции развития науки и образования - 2022: сборник научных трудов / СамГТУ – Самара, 2022. – Вып. 84-1. – С.95-97.

2. Шикунов Р.А. Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) / Шикунов Р.А. // StudNet -2020: сборник научных трудов / СамГТУ – Самара, 2020. – Вып. №12

3. Аюрова А.М., Герасимова Н.Н. Гетероорганические соединения в высокопарафинистых нефтях и АСПО / Аюрова А.М., Герасимова Н.Н. // XX Менделеевский съезд по общей и прикладной химии – 2016: тезисы докладов в 5 томах / Уральское отделение Российской академии наук – Екатеринбург, 2016. – Т.4.-С. 96.

4. И.А. Гуськова, Д.Р. Хаярова Проблема формирования и методы борьбы с АСПО / И.А. Гуськова, Д.Р. Хаярова // Осложнения в нефтедобыче: учебное пособие – 2021 / ГБОУ ВО АГНИ – Альметьевск, 2021. – С. 52.

5. Патент RU 2429344 С1 РФ, МПК E21B 43/22. Способ оценки эффективности растворителей органических отложений / Ибрагимов Н.Г., Гуськова И.А., Шафигуллин Р.И., Гильманова Д.Р., Павлова А.И., Емельянычева С.Е., Захарова Е.Ф., Швецов М.В.; патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина - № 2010142778/03 ; заявл. 20.10.2010; опубл. 20.09.2011.

УДК 622.245.41:622.276

## **АНАЛИЗ ОПЫТА ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

*Л.Ф. Латыпов*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, студент)*

*Г.С. Дубинский*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доцент)*

*А.Х. Барсаев*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, студент)*

Ограничение попутно добываемой воды является одной из острых проблем нефтедобычи. Преждевременное обводнение скважин приводит к снижению рентабельности их эксплуатации, вызывает большие непроизводительные затраты на добычу, транспортирование и отделение попутной воды, борьбу с коррозией промышленного оборудования, при этом нерационально используется пластовая энергия залежей и системы заводнения, происходит уменьшение текущих дебитов нефти и конечной нефтеотдачи.

В современных условиях при разработке нефтяных залежей проводится большое число работ по ИДН, среди которых наиболее распространенными являются солянокислотные и глинокислотные обработки (СКО и ГКО). Достаточно часто происходит рост обводненности продукции обработанных скважин после ИДН и регулирующих мероприятий [1], это говорит о том, что подбор скважин-кандидатов для проведения ИДН сделан без учета возможного ускорения обводнения добываемой жидкости. То есть фактор возможного роста обводнения должен учитываться при выборе технологии и реагентов для ИДН и ОВП [2].

Наилучшего результата при наличии разломов в трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторах можно добиться при использовании гелевых систем.

В настоящее время эффективность водоизоляционных работ (ВИР) в среднем не достигает 60 %, что связано со сложностью решаемой задачи, часто неправильным выбором скважины-кандидата для конкретной технологии ВИР.

Наиболее распространенной технологией для увеличения эффективности разработки пласта является полимерное заводнение, в ходе которого применяют закачку полиакриламида (ПАА, Bulk Polyacrylamide Gels). Полимерный гель в удаленной зоне пласта заполняет высокопроницаемые интервалы, что замедляет и перенаправляет водные потоки в низкопроницаемые нефтенасыщенные прослои. Наиболее часто при этом используется частично гидролизованный полиакриламидный (ЧГП) гель. Степень гидролизованности (СГ) ПАА может изменяться от 25 до 35 %. Этот параметр отвечает за реологические характеристики раствора полимера в воде. Если степень СГ ниже 25 %, превышение верхнего предела СГ приводит к значительному увеличению чувствительности полимера к солям [3].

В работе [4] обобщен 20-летний мировой опыт применения технологии ЧГП в различных геолого-технологических условиях разработки нефтяных залежей. Так, при реализации заводнения с использованием ЧГП терригенных коллекторов (проницаемость 121 мД, температура пласта 107 °С) месторождения Пучен (нефтяная компания China Sinopet, Китай) обводненность продукции скважин была снижена с 85 до 70 %, дебиты нефти увеличились с 40 до 60 т/сут. Применение технологии на месторождении Ксинбэй, Китай (температура пласта 45 °С, содержание солей в пластовой воде 4500 мг/л) позволило снизить обводненность продукции скважин с 90 до 82 % [4].

Составы на основе ЧГП значительно более термоустойчивы в широком диапазоне пластовых температур (до 140 °С), в отличие от водорастворимых полиакриламидов.

Составы ПАА легко фильтруются в пласт – это известное преимущество, а фильтрация полимеров на основе ЧГП обычно осложнена. Этот фактор обуславливает необходимость при прогнозировании технологии ЧГП на новых площадях предварительно тестировать растворы на керновых моделях для получения оптимальных размеров частиц.

#### **Список использованных источников:**

1. Снижение рисков принятия низкоэффективных управляющих решений при использовании кислотных составов, предотвращающих эмульсионобразование / В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Ю.В. Зейгман, Ю.А. Котенёв, Ш.Х. Султанов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2017. – № 5. – С. 36–42.
2. Дубинский Г.С. О планировании технологий стимуляции скважин и ограничения водопритока // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сб. науч. тр. – Уфа: Монография, 2015. – Вып. 4 (9). – С. 138–146.
3. Ю.А. Кетова, Б. Бай, А.Л. Казанцев, С.В. Галкин Анализ эффективности применения заводнения нефтеносных пластов на основе водорастворимого полиакриламида и предварительно сшитых полиакриломидных частиц. - Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело, 2019. – 12 с.
4. Bai B., Li L., Liu Yu, Wang Zh., Liu H. Preformed particle gel for conformnce control factors affecting its properties and applications. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers. Tulsa, 2004. DOI: 10.2118/89389-MS.

## ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

*А.Н. Мельников*

*(Альметьевский государственный нефтяной институт г. Альметьевск,  
магистрант группы 73-11)*

В последнее время перспективы развития нефтяной отрасли связываются с разработкой месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. Пристальный интерес к месторождениям тяжелой нефти и природных битумов вполне объясним постоянным ростом цен на углеводородное сырье, постепенным истощением запасов традиционной легкой нефти, а также развитием технологий добычи «нетрадиционных» нефтей [1].

Вязкость сверхвязких нефтей и природных битумов в пластовых условиях превышает 10000 мПа·с. Основное отличие битумов от маловязких «традиционных» нефтей заключается в незначительном содержании легких фракций и в повышенном содержании асфальтеносмолистых компонентов, что является причиной их высокой плотности ( $0,965-1,22 \text{ г/см}^3$ ) и практически неподвижного состояния в пласте. Данное обстоятельство, как правило, усугубляется низкой начальной температурой (8–12°C) в залежах, которые расположены на относительно небольших глубинах (80–300 м) [2].

Развитие нефтяной отрасли и ресурсной базы страны в ближайшей перспективе может получить существенный импульс от наличия высоковязкой нефти (ВВН) и сверхвязкой нефти (СВН). Однако для успешной реализации проектов по извлечению и освоению таких месторождений, необходимо преодолеть ряд препятствий геологического, технологического, экономического, организационно-управленческого и экологического характера.

Особое внимание следует уделить вопросам усовершенствования геологических и технологических подходов при разработке и освоении залежей СВН. Это обусловлено тем, что СВН существенно отличается от обычной нефти как по своим свойствам и составу, так и по геологическому строению образующихся залежей. Необходимы инновационные методики поисково-разведочных работ, оценке запасов и разработке эффективных методов добычи этих месторождений, отличающихся от привычных методов работы с тяжелыми нефтями.

Одним из важных вопросов является освобождение от налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), так как добыча высоковязкой нефти требует значительных инвестиций и текущих затрат. Единый подход к налогообложению недропользователей, независимо от условий разработки месторождения, его производственных возможностей и качества сырья, может привести к экономическому неравенству и созданию рисков для мелких предприятий. Техничко-экономический анализ проектов должен учитывать налоговые обязательства предприятий и возможные изменения в законодательстве в свете нестабильности политической и экономической обстановки в отрасли [3].

Подготовка месторождений СВН и ВВН к разработке также сопряжена с рядом трудностей, включая необходимость бурения большого числа скважин, обеспечение высокого выхода керна и углубление исследований качества сырья. Требуются новые



технологии для эффективной переработки сырья с высоким содержанием металлов и серы, чтобы получить большую добавленную стоимость.

В настоящее время активно проводятся работы по геологическому и гидродинамическому моделированию, которые позволяют улучшить технологические процессы и создать новые средства добычи сверхвязкой нефти.

Организация отдельной системы воздействия на нефтяной пласт через бурение дополнительных скважин, применение современных методов увеличения нефтеотдачи и разработка новых технологий повышения нефтеизвлечения также являются неотъемлемыми условиями для успешного освоения месторождений СВН [4, 5].

Ресурсный потенциал СВН и песчаных битуминозных пластов характеризуется значительными запасами. Однако обычные технологии для добычи тяжелых нефтей не обеспечивают высокие технико-экономические показатели. Для обеспечения экономически эффективной разработки месторождений необходимо внедрение специальных технологий добычи, переработки и извлечения ценных компонентов. Ресурсный потенциал тяжелых нефтей, при условии эффективных технологий добычи и переработки, является надежным источником поддержания объемов добычи нефти.

#### **Список использованных источников:**

1. Мартынова, Ю.Б. Инновационный подход к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Ю.Б. Мартынова, А.Н. Блажко, – М. – Нижневартовск: ТюмГНГУ. – 2014. – С. 165-169.

2. Якубов, М.Р., Романов, Г.В., Якубова, С.Г., Борисов, Д.Н., Милордов, Д.В., Якубсон, К.И. Теория и практика скважинных технологий добычи сверхвязких нефтей и природных битумов с использованием растворителей / М.Р. Якубов, Г.В. Романов, С.Г. Якубова, Д.Н. Борисов, Д.В. Милордов, К.И. Якубсон // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2012. – 13 с.

3. Ишкова Е.В. Система управления повышением эффективности реализации проектов освоения месторождений сверхвязкой нефти: дис. на соиск. ученой степ. канд. тех. наук. 08.00.05 – экономика и управление народным хозяйством. 2017. 164с.

4. Николайчук Л.А., Горбатюк И.Г., Мокшина А.А. Актуальные проблемы разработки высоковязких нефтей в России // Российский экономический вестник. 2022. Том 5. №2. С. 165-171.

5. Хисамов Р.С., Гуськова И.А., Маннанов И.И., Ахметгареев В.В., Гумерова Д.М. Способ разработки залежи сверхвязкой нефти с глинистой перемычкой. Патент на изобретение RU 2681796 С1, 12.03.2019. Заявка № 2018118485 от 18.05.2018.

УДК 622.276.66

## **ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЗ НА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ**

***И.Р.Мустафин***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, БГР-20-01)*

В процессе нефтедобычи нефтяные компании сталкиваются с проблемой ухудшения фильтрационных и гидродинамических свойств пласта. Для улучшения данных

свойств проводятся работы по обработке призабойных зон пласта (ОПЗ) растворами различных кислот и составов [1].

В докладе рассматривается опыт применения различных видов ОПЗ, в том числе растворами различных кислот и составов. Так как ухудшение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) вызывает падение добывных способностей нефтяных скважин [2], то с целью достижения проектных значений по объему добываемой нефти, необходимо проводить комплексные обработки, так как на свойства ПЗП одновременно воздействуют множество факторов.

В результате применения комплексных методов воздействия на ПЗП, таких как АЛДИНОЛ-20, ПГДА, «Гелий» и СКСМ-А на эксплуатационном фонде наблюдалось увеличение доли дополнительной добычи нефти на 5% от общего объема накопленной добычи по объекту за счет увеличения МРП скважин [3].

Основной вклад в дополнительную добычу нефти вносит технология АЛДИНОЛ-20. Одной из причин активного применения состава «Алдинол-20» является то, что данный раствор представляет собой смесь многоатомных спиртов, катионных ПАВ, ингибитор коррозии, соляную кислоту и модифицирующую добавку «Алдинол-МК», которая комплексно влияет на компоненты состава и ведет к более глубокому проникновению раствора в пласт [4].

#### **Список использованных источников:**

1. Акульшин А.И., Бойко В.С., Зарубин Ю.А., Дорошенко В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. - М: Недра, 1989. - 480с.
2. Гейхман М.Г., Исаев Г.П., Серeda Н.Е. и др. Кислотная обработка терригенных и карбонатных коллекторов: Обз. инф. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 104
3. Зайцев Ю. В., Кроль В. С. Кислотная обработка песчаных коллекторов //М.: Недра. – 1972.
4. Коротенко В.А. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: Учебное пособие Тюмень, – 2014.

УДК 622.276.432

## **ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В РАМКАХ ОПТИМИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ СИСТЕМОЙ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ**

*Т.А. Нафиков*

*(Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, студент)*

В докладе рассматриваются методы оптимизации управления системой ППД с помощью методов машинного обучения. Система ППД играет ключевую роль в обеспечении стабильной добычи нефти и газа, а также в снижении негативных последствий. Применение методов машинного обучения позволит повысить точность прогнозирования и автоматизировать управление системой ППД.

В рамках оптимизации управления системой ППД с применением методов машинного обучения выделяются следующие методы:

1. Прогнозирование параметров месторождения: машинное обучение анализирует геолого-геофизические и технические данные для точных прогнозов давления, температуры, состава флюида и прочих параметров.

2. Автоматизация регулирования системы ППД: алгоритмы машинного обучения позволяют автоматически регулировать параметры эксплуатации, оптимизировать добычу и контролировать рабочие параметры скважин.

3. Управление инженерными решениями и буровыми операциями: машинное обучение оптимизирует бурение, выбор оборудования и предсказывает технические сбои.

4. Снижение потребления энергии: оптимизация процессов эксплуатации позволяет снизить энергопотребление и выбросы парниковых газов.

5. Минимизация воздействия на окружающую среду: более точное управление снижает риски утечек нефти и газа и ограничивает воздействие на водные ресурсы и атмосферу.

6. Снижение операционных расходов: машинное обучение автоматизирует мониторинг и управление, сокращая расходы на труд и обслуживание.

7. Оптимизация логистики и транспорта: машинное обучение оптимизирует транспортировку нефти и газа, сокращая затраты. [1]

В качестве примера рассматривается метод оптимизации «Прогнозирование параметров месторождения». Для оценки применимости машинного обучения в рамках данного метода, создана небольшая модель, принимающая на вход определённую базу данных, которая прогнозирует некоторые величины во времени. На рисунке 1 представлен результат работы данной модели машинного обучения.



Рисунок 1 – Результат работы прогнозирующей модели машинного обучения

В данном случае модель получала на вход основные данные по скважине и пласту, и выдавала прогнозные значения коэффициента приёмистости нагнетательных скважин. Исходя из результатов работы модели можно сказать, что в ближайшие 3-5 лет никаких серьёзных изменений в гидродинамической системе «пласт-скважина» не ожидается. При обучении данной модели большим количеством исходных данных, возрастёт и точность прогнозирования.

Таким образом, применение методов машинного обучения в целях оптимизации управления системой ППД имеет широкую перспективу развития, поскольку появляется возможность прогнозирования не только конкретных параметров пласта или скважины, но и возможных осложнений, предотвращая которые можно более рационально использовать существующий фонд скважин.

### Список использованных источников:

1. Горшков В.И., Зайцев А.С. Методы машинного обучения в задачах оптимизации добычи нефти с учетом поддержания пластового давления / Автоматика и телемеханика, 2019. – 113 с.

УДК 622.276

## ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЖИДКОСТЕЙ ГРП С РАЗЛИЧНЫМИ ТИПАМИ ДЕСТРУКТОРОВ

*А.Р. Нуриев*

*(Альметьевский государственный нефтяной институт, г.Альметьевск,  
магистрант, специалист ЦНТИ)*

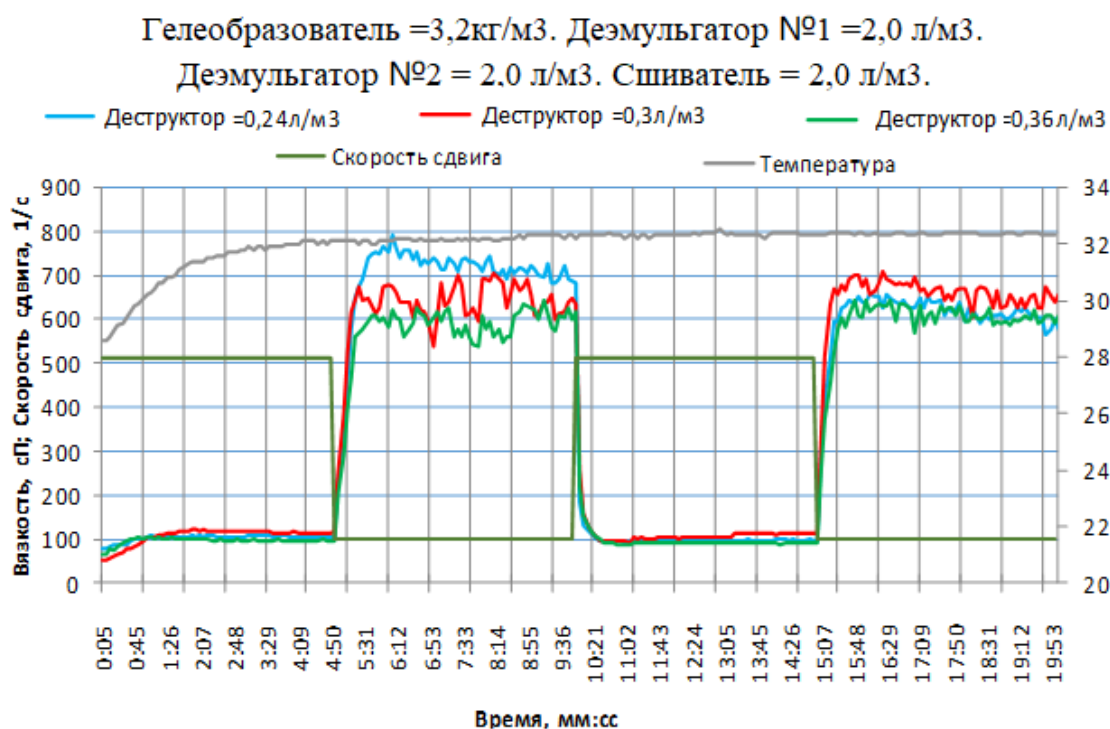
Одним из современных и наиболее эффективных методов увеличения продуктивности скважин, а также увеличения темпов отбора из пласта является гидравлический разрыв пласта (ГРП) [1, 2]. Эффективность процесса ГРП во многом зависит от качества жидкости разрыва. Наиболее важными добавками, влияющими на состав жидкостей для ГРП, являются загуститель и деструктор.

После закачки жидкости ГРП и закрепления трещины проппантом необходимо обеспечить обратный отток жидкости, не сдвигая проппант и не нарушая проводимость пропантной пачки. Для этого в жидкости разрыва непосредственно во время закачки подаются деструкторы, которые позволяют снижать вязкость геля за счет разрыва соединительных связей в цепи гуарового полимера, образуя ньютоновскую жидкость.

Деструкторы водных жидкостей ГРП делятся на 3 типа: энзимы, окислители и кислоты. Выбор типа деструктора зависит от условий проведения процесса ГРП. Энзимные деструкторы разрушают полисахаридные звенья по гликозидной связи до простейших сахаров. Обычно ферментные деструкторы применяются при температурах до 60°C и значений рН системы от 3 до 8. Для окислителей характерно замедленное протекание процесса разрушения сшитых гелей при температурах, меньших 50°C. Действие растворов кислот основано на процессах гидролиза. Диапазон температурных границ применимости данного типа брейкеров находится в пределах от 45°C до 120°C [3]. Неправильное использование или неэффективные деструкторы могут привести к значительному повреждению пропантной пачки и снижению эффективности процесса.

В данной работе проведены исследования влияния различных типов деструкторов на реологические свойства жидкости ГРП. Эксперименты проводились с использованием ротационного вискозиметра Brookfield, испытательного стакана R1 и боба В5, при скорости сдвига 100 сек<sup>-1</sup> и 511 сек<sup>-1</sup> при температуре 32,5°C, что соответствует температуре пласта Д<sub>1</sub> Пашийского горизонта.

На рисунке 1 представлена зависимость изменения вязкости одной из проб сшитого геля от массового содержания энзимного деструктора.



*Рисунок 1 – Изменение сдвиговых характеристик сшитого геля от концентрации энзимного деструктора*

По результатам исследований определены общие закономерности в изменении реологических свойств проб, рассчитаны изменения вязкости при повышении объемного содержания различных типов деструкторов, проведен анализ разрушения сшитого геля и определено количество осадка, выпавшего на этапе разрушения геля. Для исследуемой в работе жидкости ГРП оптимальные значения реологических свойств достигнуты при использовании энзимного деструктора с концентрацией 0,36 л/м<sup>3</sup>.

#### Список использованных источников:

1. Экспериментальные исследования гидрофобизирующих свойств составов, используемых в технологиях гидроразрыва пласта / И. А. Гуськова, Д.Р. Хаярова, Т.Л. Гайфуллин, Р.Р. Закиров // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 8 (644). – С. 21-26. – DOI 10.33285/0207-2351-2022-8(644)-21-26. – EDN WSXBPR.
2. Котрелл, Д., Создание истории ГРП с помощью вычислительной физики. / Котрелл, Д., Хойнк, Т., Горпаде, С. и Одусина, Е. Конференция по технологиям нетрадиционных ресурсов, 2019, URTEC-332-MS.
3. Филиппова, О.Е. Свойства жидкости для гидроразрыва пласта на основе вязкоупругого поверхностно-активного вещества и полисахарида / О.Е. Филиппова, Д.Ю. Митюк, А.В. Шибаев, Д.А. Муравлев // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2017. - №6. - С. 73-79. EDN: ZVRJBV

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНСТРУМЕНТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ И ХИМИЧЕСКИХ МУН НА ЗАЛЕЖАХ С ВВН**

**Л.Г. Орехова**

*(Альметьевский государственный нефтяной институт г.Альметьевск,  
старший преподаватель)*

**А.В. Насыбуллин**

*(Альметьевский государственный нефтяной институт г.Альметьевск, профессор,  
заведующий кафедрой РЭНГМ)*

**Е.В. Орехов**

*(Альметьевский государственный нефтяной институт г.Альметьевск,  
старший преподаватель)*

Разработка подобных объектов требует особого подхода, поскольку, в условиях высокой и повышенной вязкости нефти, в пласте скорость фильтрации воды значительно выше, что приводит к преждевременному обводнению продукции скважин. Характерным явлением для залежей ВВН разрабатываемым по классическим подходам, становится невысокое значение достигаемого конечного КИН. Как правило, частично проблема решается локальным внедрением различных технологий, позволяющих перенаправить потоки фильтрации или ограничить доступ воды к забою. Более глобально воздействовать на пласт можно используя технологии МУН, среди которых наиболее применимы химические методы и тепловое воздействие [1, 2, 3]. Заводнение различными объемами водных растворов ПАВ, полимеров и подогретого теплоносителя позволяет воздействовать на удаленные участки пласта и повысить коэффициенты охвата и вытеснения.

Внедрение как тепловых, так и химических МУН очень затратно, а в условиях недостаточной изученности объекта воздействия может не принести ожидаемого эффекта. Системный подход требует не только проведения обширного комплекса лабораторных исследований, но и проведения серии вычислительных экспериментов на цифровой модели объекта.

В данной работе рассматривается эффективность комплексного термохимического воздействия на объекте ВВН, приуроченного к терригенным отложениям бобриковского горизонта. Для решения поставленных задач была предварительно построена и адаптирована цифровая модель объекта. Моделирование проводилось в гидродинамическом симуляторе FlowER [1, 4].

Моделирование теплового воздействия (закачку горячей воды различной температуры) включало задание теплофизических свойств пород и флюидов, зависимость поведения вязкости нефти от ее температуры. Моделирование ПАВ-полимерного воздействия осуществлялось путем задание основных свойств ПАВ-полимерной композиции во взаимодействии с водой и остаточной нефтью. Технологическая эффективность определялась по вариантам воздействия (объем и интенсивность заводнения, температура) с наибольшим приростом доп. добычи нефти и КИН.

Определено, что высокая интенсивность термозаводнения в условиях высокопроницаемых коллекторов приводит к быстрому обводнению продукции добывающих скважин. Заводнение водой невысокой температуры (до 40°C) не дает эффекта. Повышение температуры закачиваемой воды приводит к росту эффективности [5].

Проявление эффекта наблюдается через период 0,5 – 2,5 лет, что связано с различными геологическими условиями.

Эффективность ПАВ-полимерного воздействия зависит от объема и концентрации воздействия, установлено, что наилучший результат в расчете на 1 тонну реагентов наблюдается при воздействии в объеме 10% от объема пор. Эффект от химического воздействия проявляется позднее, чем при тепловом воздействии, но длится гораздо дольше и сопровождается снижением обводненности продукции добывающих скважин.

#### **Список использованных источников:**

1. Насыбуллин А.В. Моделирование ПАВ-полимерного заводнения с использованием нового программного продукта FlowER / М.Г. Персова, Е.В. Орехов и др. // Нефтяное хозяйство. 2021. № 7. С. 40-43.

2. Насыбуллин А.В. Оценка эффективности технологии термозаводнения на объекте с ВВН в условиях терригенных отложений нижнего карбона Ново-Елховского нефтяного месторождения / Л.Г. Орехова, Е.В. Орехов // Булатовские чтения. Материалы VII Международной научно-практической конференции. - 31 марта 2023. - т.1. - С. 248- 251.

3. Персова М.Г. Гидродинамическое моделирование и прогнозирование термозаводнения в условиях бобриковского горизонта / А.В. Насыбуллин, Е.В. Орехов, Л.Г. Орехова // Технологии разработки месторождений и моделирование процессов в нефтегазодобыче; труды международной научно-практической конференции - Уфа, УГНТУ, 2023. С. 210.

4. Persova M.G. Numerical 3D simulation of enhanced oil recovery methods for high-viscosity oil field / Y.G. Soloveichik, A.S. Ovchinnikova, I.I. Patrushev, A.V. Nasybullin, E.V. Orekhov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : 14, Tomsk, 14–17 октября 2019 года. – Tomsk, 2021. – P. 012050. DOI 10.1088/1757-899X/1019/1/012050. – EDN CLVOUC.

5. Орехова Л.Г. Повышение эффективности разработки залежей высоковязкой нефти заводнением горячей водой на примере Ново-Елховского нефтяного месторождения // Нефтяная провинция. 2022. № 4(32). С. 196-207. DOI:10.25689/NP.2022.4.196-207

УДК 552.08

### **ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН ДИНАМИКИ ПРОНИЦАЕМОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ПЕРИОДИЧЕСКОМ НАГРУЖЕНИИ**

*А.Е. Пантелева, З.Г. Иванов  
(ФГАОУ ВО ПНИПУ, г. Пермь, студент, студент)*

Периодические напряжения вызывают в горных породах изменение фильтрационных характеристик, причинами могут являться различные факторы: деформации и транспорт коллоидных частиц [1-2]. В работе проведено исследование, целью которого являлось установление характерных особенностей динамики проницаемости по газу при периодическом нагружении терригенного керна. По результатам построены графики зависимости отношения проницаемости, давления обжима от времени для

отдельных циклов испытаний. На графиках красным цветом построена кривая давления обжима, синим - отношение проницаемости.

Не смотря на разные абсолютные значения проницаемости для образцов, в каждом цикле наблюдались общие закономерности – снижение проницаемости и ее восстановление происходило с одинаковыми характерными особенностями (рисунки 1 и 2). В образце 1 в 7 и 8 цикле (Рисунок 1) в периоде нагружения снижение проницаемости происходит почти непрерывно, отсутствует ступенчатый характер изменения. При снижении давления с 2000 до 1200 psi (рисунок 1) наблюдаются схожие участки изменения проницаемости – с резким увеличением и плавным снижением (выделены квадратами на рисунке 1)

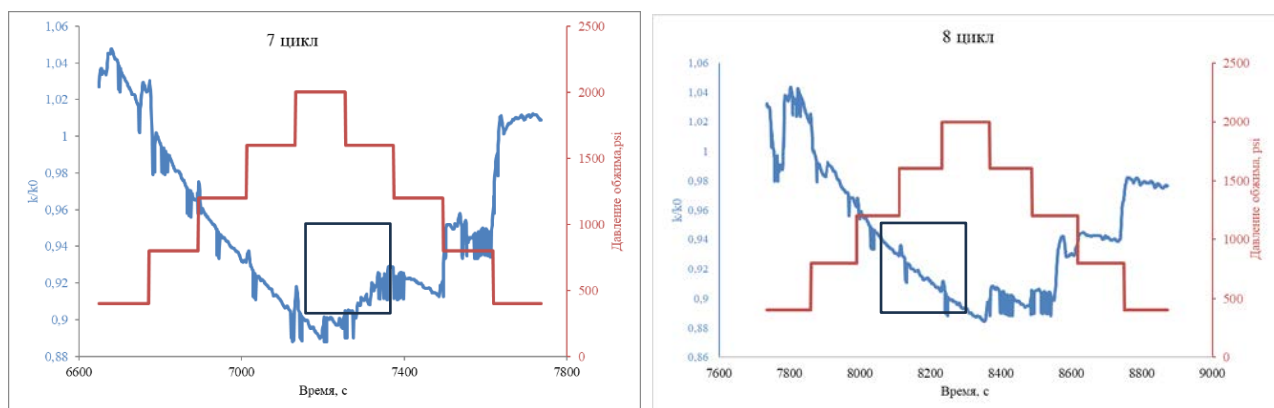


Рисунок 1 – графики зависимости отношения проницаемости, давления обжима от времени для 7 и 8 цикла образца 1.

В образце 2 в 4 и 5 циклах (Рисунок 2) в начале наблюдается резкий рост проницаемости (выделено квадратом). Далее отмечается одинаковое плавное снижение проницаемости с характерными ступеньками. При снижении давления обжима, наблюдается скачок проницаемости (выделено овалом). При дальнейшем снижении давления можно наблюдать двойное увеличение проницаемости (выделено прямоугольником).

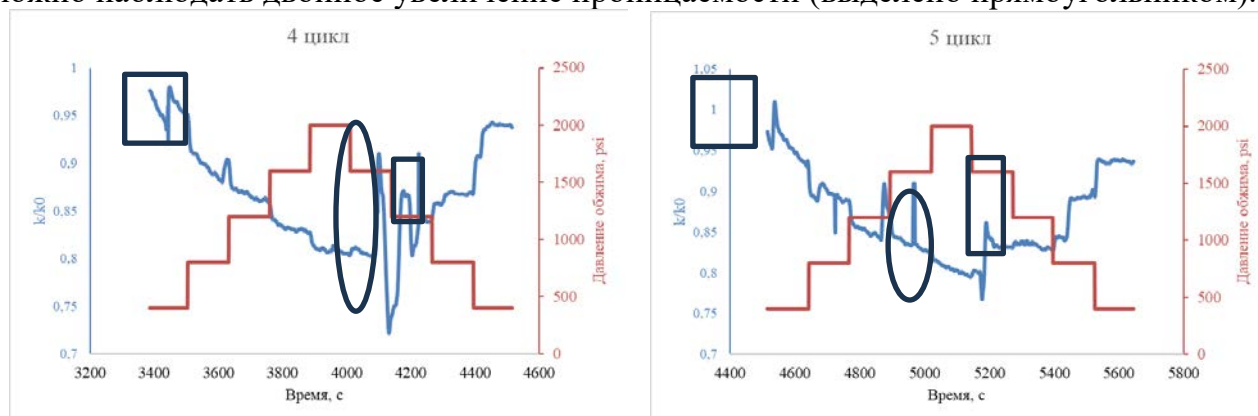


Рисунок 2 – графики зависимости отношения проницаемости, давления обжима от времени для 4 и 5 цикла образца 2.

При нагружении первичное падение проницаемости происходит из-за классического упругого деформирования каналов и пор, и их сдвига и смещения, благодаря которому каналы фильтрации могут открываться или закрываться. Причины одинакового изменения проницаемости, скорее всего, кроются в последовательном закрытии и раскрытии микротрещин. Схожие участки кривой изменения проницаемости, а именно



рывки на кривой проницаемости, обусловлены закрытием микротрещин с трением прилипания и скольжения зерен горной породы между собой.

В результате проведенного исследования было обнаружено, что изменение проницаемости происходит из-за закрытия или образования микротрещин, сужения пор и упругих деформаций. Результаты данного исследования позволяют более подробно раскрыть механизм изменения проницаемости пород при циклическом нагружении, а также показывают о значительном влиянии микротрещин на проницаемость пористых пород.

#### **Список использованных источников:**

1. Миграция коллоидных частиц как механизм изменения проницаемости при циклических нагрузках / А.Е. Пантелеева, З.Г. Иванов, Е.В. Кожевников// Уфа 2023. Технологии разработки месторождений и моделирование процессов в нефтегазодобыче: Сборник тезисов Международной научно-практической конференции, посвященной памяти академика А. Х. Мирзаджанзаде, Уфа, 24–27 августа 2023 года. С.217–218.

2. Исследование влияния механического нагружения на фильтрационные параметры 3D-моделей керна / А.Е. Пантелеева, З.Г. Иванов, Е.В. Кожевников// Уфа 2023. Технологии разработки месторождений и моделирование процессов в нефтегазодобыче: Сборник тезисов Международной научно-практической конференции, посвященной памяти академика А. Х. Мирзаджанзаде, Уфа, 24–27 августа 2023 года. С.217–218.

УДК 622.276.3

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕКУРРЕНТНЫХ И СВЕРТОЧНЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ИЗМЕНЯЮЩИХСЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН**

*А.В. Соромотин*

*(ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг", ПНИПУ, г. Пермь)*

Призабойная зона пласта (ПЗП) является важнейшим элементом гидродинамической системы «пласт–скважина». Получение достоверной информации о состоянии призабойной зоны является одной из приоритетных задач промышленного контроля за разработкой и эксплуатацией месторождений углеводородного сырья [1].

Для исследования формирования состояния призабойной зоны пласта (ПЗП) в условиях терригенного коллектора (проницаемость ПЗП, скин-фактор) привлечены материалы гидродинамических исследований скважины (КВД) и параметров эксплуатации за весь период работы. Использовались параметры: дебит нефти весовой (т/сут) –  $Q_n$ ; дебит жидкости весовой (т/сут) –  $Q_j$ ; накопленные показатели добычи нефти, жидкости –  $\sum Q_n$ ,  $\sum Q_j$ ; газовый фактор ( $m^3/t$ ) –  $\Gamma_\phi$ ; обводненность весовая (%) –  $W$ ; скин-фактор –  $S$ . Значения параметров между гидродинамическими исследованиями линейно интерполированы.

Для исследования значимости параметров применены методы обучения искусственной нейронной сети с моделью LSTM+CNN. Предлагается гибридная модель,

объединяющая LSTM (Long Short-Term Memory) и CNN (Convolutional Neural Network) для эффективной обработки последовательных данных. LSTM является рекуррентной нейронной сетью, способной улавливать долгосрочные зависимости в последовательностях, в то время как CNN обладает превосходными возможностями в обработке пространственной информации. Комбинирование этих двух архитектур позволяет модели лучше воспринимать и анализировать как пространственные, так и последовательные шаблоны данных.

Модель состоит из нескольких слоев (рис. 1): входного слоя, состоящего из 10 значений исходных 6 параметров до последнего значения скин-фактора и 10 значений после (рис. 2); слоя свертки с размером фильтра 3; слоев LSTM, полносвязного слоя (20 нейронов) и выходного слоя с 10 нейронами для нахождения искомого значения с линейной функцией активации.

Анализ рисунка 2 показывает, что модель обучается, соблюдается правильный тренд среднего значения искомого параметра, но наблюдается отклонения: средняя абсолютная ошибка составляет до 1 единицы. Таким образом, сочетание преимуществ архитектур рекуррентных и сверточных нейронных сетей может быть полезным для выявления сложных зависимостей эксплуатационных параметров скважин для оперативной оценки призабойной зоны пласта.

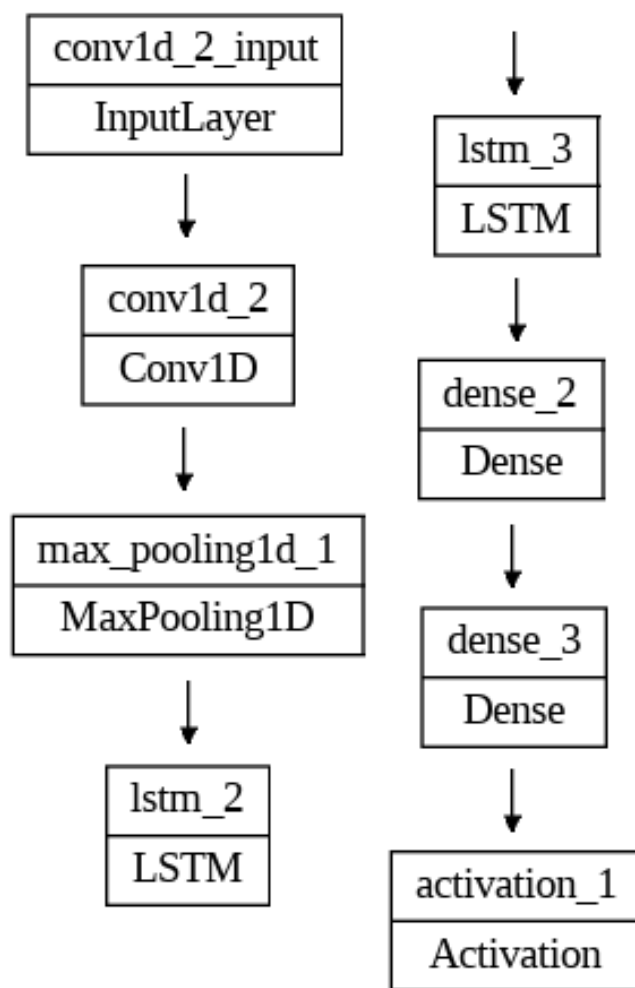


Рисунок 1 – Архитектура нейронной сети

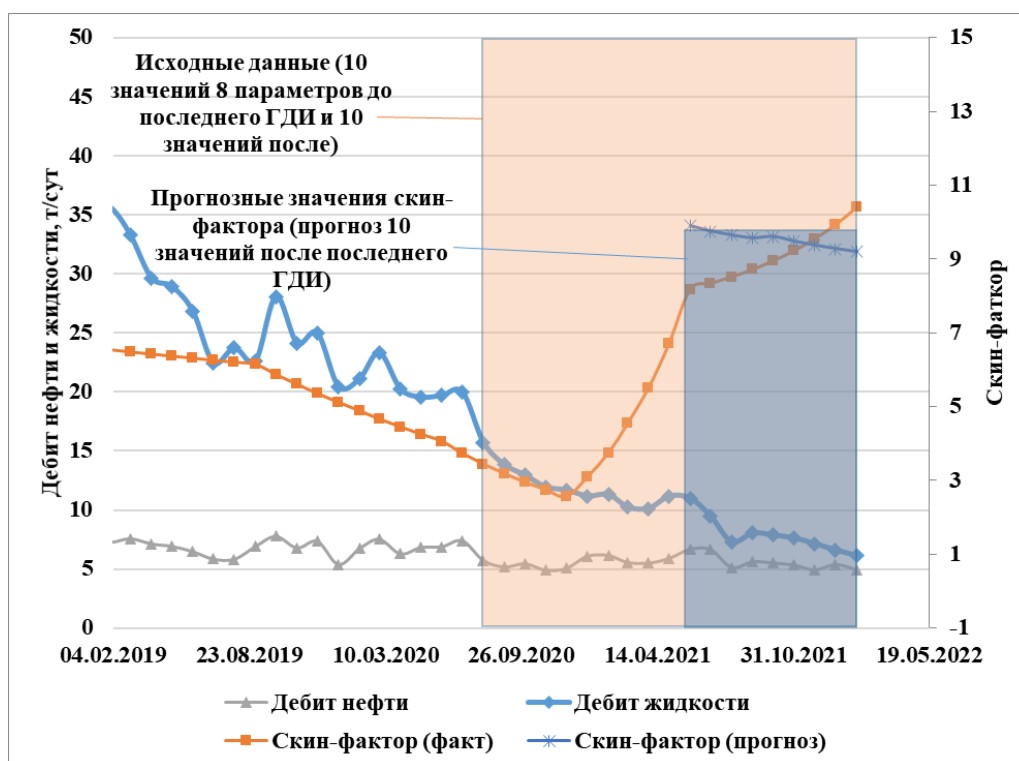


Рисунок 2 – Схема прогнозирования

**Список использованных источников:**

1. Галкин В.И., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н., Черных И.А. Особенности формирования призабойных зон продуктивных пластов на месторождениях с высокой газонасыщенностью пластовой нефти // Записки Горного института. 2021. Т. 249. С. 386-392.

УДК 622.276

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА ДЛЯ АНАЛИЗА И ПРОГНОЗА ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ АССЕЛЬСКОЙ ЗАЛЕЖИ ОНГКМ**

*А.Э.Фетисов<sup>1</sup>, Р.Н.Якубов<sup>2</sup>*

*<sup>1</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет г. Уфа, студент, МГР-12-22-01*

*<sup>2</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет г. Уфа, к.т.н., доцент*

В настоящее время многие месторождения углеводородов находятся на стадии снижения добычи нефти и газа, поэтому для решения актуальных задач, таких как контроль и регулирование процессов разработки, анализ текущих показателей и прогнозирование разработки месторождения используются различные методы такие как: анализ кривых падения добычи, вероятностно-аналитические методы, геолого-гидродинамическое моделирование, а также экспресс методы, например, материальный баланс [1].

В этой работе применен метод материального баланса для условий Ассельской залежи Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ).

Метод материального баланса является одним из базовых методов анализа и прогнозирования показателей разработки. Вычисления позволяют учесть флюид, который содержится в замкнутой системе, а также поступает и выводится из нее. Пласт упрощается до модели большого упругого резервуара, содержимое которого меняется в ходе разработки месторождения. Флюид, находящийся в резервуаре может сжиматься и расширяться вместе со своим хранилищем. В упрощенном виде уравнение выглядит следующий образом [2]:

$$N_p V_o = \Delta V_w + \Delta V_o + \Delta V_g + \Delta V_f$$

Объем извлеченной из пласта нефти ( $N_p V_o$ ) равен изменению объемов нефти ( $\Delta V_o$ ), воды ( $\Delta V_w$ ), газа ( $\Delta V_g$ ) в пласте (в результате изменения давления и добычи), а также объема порового пространства ( $\Delta V_f$ ) (в результате изменения давления).

Исходя из того, что переменные, входящие в уравнение материального баланса регулярно меняются, то для построения точного тренда динамики пластовых давлений необходимы продолжительные измерения меняющихся параметров, так как их точность напрямую влияет на прогноз.

Подобный подход широко применяется в качестве аналитического метода для снятия геологических рисков [3-4].

Для корректного и точного прогноза разработки необходимо рассчитать коэффициент извлечения нефти (КИН). Для этого были рассчитаны и оптимизированы характеристики вытеснения нефти водой с помощью степенной модели относительных фазовых проницаемостей Кори, адаптация которых была произведена на историю обводнения. Для оптимизации невязки была использована функция `optimize.minimize` библиотеки SciPy, с применением метода L – BFGS – B.

Для проведения расчетов была написана программа на языке программирования Python. В результате выполненных расчетов получены следующие графики зависимостей фактической и теоретической обводненности от КИН (рис. 1), а также графики падения расчетных и фактических пластовых давлений (рис. 2)

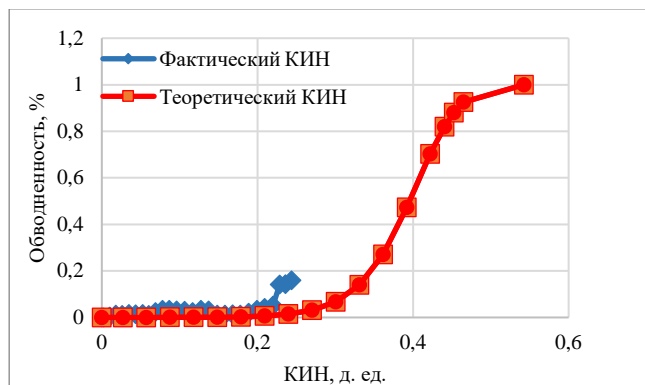


Рисунок 1 – Зависимость обводненности от КИН

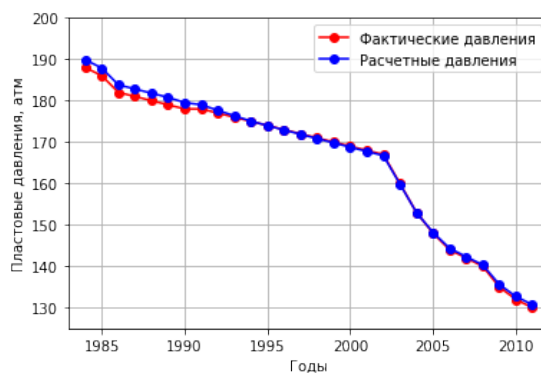


Рисунок 2 – Динамика пластовых давлений

На основании выполненного анализа и расчетов можно сделать вывод о том, что дальнейшая эксплуатация Ассельской площади ОНГКМ целесообразна с введением системы поддержания пластового давления до 2079 года. Обводненность в 2079 году будет составлять 96 %, коэффициент извлечения нефти – 0,427.

#### **Список использованных источников:**

1. Абидов, Д.Г., Камартдинов, М.Р. Метод материального баланса как первичный инструмент оценки показателей разработки участка месторождение при заводнении // Известия Томского политехнического университета. Геология нефти и газа. 2013. № 1, Т. 322. 91-96 с.
2. Джон Р. Фанчи, Ричард Л. Кристиансен, Введение в технологию добычи нефти // Хобокен, Нью-Джерси: John Wiley & Sons, 2009. 290 с.
3. Грищенко В.А., Харисов М.Н., Рабаев Р.У., Мухаметшин В.Ш., Тынчеров К.Т. Решение уравнения материального баланса в условиях неопределенности методом генетической оптимизации // SOCAR Proceedings. 2022 № 4. С. 63-69.
4. Хисамутдинов Н.И., Владимиров И.В., Сагитов Д.К., Абдульманов С.Х. Моделирование процессов нефтеизвлечения из анизотропного пласта при различных режимах разработки залежи // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2010. № 1. С. 5-7.

УДК 622.276.43

### **ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПОДДЕРЖАНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ СКВАЖИН**

*К. А. Харламов (аспирант), Д. К. Сагитов (профессор)  
Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, Российская Федерация*

Для поддержания добычи на целевом уровне нередко прибегают к геолого-техническим мероприятиям [1]. Количество проводимых мероприятий от года к году постоянно растёт. Особенно это ярко выражается при разработке трудноизвлекаемых запасов. Это связано с тем, что разработка низкопроницаемых коллекторов [2] в большинстве случаев нерентабельна, а где-то и даже невозможна без применения технологий гидравлического разрыва пласта. Эффективность [3] таких мероприятий зависит от многих факторов, начиная от геологических и заканчивая технологическими. По результатам работы разработана методика оценки эффективности проведённых геолого-технических мероприятий, составлена классификация факторов влияния на эффективность выполненных мероприятий, определено время оптимального проведения повторного (последующего) гидравлического разрыва пласта на скважине для поддержания её работоспособности. Оценена фактическая и расчётная дата проведения повторного ГРП, а также рассчитана дополнительная добыча в период между этих дат.

#### **Список использованных источников:**

1. Оценка зависимости средней эффективности геолого-технических мероприятий от темпа их реализации / Д.Р. Юлмухаметов, И.В. Судеев // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 12.
2. Инновационные технологии разработки низкопроницаемых коллекторов в ПАО «НК «Роснефть» / А.В. Мирошниченко, А.В. Сергейчев, В.А. Коротовских, К.В. Торопов, М.Г. Волков, М.С. Антонов, А.Э. Федоров // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 12.

УДК 622.276.72

## **О ПРИМЕНЕНИИ ТЕХНОЛОГИЙ УДАЛЕНИЯ АСПО В СИСТЕМЕ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ**

*Д.С. Хуснутдинова*

*(Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, магистрант группы 73-11)*

Данная работа предоставляет возможность ознакомления с современными подходами, применяемыми для удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений из трубопроводов. В ней описываются различные способы, которые успешно применяются в современной индустрии для эффективной очистки трубопроводных систем.

Эксплуатация нефтяных скважин в России связана с рядом сложностей и проблем, таких как увеличение обводненности продукции, снижение пластового давления, снижение эффективности отбора жидкости и образование твердых асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО).

АСПО являются смесями углеводородов и представляют собой густую мазеобразную субстанцию темно-коричневого или черного цвета. В составе отложений присутствуют асфальтено-смолистые вещества (АСВ) (15-40% массы) и парафины (20-70% массы). Кроме того, отложения могут содержать силикалегевую смолу, нефть в связанном состоянии, а также механические примеси в виде песка, глины, солей и воды [1].

Прогрессивным методом предотвращения образования АСПО является использование химических реагентов. Этот метод эффективен для защиты всего нефтепромыслового оборудования, включая системы сбора и транспортировки нефти и газа [2].

Эффективными методами борьбы с отложениями АСПО считаются профилактические обработки скважин, глубинно-насосного оборудования и промысловых трубопроводов с использованием растворителей, и ингибиторов. Наиболее известными реагентами для таких обработок являются РПН (растворяющая способность – 56%) и Эфрил-317D (растворяющая способность – 89,9%).

В целом, химический метод применяется путем введения специальных реагентов в процесс добычи, что способствует снижению или полному предотвращению образования отложений. Действие ингибиторов основано на адсорбции компонентов на поверхности частиц отложений. Этот процесс происходит на стадии перехода компонентов из жидкого состояния в твердое состояние [3].

Асфальтены называют «холестероолом» нефти. Асфальтены могут блокировать поры в призабойном пространстве и откладываться в насосно-компрессорных колоннах, трубопроводах и установках первичной переработки.

Многие промышленные ингибиторы асфальтенов, используемые в процессах добычи нефти, имеют в своей основе полимерные поверхностно-активные вещества. Некоторые из них работают в качестве диспергентов асфальтенов.

Имеется несколько исследований, посвященных эффективности полиалкилфенольных смол в качестве ингибиторов асфальтенов. Производительность этих добавок

зависит от процесса полимеризации, применяемого для получения этих добавок. Одним из наиболее изученных и регулярно применяемых полимерных ингибиторов асфальтенов являются олигомеры алкилфенольных-альдегидных смол.

Также ингибиторы на полиэфирной или полиамидной/имидной основе на протяжении уже некоторого времени используются рядом обслуживающих компаний. Эфирные группы в полиэфирах и амидные группы в полиамидах обычно получают реакцией с акриловыми мономерами и мономерами малеинового ангидрида.

Качественный химический способ удаления отложений заключается в использовании растворителей асфальтенов. Для их удаления в сборных линиях растворители либо периодически закачиваются, либо рециркулируют в течение нескольких часов в пораженной зоне. Для устранения предполагаемого снижения объемов добычи в результате отложения асфальтенов специальные стимулирующие жидкости закачиваются по трубам для дозирования реагентов (вместо обычного задавливания в пласт).

Кроме того, были разработаны растворители асфальтенов [4, 5, 6] на эмульсионной основе с высокой температурой вспышки, в которых применяется ароматический растворитель [7].

Таким образом, несмотря на ряд различных способов борьбы с АСПО, приведенных выше, на сегодняшний день эта проблема остается актуальной на промыслах и требует постоянного улучшения методов для ее решения. Ежегодные исследования и практический опыт позволяют выявить преимущества и недостатки разных подходов к борьбе с АСПО в конкретных условиях месторождений.

#### **Список использованных источников:**

1. Баинов А.А. Комплексный подход к борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Ванкорском нефтегазовом месторождении / А.А. Баинов // Магистерская диссертация – Томск: Изд-во ТПУ, 2021. – с. 87.

2. Гребнев А.Н. Ингибирование асфальтосмолопарафиновых отложений химическими реагентами / А.Н. Гребнев // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата химических наук – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2019. – с. 126.

3. Рогачев М.К. Разработка химического состава для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтяных скважинах / М.К. Рогачев, К.Ш. Хайбуллина // Международный научно-исследовательский журнал – Санкт-Петербург: Изд-во Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2016. – с. 237.

4. Ибрагимов Н.Г., Гуськова И.А., Шафигуллин Р.И., Гильманова Д.Р., Павлова А.И., Емельянычева С.Е., Захарова Е.Ф., Швецов М.В. Способ оценки эффективности растворителей органических отложений. Патент на изобретение RU 2429344 С1, 20.09.2011. Заявка № 2010142778/03 от 20.10.2010.

5. Гуськова И.А., Абзяппарова Э.Р. Экспериментальные исследования и оценка эффективности нового композиционного растворителя для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений с высоким содержанием тяжелых фракций. В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. Сборник материалов V Международной научно-практической конференции. Альметьевск, 2020. С. 71-77.

6. Гуськова И.А., Артюхов А.В., Хаярова Д.Р., Гумерова Д.М., Абзяппарова Э.Р. Состав для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений. Патент на изобретение RU 2755835 С1, 22.09.2021. Заявка № 2021102281 от 01.02.2021.

7. Келланд М.А. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли / М.А. Келланд // Зарубежное пособие для специалистов – Изд-во: Профессия, 2015. – с. 471.

## ПЕРЕХОД С БЛОЧНО-КВАДРАТНОЙ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НА ОЧАГОВУЮ С ЦЕЛЮ ДОВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НА ПРИМЕРЕ ШЕЛЬФОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗРЕЛОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Д.П. Чемезов<sup>1</sup> (магистрант), В.Л. Малышев<sup>1</sup> (доцент)*

<sup>1</sup>*Уфимский государственный нефтяной технический университет г. Уфа*  
*В.А. Грищенко<sup>2</sup> (преподаватель<sup>2</sup>)*

<sup>2</sup>*Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском)*

Целью данной работы является поиск подходов по довыработке запасов шельфовых отложений зрелых месторождений [1]. Разработана методика ранжирования элементов заводнения с выявлением зон локализации запасов и эффективности системы заводнения.

Предлагаемая методика ранжирования ячеек заводнения позволяет выявлять участки с неэффективной системой заводнения и наличием извлекаемых запасов [2]. Комплексный подход по переходу с блочно-квадратной системы заводнения на очаговую повысит эффективность выработки остаточных извлекаемых запасов нефти.

Проанализировав каждый элемент заводнения изучаемого объекта, была составлена комплексная программа довыработки запасов по наиболее проблемным зонам (ячейки первого ранга) с ожидаемой дополнительной добычи нефти за 5 лет 782 тыс. т. [3, 4].

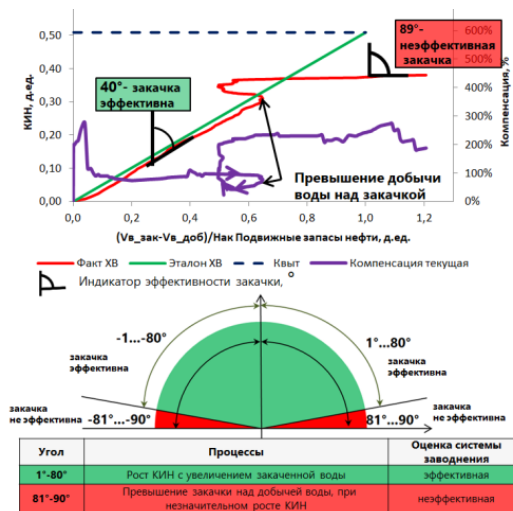
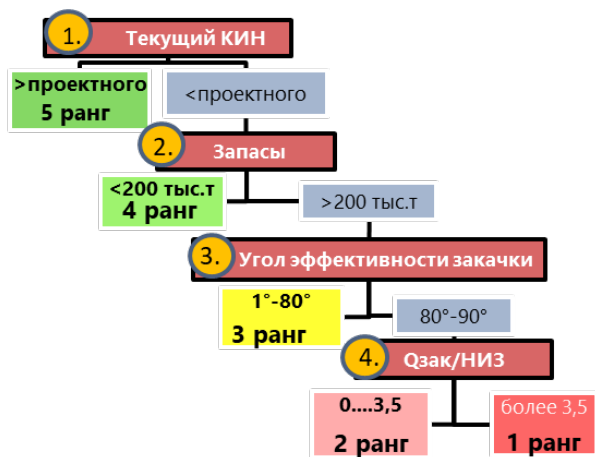


Рисунок 1 – Методика ранжирования элементов заводнения



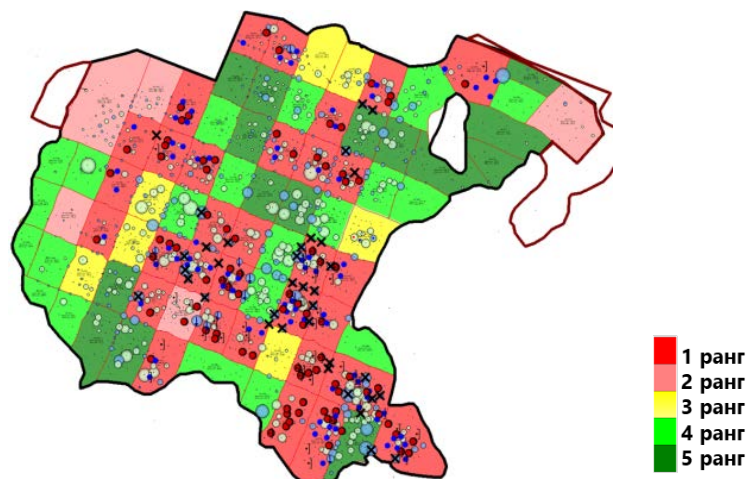


Рисунок 2 – Комплексная карта ранжирования элементов заводнения

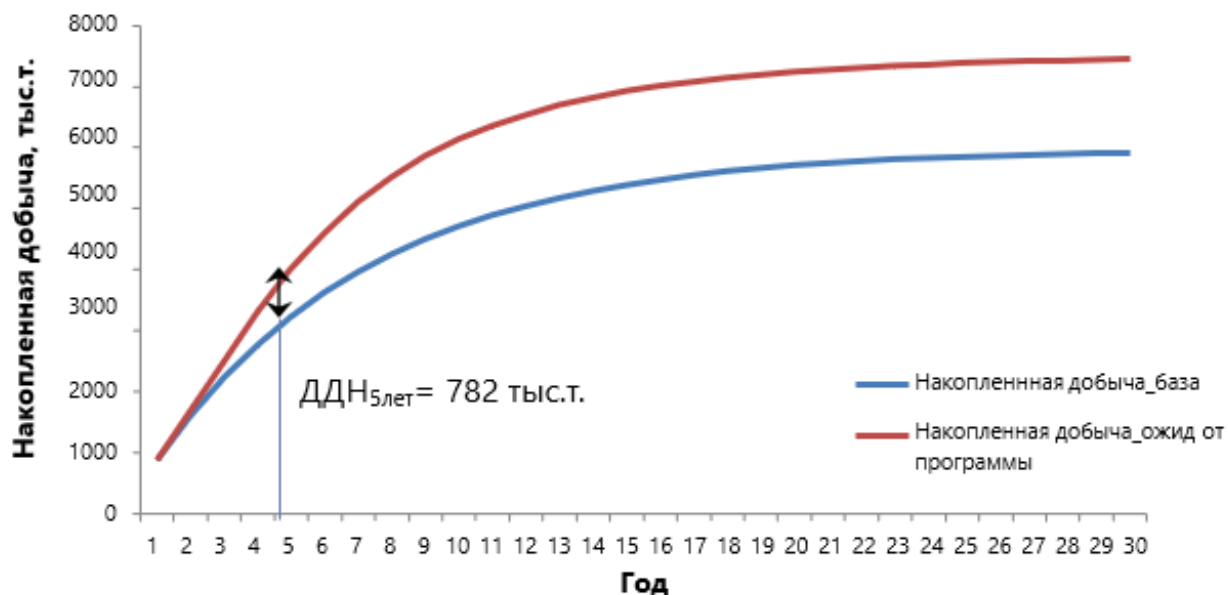


Рисунок 3 – Прогноз накопленной добычи от комплексной программы довыработки запасов

#### Список использованной литературы:

1. Грищенко В.А., Якупов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш., Мухамадиев Б.М., Позднякова Т.В., Трофимов В.Е. (2021). Локализация и стратегия выработки остаточных запасов нефти пашийского горизонта Туймазинского месторождения на заключительной стадии разработки. Нефтяное хозяйство, 5, 103-107. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-5-103-107.
2. Велиев Э.Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. SOCAR Proceedings, 2, 50-66. DOI: 10.5510/OGP20200200432.
3. Муслимов Р.Х. (2005). Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Казань: ФЭН.
4. Крейг Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. Нью-Йорк - Даллас, 1971. Пер. с англ. под ред. проф. В.Л. Данилова. - М. : Недра, 1974. - 192 с.

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ ОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПОВЕРХНОСТИ МАТЕРИАЛОВ И ПОКРЫТИЙ

*Р.С. Шагалиев*

*(Альметьевский государственный нефтяной институт  
г. Альметьевск, аспирант)*

На поздней стадии разработки месторождений продукция добывающих скважин представляет собой водонефтяную смесь, а многообразие условий эксплуатации и применение различных химических реагентов для интенсификации процессов добычи нефти предопределяют появление сразу комплекса проблем [1, 2]. В том числе коррозию оборудования и формирование соле- и высокомолекулярных органических отложений (АСПО) на поверхности нефтепромыслового оборудования, что влечет за собой повышение затрат предприятий нефтедобывающего комплекса [3].

В ходе работ были исследованы различные материалы и покрытия на стойкость к формированию АСПО. Для исследований были использованы образцы покрытий, материалов и пробы нефти различных скважин.

Для проведения испытаний было использовано следующее оборудование – специально созданная установка для испытания покрытий и материалов, весы для измерения массы образцов, ИК-Фурье спектрометр, плотномер ВИП-2МР и измеритель шероховатости TR110.

Метод исследования АСПО на поверхности материалов и покрытий заключался в фиксации изменения массы исследуемой поверхности при изменении температуры нефти. В начале исследований проводились измерения площади и шероховатости поверхности образца и его массы.

Для сравнительного анализа и оценки полученных результатов использовалось значение прироста массы адсорбированных углеводородов на единицу площади поверхности образца, выраженное в граммах на квадратный сантиметр.

Наибольшие значения прироста массы адсорбированных УВ были получены для пробы скважины 4\*\* для образцов 4 и 5. Наименьшие значения прироста были получены для образцов 6 и 7 для большинства проб нефти.

Несмотря на минимальную шероховатость образцов, для некоторых из них масса сформированных отложений была не минимальной. Например, образец 4 имеет малые значения шероховатости, но при этом для него был получен наибольший прирост массы адсорбированных углеводородов для пробы нефти со скважины 4\*\*. Это обусловлено химической природой компонентов покрытия, их концентрацией, и характером взаимодействия природных ПАВ, содержащихся в нефти с пленкообразователем на основе высокополярных эпоксидных смол [4]. Стоит отметить, что нефть (даже одного горизонта), по содержанию и состоянию асфальтенов неоднородна, поэтому происходит изменение их концентрации в граничном слое на поверхности покрытия, что и оказывает значительное влияние на процессы кристаллизации [5].

В результате экспериментальных исследований были получены следующие результаты. Наименьший прирост массы адсорбированных углеводородов В на единицу площади поверхности был получен для образцов 6 и 7, а наибольший прирост – для образцов 4 и 5 для пробы скважины 4\*\*.

### Список использованных источников:

1. Гуськова, И.А. О некоторых закономерностях формирования АСПО на поверхностях различной природы / И.А. Гуськова, А.И. Павлова, С.Е. Емельянычева // Геология, география и глобальная энергия. – 2009. – №4 (35). – С.199-202.
2. Разработка и развитие технологических решений проблемы формирования органических отложений в условиях эксплуатации техногенно изменённых залежей нефти
3. Гуськова, И.А. Особенности формирования асфальтосмолопарафиновых отложений в различных элементах нефтедобывающей системы на поздней стадии разработки / И. А. Гуськова // Нефтепромысловое дело. – 2010. – №1. – С.34-36.
4. Гуськова, И.А. О проблемах формирования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в трубопроводах и резервуарах, имеющих защитные антикоррозионные покрытия / И. А. Гуськова, А.И. Павлова, С. Е. Емельянычева // Нефтепромысловое дело.- 2010. – №9. – С.45-48.
5. Тронов, В.П. Об условиях формирования АСПО на поздней стадии разработки / Тронов В.П., Мельников Г.М., Гуськова И.А. // Материалы Международной научно-технической конференции «Проблемы нефтегазового комплекса России». Уфа: Изд-во УГНТУ. – 1998. – С.106-108.

УДК 622.276.66

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП В УСЛОВИЯХ СЛОЖНО-ПОСТРОЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Г.А. Шайхутдинов*

*(«Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти» г. Альметьевск, магистрант группы 73-11)*

В последнее время на многих нефтяных месторождениях наблюдается тенденция увеличения обводненности и уменьшения проницаемости ПЗП, что влечет за собой снижение продуктивности скважин, а вследствие этого уменьшение суточного дебита нефти. В результате снижения основных технологических показателей скважин возникает необходимость искусственного воздействия на продуктивный пласт.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) в настоящее время стал одним из самых эффективных и распространенных методов интенсификации добычи нефти, но в то же время вызывает наибольшее число дискуссий по вопросу влияния на коэффициент извлечения нефти [1]. Технология ГРП заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте под действием подаваемой в него под давлением жидкости для обеспечения притока добываемого флюида к забою скважины. Полевые данные показывают, что большая часть объема жидкости, закачанной в процессе ГРП, не возвращается обратно на поверхность в течение последующей откачки из скважины [2].

В данной работе был проведен анализ разработки исследуемого участка с использованием ранее организованных геолого-технических мероприятий. В результате был выполнен расчет технологической эффективности ГРП по коэффициенту продуктивности и методу "прямого счета".

Технологическая эффективность ГРП определяется: эффективной толщиной пласта; количеством проницаемых прослоев в интервале перфорации; начальной и

текущей нефтенасыщенностью коллекторов пласта; толщиной перекрывающих и подстилающих глинистых экранов; обводненностью продукции близлежащих добывающих скважин и рядом других факторов.

Непосредственно для анализа были рассмотрены 37 скважин, на которых были проведены ГРП. На примере одной скважины, эффект от проведения ГРП, рассчитанный по методу коэффициента продуктивности, за 12 месяцев составил 823,63 тонн нефти. По методу прямого счета дополнительная добыча составила 1202,76 тонн нефти.

Таким образом, эффективность работ при проведении ГРП на объекте определяется наличием нижележащих водонасыщенных пропластков, и при проникновении трещины ГРП они становятся основным источником притока, при этом в незначительной мере работают нефтенасыщенные части пласта. Поэтому рекомендуется применять технологии сдерживания вертикального распространения трещины: добавки в рабочую жидкость ГРП для снижения ее вязкости, рабочие жидкости буфера на основе линейного геля, а также гидрофобизирующие составы [3].

#### **Список использованных источников:**

1. Кудряшов, С.И. Гидроразрыв пласта как способ разработки низкопроницаемых коллекторов [Текст] / С.И. Кудряшов, С.И. Бачин, И.С. Афанасьев, А.Р. Латыпов, А.В. Свешников, Т.С. Усманов, А.Г. Пасынков, А.Н. Никитин // Нефтяное хозяйство - №7 – 2006. – С. 80-83.

2. Способ вывода на режим скважины, пробуренной в естественно трещиноватом пласте [Текст]: пат. № 2717019 РФ: МПК E21B 43/267, G06F 30/10 / Ипатов А.А., Чупраков Д.А.: заявитель и патентообладатель «Шлюмберже Текнолоджи». – № 2019135340; заявл. 06.11.2019; опубл. 17.03.2020, Бюл. №8 – С. 8.

3. Гуськова И.А., Хаярова Д.Р., Гайфуллин Т.Л., Закиров Р.Р. Экспериментальные исследования гидрофобизирующих свойств составов, используемых в технологиях гидроразрыва пласта. Нефтепромысловое дело. 2022. № 8 (644). С. 21-26.

УДК 622.276

## **ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ С УЧЕТОМ ПРОЧНОСТИ БЛОКИРУЮЩЕГО СОСТАВА**

***Р.Н.Якубов***

*Уфимский государственный нефтяной  
технический университет г. Уфа, к.т.н., доцент*

Актуальным направлением повышения эффективности любых видов воздействия на пласт является математическое моделирование процесса с целью прогнозирования эффективности и оптимизации технологических параметров воздействия [1]. При этом обоснование оптимального объема закачки блокирующей композиции при проведении водоизоляционных работ с учетом устойчивости изоляционного экрана является одним из важнейших этапов их проектирования.

Наибольшее влияние на изоляционные свойства экрана оказывает его механическая деструкция в процессе последующей эксплуатации скважины под действием внутрипластовых градиентов давления [2]. Автором разработана аналитическая методика прогнозирования показателей эксплуатации скважины после проведения

внутрипластовой водоизоляции с учетом прочности блокирующего экрана, выполнено сравнение с численной моделью.

Эффективность водоизоляционной композиции в лабораторных условиях (линейная фильтрация) оценивается с помощью остаточного фактора сопротивления  $RRF$  (Residual Resistance Factor), равного отношению проницаемостей образца до и после закачки блокирующего состава. Зависимость  $RRF$  от созданного градиента давления ( $gradP$ ) можно описать степенной функцией вида:

$$RRF = RF_0 \cdot gradP^a \quad (1)$$

где  $RF_0$  – постоянный множитель;  $a$  – показатель степени, характеризующий прочностные свойства состава.

Для зависимости вида (1) будет получено следующее выражение для зависимости коэффициента проницаемости ( $k$ ) от начальной проницаемости пористой среды ( $k_0$ ) и градиента давления в зоне водоизоляционного экрана:

$$k = \frac{k_0}{RF_0} \cdot gradP^{-a} \quad (2)$$

При подстановке этого выражения в закон линейной фильтрации Дарси и дальнейшем выводе величины депрессии на пласт ( $\Delta P$ ) для случая радиального притока жидкости вязкостью  $\mu$  с дебитом  $Q$  к забою скважины радиусом  $r_c$  от контура питания радиусом  $R_B$  в пласте толщиной  $h$  с учетом наличия блокирующего экрана радиусом  $R_в$ , получим [3]:

$$\Delta P = \left( \frac{Q \cdot RF_0 \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k_0} \right)^{\frac{1}{1-a}} \cdot \left( 1 - \frac{1}{a} \right) \cdot \left( R_B^{\frac{a}{a-1}} - r_c^{\frac{a}{a-1}} \right) + \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k_0} \cdot \ln \left( \frac{R_B}{r_c} \right) \quad (3)$$

Величина скин-фактора ( $S$ ) в таком случае будет иметь вид:

$$S = \left( \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k_0} \right)^{\frac{a}{1-a}} \cdot RF_0^{\frac{1}{1-a}} \cdot \left( 1 - \frac{1}{a} \right) \cdot \left( R_B^{\frac{a}{a-1}} - r_c^{\frac{a}{a-1}} \right) - \ln \left( \frac{R_B}{r_c} \right) \quad (4)$$

На рисунке представлено сравнение полученных значений скин-фактора и депрессии на пласт для численного и аналитического решений поставленной задачи при различных запусковых дебитах по воде.

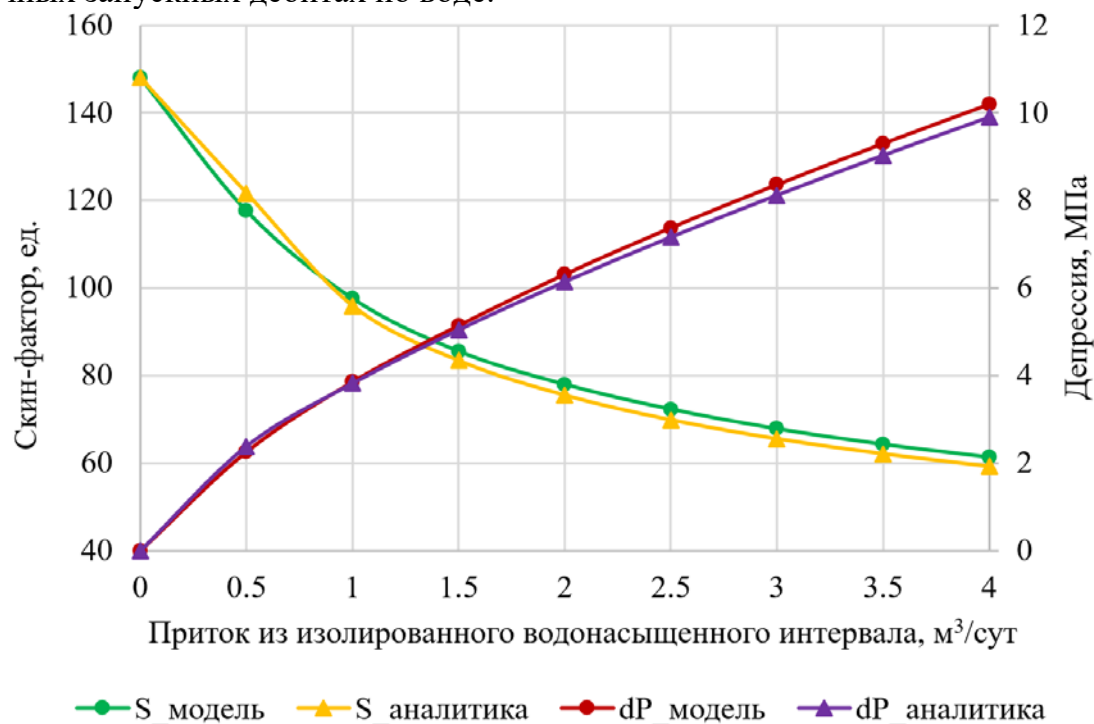


Рисунок - Сравнение результатов численных и аналитических расчетов [3]

Сравнение результатов расчетов по численной модели и полученным аналитическим формулам показывает погрешность в 3,5% при определении скин-фактора и 3% для депрессии, необходимой для достижения заданного дебита, что подтверждает корректность применения обоих методов прогнозирования эффективности водоизоляционных работ с учетом зависимости RRF от градиента давления.

#### **Список использованных источников:**

1. Мешалкин В.П., Якубов Р.Н., Ленченкова Л.Е., Челноков В.В. Компьютерное моделирование комбинированного химико-технологического процесса водоизоляции пористых обводненных нефтяных пластов. Доклады Российской академии наук. Химия, науки о материалах. 2021. Т. 501. № 1. С. 37-42.
2. Seright R., Brattekas B. Water shutoff and conformance improvement: an introduction // Petroleum Science. 2021. Vol. 18, № 2. P. 450–478. DOI: 10.1007/s12182-021-00546-1.
3. Якубов Р.Н. Прогнозирование эффективности водоизоляционных работ в поровом коллекторе с учетом прочности блокирующего состава. Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. № 4 (144). С. 22-34.

УДК 622.276

## **НЕРАВНОВЕСНЫЕ И НЕЛИНЕЙНЫЕ ПРОЦЕССЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

*М.В. Янайкин*

*(Альметьевский государственный нефтяной институт, студент)*

В процессах фильтрации изменяются относительные содержание смеси и качество ее составной части. В подобных задачах важную роль играют процессы фазовых переходов, при этом основными эффектами, определяющими движение смеси, являются неравновесное совместное движение нескольких жидких фаз, молекулярная и конвективная диффузия растворенных в фазах компонентов, поглощение твердой фазы или сорбции компонентов, массообмен между фазами.

Неравновесные эффекты приводят к существенным (на десятки процентов и даже в разы) отклонениям фактических параметров системы (давление насыщения, доли фаз и содержание компонентов в добываемой продукции) по сравнению с оцениваемыми по равновесным моделям. Для решения практических задач специалисты вынужденно используют или существующие композиционные модели без учета неравновесных эффектов, или модели типа black oil с опцией ограничения скорости обратного растворения газа/конденсата. Эта опция основана на простом инженерном соотношении и не учитывает физические особенности неравновесных процессов [1].

В общем случае, уравнения, которые описывают фильтрационные течения с учетом нелинейных и неравновесных эффектов, являются сложными системами дифференциальных уравнений в частных производных. В общем случае это нелинейная система смешанного типа. Однако конкретный вид начальных и граничных условий остается неопределенными.

В статье В.М. Булейко и Г.А. Вовчука [2] представлены уравнения, которые описывают зависимость потоков от действующих сил, включая фильтрационные и

термодинамические силы. Анализируется вклад каждого типа сил в общий поток. Кроме того, рассматриваются особенности термодинамического состояния трудноизвлекаемых углеводородов.

Согласно современным представлениям о неравновесности фазовых проницаемостей связаны с процессами переноса между порами. В многих исследованиях, направленных на улучшение моделей фильтрации с учетом неравновесных эффектов, используются уравнения баланса массы, импульса и энергии для объемных элементов, которые предполагаются достаточно большими по размеру в сравнении с поровыми каналами, но существенно меньшими, чем размер пласта [3].

В [4] на примере задачи о вытеснении воды газом исследовано влияние на динамику потока неравновесных эффектов, возникающих из-за образования эмульсий каждой из фаз (газовых пузырьков в воде и водяной пыли в газе). Неравновесные эффекты проявляются в изменении формы кривых фазовых проницаемостей (они становятся выпуклыми) и пороговых насыщенных фаз в ходе фильтрации.

Настройки вычислительных модулей решения линейных и нелинейных систем уравнений могут оказывать огромное влияние на результаты расчетов. Эти настройки должны подбираться квалифицированно и с учетом специфики конкретной задачи. В особенности это касается моделей с существенным влиянием многофазных эффектов, фазовых переходов, мелкомасштабной неоднородности и т. д. Поэтому, в частности, какие-либо сопоставления симуляторов с настройками по умолчанию не имеют научного смысла [5].

Таким образом, актуальной является задача учета неравновесных и нелинейных процессов происходящих в пласте при моделировании фильтрации углеводородных флюидов. Вместе с тем, для возможности широкого практического применения необходимо создание методов и алгоритмов, позволяющих учитывать неравновесные и нелинейные процессы при гидродинамическом моделировании.

#### **Список использованных источников:**

1. Индрупский, И. М. Моделирование неравновесного фазового поведения при разработке месторождений нефти и газа / И. М. Индрупский, О. А. Лобанова // Доклады Академии наук. – 2015. – Т. 463, – № 1. – С. 90.
2. Булейко, В.М. Проблема неравновесности в задачах разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов / В.М. Булейко, Г.А. Вовчук // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, – 2010. – С. 287-300.
3. Булгакова, Г. Т. Неравновесная двухфазная фильтрация / Г. Т. Булгакова, А. В. Жибер, Т. А. Файзуллин // Математическое моделирование. – 2006. – Т. 18, – № 10. – С. 19-38.
4. Молокович, Ю. М. Разделение времени в задачах неравновесной фильтрации / Ю.М. Молокович, А.С. Шкуро // Труды математического центра им. Н. И. Лобачевского. – 1999. – №3. – С. 339-342.
5. Закиров, Э. С. Проблемы численного моделирования разработки месторождений с использованием коммерческих симуляторов / Э. С. Закиров, И. М. Индрупский, Д. П. Анисеев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 6. – С. 52-58.

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В КОЛОННЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

**И.И. Яппаров**

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, магистр  
«РН-БашНИПИнефть», техник*

**Р.Н. Якубов**

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, доцент*

**Р.Р. Рамазанов**

*«РН-БашНИПИнефть», главный специалист*

В данной работе рассматриваются две модели (аналитическая и численная) для прогноза толщины асфальтосмолопарафиновых отложений в колонне НКТ, написанных в программном обеспечении «МАТЛАБ».

В аналитической модели применяется закон Фика для оценки массового расхода парафина с предположением о термодинамическом равновесии. Молекулярная диффузия от объема потока к границе раздела твердое вещество/жидкость рассматривается как единственный механизм осаждения.

В численной модели применяется метод конечных разностей для решения связанных наборов уравнений теплового и массового баланса. При включении постоянной скорости осаждения учитывается осаждение парафина и корреляция, существующая между тепло- и массопереносом в режиме турбулентного течения [1].

Основные принятые допущения: максимальное количество парафина, растворенного в растворе, определяется температурой кристаллизации парафина и функцией растворимости; жидкость неньютоновская, несжимаемая; до образования парафина поток считается однофазным; расход газа и воды равен нулю; плотность парафина равна плотности нефти; не учитывается унос части осадка с потоком.

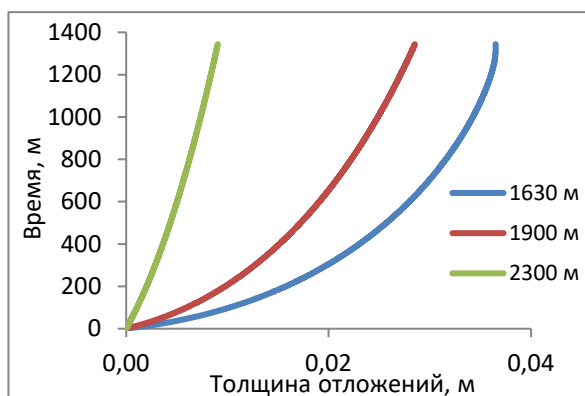


Рисунок 1 – Зависимость толщины отложений от времени на разных глубинах (аналитическая модель)

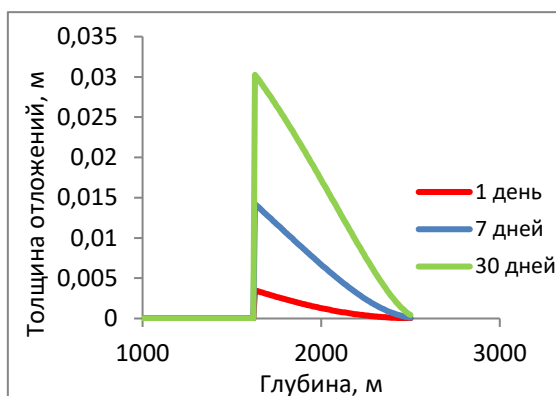


Рисунок 2 – Зависимость толщины отложений от глубины на разных временных отрезках (аналитическая модель)



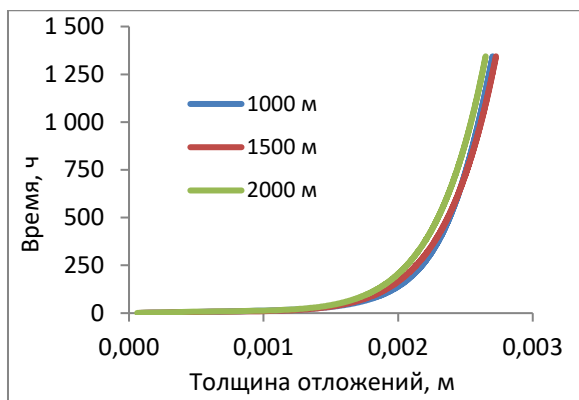


Рисунок 3 - Зависимость толщина отложений от времени на разных глубинах (численная модель)

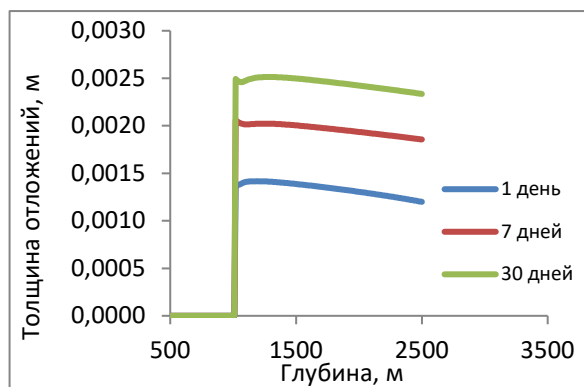


Рисунок 4 – Зависимость толщины отложений от глубины на разных временных отрезках (численная модель)

Таблица 1 – Сравнение толщин отложений, рассчитанных с помощью аналитической и численной моделей

Время, ч	Максимальная толщина отложений, мм		
	По численной модели	По аналитической модели	Разница
24	1,4	3,5	2,1
168	2,1	14,2	12,1
720	2,5	30,3	27,8

Таким образом, сравнив результаты расчета установлено, что толщина отложений парафина, полученная при помощи аналитической модели больше, чем результаты полученные при помощи численной модели. Причем чем ближе к устью, тем больше отклонение, как видно из сравнения результатов расчета в таблице 1.

Данные отклонения связаны с тем, что в аналитической модели было выдвинуто предположение о термодинамическом равновесии в скважине, а численная модель учитывала корреляции между тепло- и массопереносом.

Численная модель показывает зависимости, похожие на экспериментальные, однако для более точного прогнозирования отложений необходимо проводить комплексные исследования [2].

#### Список использованных источников:

1. Marte Stubsj en. Analytical and Numerical Modeling of Paraffin Wax in Pipelines / Marte Stubsj en. – Trondheim : Petroleum Geoscience and Engineering, 2013. - 120 p.
2. Тронов, В. П. Механизм образования смоло-парафиноотложений и борьба с ними / В. П. Тронов. – М.: Недра, 1969. - 192 с.

## К ВОПРОСУ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕГАТИВНОГО ЭФФЕКТА ОТ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН

*А.Р. Яхин<sup>1</sup>, Н.А. Онегов<sup>2</sup>, Э.А. Хафизов<sup>2</sup>, А.Ф. Нурисламов<sup>2</sup>, Батраев С.А<sup>2</sup>*  
(1 – Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа,  
к.т.н., доцент, зам.зав.каф. ЦТвРНГМ)  
(2 – Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа,  
магистрант)

В данной работе рассматривается проблема ухудшения ФЕС (фильтрационно-емкостных свойств) ПЗП (призабойной зоны пласта) после глушения скважины, приводится математическая модель. Учет данного фактора необходим при моделировании разработки на длительное время, либо в отсутствие данных для адаптации на рассматриваемый период.

Поскольку развитие нефтегазовой отрасли включает в себя ввод новых скважин в эксплуатацию и поддержание работоспособности существующих, то и объем ремонтных работ увеличивается пропорционально. С увеличением объема ремонтных работ возрастает и негативное воздействие процесса глушения.

Зачастую глушение выполняется водными растворами различных солей, наиболее популярными среди которых являются NaCl и CaCl<sub>2</sub>, последний может быть не совместим с пластовой водой, что может приводить к серьезным негативным последствиям. В работе [1] описывается негативное влияние проникновения раствора в ПЗП с точки зрения проницаемости – после воздействия проницаемость снизилась с 1,632 мД до 0,08 мД, данный факт означает снижения дебита скважины в 20,4 раза. Аналогичные зависимости были получены в статьях [2,3], где в лабораторных экспериментах были получены коэффициенты восстановления проницаемости равные 0,04 (уменьшение проницаемости в 25 раз) и 0,7 (уменьшение проницаемости в 1,28 раза) соответственно. Диапазон изменения свойств зависит как от ГФУ (геолого-физических условий) ПЗП, так и от рецептуры жидкости глушения.

Для учета влияния негативного фактора глушения можно использовать следующие инструменты математического моделирования:

1. Изменение скин фактора скважины.
2. Измельчением сетки в зоне ПЗП и уменьшение ФЕС ПЗП в зависимости от глубины проникновения раствора по статистическим данным.
3. Использование петрофизических зависимостей для пересчета степени набухания глин в изменение проницаемости ПЗП и продуктивности скважины после глушения.
4. Измельчение сетки и изменение множителя эффективности блоков в зависимости от набухания глин.

Пример моделирования глушения при помощи скин-фактора и изменения множителя эффективности приведен ниже (рисунок 1) кажется, что разница несущественно или вовсе отсутствует, однако это не так, что можно наблюдать при рассмотрении линий тока (рисунок 2). Изучение данных расхождений требует дополнительных исследований.

Таким образом, корректное планирование негативного эффекта от операции глушения способно сильно повлиять на множество параметров гидродинамической

модели. Учет глушения при проектировании на несколько лет может быть сделан из наличия промысловой статистики по ремонту тех или иных объектов на месторождении, либо на его аналоге.

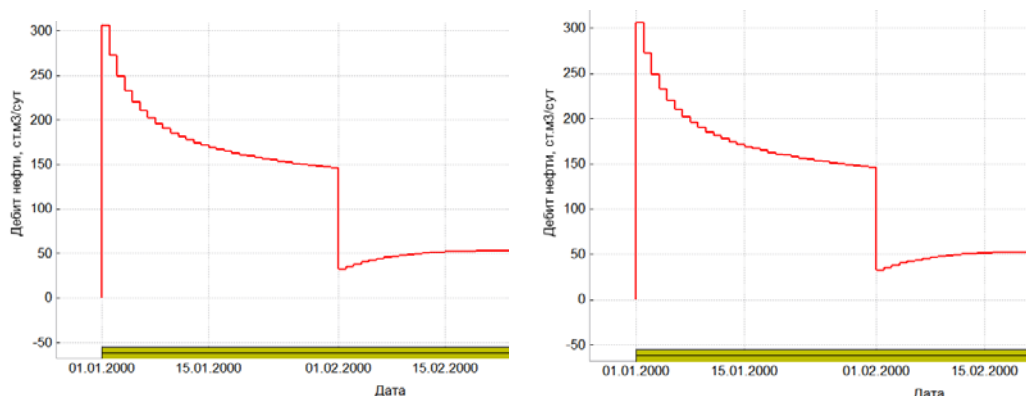


Рисунок 1 – График работы скважины. Справа – модель изменения скин-фактора, слева – модель изменения множителя эффективности.

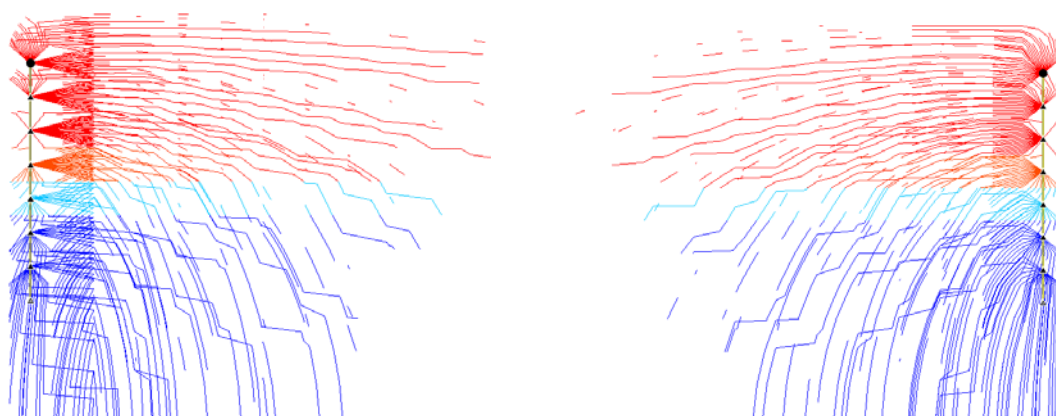


Рисунок 2 – Линии тока. Слева – модель изменения скин-фактора, справа – модель изменения множителя эффективности

Моделирование ухудшения свойств в ПЗП позволит составлять более точные прогнозы работы объекты, принимать верные решения по его управлению, а также уточнить влияние тех или иных компонентов жидкости глушения на ФЕС и работу скважины в целом.

#### Список использованных источников:

1. Соколов А.Ф. и др. Экспериментальная оценка коэффициентов вытеснения пластовых вод и приемистости пластов-приемников при закачке в глубоководные водоносные пласты жидких отходов различного состава при добыче и подземном хранении газа. Вести газовой науки, № 3(11), 2012, С. 163-178.
2. Мезенцев Д.Н. Оценка степени негативного воздействия на проницаемость призабойной зоны пласта при моделировании процессов глушения / Д. Н. Мезенцев, В. В. Евсеев, А. А. Терентьев // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (Опыт, инновации), Тюмень, 24 декабря 2012 года. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2012. – С. 100-103.
3. Крянев Д.Ю. и др. Физико-химические и фильтрационные исследования по подбору композиций на основе хлористого натрия для глушения скважин, М.: ОАО «Всерос. Нефтегаз. Науч. Ин-т», 2005, -156 с.

## СЕКЦИЯ 3. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.6

### ПРОЕКТИРОВАНИЕ ДОРАЗРАБОТКИ НОВОДМИТРИЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ

**В.Д. Ворошилова**

*АМТИ(филиал) ФГБОУ ВО «КубГТУ» студент кафедры машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов*

**И.А. Пахлян**

*АМТИ(филиал) ФГБОУ ВО «КубГТУ» доцент кафедры машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов*

*Исследование выполнено при финансовой поддержке Кубанского научного фонда в рамках научного проекта № МФИ-20.1/54*

Новодмитриевское месторождение разрабатывается с 1952 года и в настоящее время находится в завершающей стадии разработки. Степень выработки запасов нефти составляет 99,4 %. Всего на месторождении пробурено 354 скважины, последние из которых введены в эксплуатацию более 30 лет назад. В настоящее время в действующем фонде находится 24 добывающих скважин и четыре нагнетательных. Средний дебит 0,6 т / сут., обводнённость составляет 95,5 %.

Одной из главных целей проектирования извлечения остаточных запасов Новодмитриевского месторождения является оптимизация процесса добычи нефти и газа. Это включает в себя выбор наиболее эффективных технологий и методов добычи, а также оптимальное использование доступных ресурсов.

Учитывая расчёт технологических показателей разработки Новодмитриевского месторождения было предложено три варианта дальнейшей разработки. Вариант № 1 предполагает продолжение существующей системы разработки скважины. Вариант № 2 предусматривает разработку месторождения с дополнительным выполнением геолого-технологических мероприятий, по увеличению нефтеотдачи пластов. По варианту номер 3 для довыработки запасов кроме проведения геолого-технологических мероприятий предполагается осуществить перевод трёх скважин с нижележащих горизонтов, вывести из бездействия 7 нагнетательных скважин и в скважине № 545 пробурить боковой ствол.

Геолого-физическая характеристика майкопских горизонтов обуславливает возможность завершения выработки его запасов на естественном режиме. Пластовое давление остаётся практически постоянным на протяжении более чем 30 лет. Согласно технико-экономическому анализу, вариант 1 является убыточным и, несмотря на большую нефтеотдачу, не может быть рекомендован к реализации. Самый экономически выгодным является вариант номер 2, который позволит увеличить нефтеотдачу пластов благодаря проведению ГТМ.

Геолого-технологические мероприятия проводятся на скважинах для оптимизации разработки месторождения, поддержания проектных уровней добычи углеводородного сырья и с целью увеличения коэффициента извлечения углеводородов.

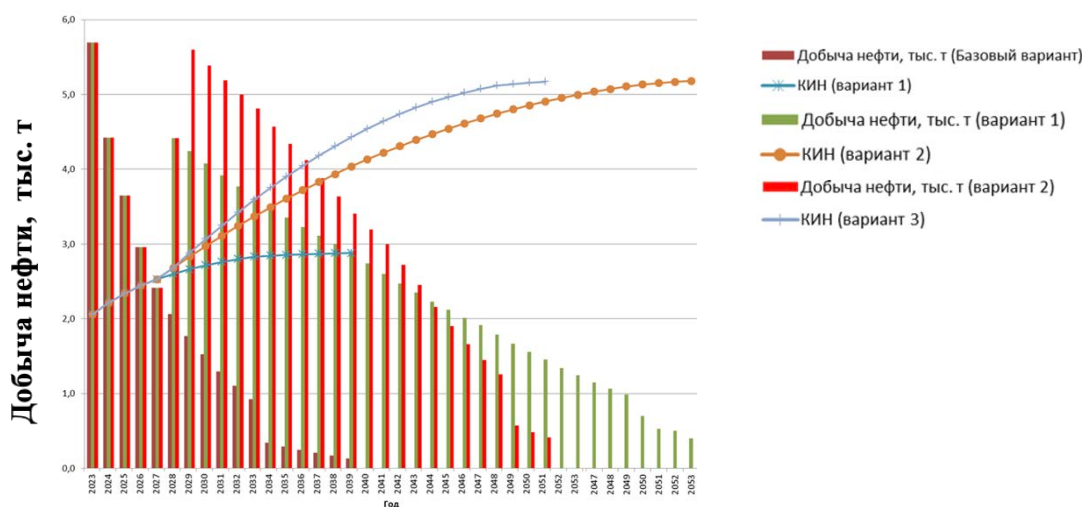


Рисунок 1 – Динамика добычи нефти по вариантам разработки Новодмитриевского месторождения

Наиболее эффективным вариантом ГТМ из возможных является изоляция притока пластовых вод смолами. Этот вид работ проводится в скважинах с обводнённостью 90,0-99,9%. Данный способ периодически изолирует водоприток из пласта, увеличивает нефтяной дебит скважины и уменьшает расход рабочего агента газлифтных скважин, так же уменьшаются солеотложения. При данном способе, поддержание пластового давления обеспечивается путём оставления большого объёма вод в пласте и путем закачки в пласт определённых объёмов высоковязких смол.

Таким образом, дальнейшая разработка месторождения с применением ГТМ позволит увеличить коэффициент нефти отдачи и уменьшить обводнённость скважины. Эффективность изоляции притока пластовых вод смолами выражается в 2530 т дополнительной добытой нефти. Геолого-технологическое мероприятие способствует получению дополнительной экономической выгоды и минимизирует затраты.

#### Список использованных источников:

1. Пахлян И.А. Проектирование доработки Николаевского нефтяного месторождения/Махомедриков Д.А., Аладьев А.П., Пахлян И.А.// Международная научно-практическая конференция «Наука и технологии в нефтегазовом деле» Армавир, 09–10 февраля 2018.
2. Омелянюк М.В. Разработка технологии селективной кислотной обработки скважин нефтегазовых месторождений Краснодарского края/Омелянюк М.В., Пахлян И.А., Рогозин А.А.// Научный потенциал вуза-производству и образованию - Армавир, 07-08 декабря 2018.

## **STUDY GEOLOGICAL AND OPERATIONAL PARAMETERS INFLUENCE OF UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES ON THE GAS SPREADING INTO THE AQUIFER**

**A.R. Gaysin**

*(Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, graduate student)*

**A.I. Shayakhmetov**

*(Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, docent)*

All layers are more or less heterogeneous in their structure, which causes uneven movement of the gas-water contact during the periods of operation of the underground gas storages (UGS). The cyclic change of water and gas filtration directions during the periods of extraction and injection in an inhomogeneous porous medium leads to the spread of gas, as a more mobile fluid compared to reservoir water, into the aquifer through highly permeable rock channels, followed by partial gas jamming and the formation of a transition zone. With an increase in the degree of heterogeneity of the layers, the period of reaching a stable operating mode, the size of the transition zone and the volume of gas entrapment in the aquifer will increase, and, consequently, large volumes of buffer gas will be required for the operation of UGS [1-3]. The paper [4] indicates the predominant distribution of gas into the aquifer area along the bed zone.

The degree of gas distribution into the aquifer is influenced by various geological and operational parameters. Storage facilities in fractured reservoirs with low intergranular permeability are characterized by the highest risks of increasing the undrained volume of buffer gas during the operation of UGS. Hydrodynamic models of double permeability constructed in the t-Navigator software product are considered as an object of research. The study investigated the influence of the angles of incidence of formations, the geometry of the gas-water contact area, the volumes of active and buffer gas, fractured and intergranular permeability on the volume of gas distribution into the aquifer during the creation of UGS in a depleted gas field.

Hydrodynamic models with angles of incidence of 1, 3, 5, 7 and 10 degrees were constructed to study the effect of the angle of incidence of the formation on the gas spreading beyond the initial level of the GVK. To study the effect of active gas volumes on the volume of gas distribution over the initial level of the GVK, hydrodynamic models with different volumes of active gas were constructed: 10, 20, 30, 40% of the initial gas reserves at the field. The study of the influence of fractured and intergranular permeability of the reservoir on the propagation of gas into the aquifer during the operation of underground gas storage was carried out on models with different permeability of cracks and matrix.

As a result, the dependences of the specific volumes of gas spreaded in the aquifer region of the formation on the geological and operational characteristics of underground gas storage facilities constructed in depleted gas reservoirs of the fractured-pore type are obtained.

### **References**

1. Shayakhmetov, A., Ponomarev, A. Prediction flooding of well stock on the large gas fields with stratified heterogeneity // Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2018, RPTC 2018, Moscow, 15–17 октября 2018 года. –

Moscow: Society of Petroleum Engineers, Inc., 2018. – P. 191658. – DOI 10.2118/191658-18rptc-ms. – EDN AIANFN.

2. Пономарев, А. И. Оценка недренируемого объема буферного газа при создании ПХГ в истощенной газоконденсатной залежи / А. И. Пономарев, В. Л. Малышев, А. И. Шаяхметов // Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем (SPRS-2020): тезисы докладов III Международной научно-практической конференции, Москва, 23–24 сентября 2020 года. – Москва: Общество с ограниченной ответственностью "Научно- исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ", 2020. – С. 120.

3. Актуальные вопросы создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в истощенных газоконденсатных месторождениях / А. И. Пономарев, А. И. Шаяхметов, В. Л. Малышев [и др.] // Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем : материалы IV Международной научно-практической конференции, Москва, 22–23 сентября 2022 года. – пос. Развилка: Общество с ограниченной ответственностью "Научно- исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ", 2022. – С. 27

4. Михайловский А.А. Научные основы регулирования и контроля количества газа в пористых пластах подземных хранилищ: дис. д-ра техн. наук: 25.00.17 / Михайловский Александр Артемович. - М., 2010. – 411 с.

УДК 004.41

## **ПРОЦЕДУРНАЯ ГЕНЕРАЦИЯ ВСЕВОЗМОЖНЫХ ПЛАСТОВ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

***В.А. Гырдасов***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет Уфа, Россия, студент)*

***В. Л. Малышев***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет Уфа, Россия, доцент)*

В процессе обучения часто возникают проблемы с нехваткой данных для моделирования пластов [1], поэтому в работе предложено решение в виде процедурной генерации сетки пласта и фильтрационно-емкостных свойств, что поможет в освоении гидродинамического моделирования студентами. Исследование основывается на модели генерации случайных форм пласта и их свойств.

Методы исследования:

- 1) Шум Перлина и интерполяция значений.
- 2) Построение “Сырных дырок” и добавление шума границ.
- 3) Градиентный бумажный шум.
- 4) Использование фрактальных методов для создания формаций.

Шум Перлина и интерполяция значений – математический алгоритм по генерированию процедурной текстуры псевдослучайным методом. Используется в компьютерной графике для увеличения реализма или графической сложности поверхности геометрических объектов [2]. В нашем же случае используется для построения геологической карты, а именно вида сверху, что выделяет нам зоны aquifera. Дальнейшая интерполяция помогает обозначить зоны чистой нефти и газа. Также для процедурной

генерации порового объема, данный метод подходит, так как образует пространства, которые могут быть использованы для подсчета порового объема, проницаемости.

Построение “Сырных дырок” и добавление шума границ позволяет проводить процесс генерации в обратном порядке от конечного результата первого метода, то есть от сгенерированных границ газовой шапки до получения границ аквифера [3].

Таким образом, Шум Перлина и построение “Сырных дырок” используются для генерации модели пласта в прямой и обратной последовательности соответственно. Также Шум Перлина может быть использован для генерации фильтрационно-емкостных свойств пласта.

Градиентный бумажный шум представляет собой случайное распределение заломов бумаги, что можно использовать как моделирование трещин в пласте [4].

В случае исследования с помощью фрактального метода те получившиеся модели входят в наше пространство разнообразия, но так как представляют в основном простые геометрические фигуры, не наблюдаются в нашем пространстве интересов. Для решения элементарных задач метод может быть применим.

В данный момент ход разработки исследования в процессе построения двумерных объектов генерации границ пласта.

Не стоит забывать, что генерация имеет конечное количество решений и не все решения входят в зону интереса, так как генерация происходит только при наших заданных условиях.

Для дальнейшего развития генерации в трехмерном виде предложено два способа решения:

1) Построение разреза для простого случая с помощью отрезка функции синуса с ограниченными значениями, для того, чтоб приблизиться к виду синклинали.

2) Задание ГНК И ВНК на случайную глубину с условием, что ГНК будет находиться выше ВНК.

#### **Список использованных источников:**

1. Гильмутдинов, Р.А. Анализ влияния приемистости нагнетательных скважин на развитие трещин автоГРП / Р.А. Гильмутдинов, В.Л. Малышев, А.Р. Нуртдинов // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 4. – С. 65-71.

2. Perlin, Ken. Improving noise // ACM Transactions on Graphics (TOG) - 2002 / Vol. 21. No. 3. ACM pp 5-8

3. Musgrave, Voronoi diagrams for textures / Musgrave, F. Kenton, and David Kolb. // SIGGRAPH-1988/ Vol. 22.

4. Lagae, Ares, et al. A survey of procedural noise functions / Lagae, Ares // Eurographics-2010-Stars / 2010. pp 10-15



## **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УСТАНОВКИ ГЛИКОЛЕВОЙ ОСУШКИ ЗАПОЛЯРНОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ПАДАЮЩЕЙ СТАДИИ ДОБЫЧИ**

**К. И. Загидуллин**

*(ООО «Газпром добыча Уренгой» г.Новый Уренгой, слесарь по ремонту  
технологических установок 4 р.)*

**И. Г. Кузьмин**

*(ООО «Газпром добыча Уренгой» г.Новый Уренгой, слесарь по ремонту  
технологических установок 4 р.)*

**А.И. Васильев**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа,  
ст.преподаватель)*

Данная работа посвящена повышению эффективности установки комплексной подготовки газа Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения на падающей стадии добычи, за счет применения отдувочного газа в процессе регенерации диэтиленгликоля.

Разработанное предложение по усовершенствованию технологии основано на вводе отдувочного газа в колонну регенерации диэтиленгликоля, с целью увеличения массовой концентрации абсорбента. Увеличение концентрации повлияет на его гигроскопические свойства, что существенно понизит температуру точки росы по воде природного газа.

В работе описываются: модернизированная технологическая схема регенерации диэтиленгликоля, её анализ на базе адаптированной математической модели, результаты расчета необходимого количества отдувочного газа, зависимость влияния количества отдувочного газа на концентрацию абсорбента, зависимость температуры точки росы газа от массовой концентрации диэтиленгликоля.

Результаты исследования могут найти широкое применение в комплексной подготовке газа на месторождениях с падающей добычей.

### **Список использованных источников:**

1. Бекиров Т.М. Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов. М., «Недра», 1980, с. 293.
2. Гвоздев Б.П. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Справочное пособие. – М.: Недра, 1988. – 575 с.: ил.
3. СТО ГАЗПРОМ 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным трубопроводам. Технические условия
4. Кузнецов А.А., Судаков Е. Н. Расчеты основных процессов и аппаратов переработки углеводородных газов: Справочное пособие. – М.: Химия, 1983. – 224 с., ил.

## **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ГЛИКОЛЕВОЙ ОСУШКИ ГАЗА НА ПРОМЫСЛАХ**

***О.А. Игнатченко***

*(Кубанский государственный технологический университет,  
г. Краснодар, аспирант, ассистент)*

***Д.А. Игнатченко***

*(Кубанский государственный аграрный университет имени И.Т. Трубилина,  
г. Краснодар, студент)*

Во время эксплуатации газовых месторождений и ПХГ необходимо производить осушку природного газа перед его транспортировкой по магистральных трубопроводам потребителю. Для выполнения осушки газа используют массообменные аппараты по типу абсорберов, которые с помощью метанола или гликоля удаляют влагу в потоке газа. При этом насыщенный гликоль проходит процесс регенерации с помощью целой системы оборудования. На примере Краснодарского УПХГ в состав этой системы по ходу газа входит следующее оборудование: разделительные емкости, теплообменники, испарители, колонны регенерации, АВО, рефлюксные колонны. [1] Вся проблема в том, что для работы всей системы регенерации уход большое количество энергии, затраты на работу испарителей, где используется топливный газ для горения факела, а также топливный газ выветривания для колонн регенерации, также в состав затрат входит электроэнергия на работу АВО и насосов.

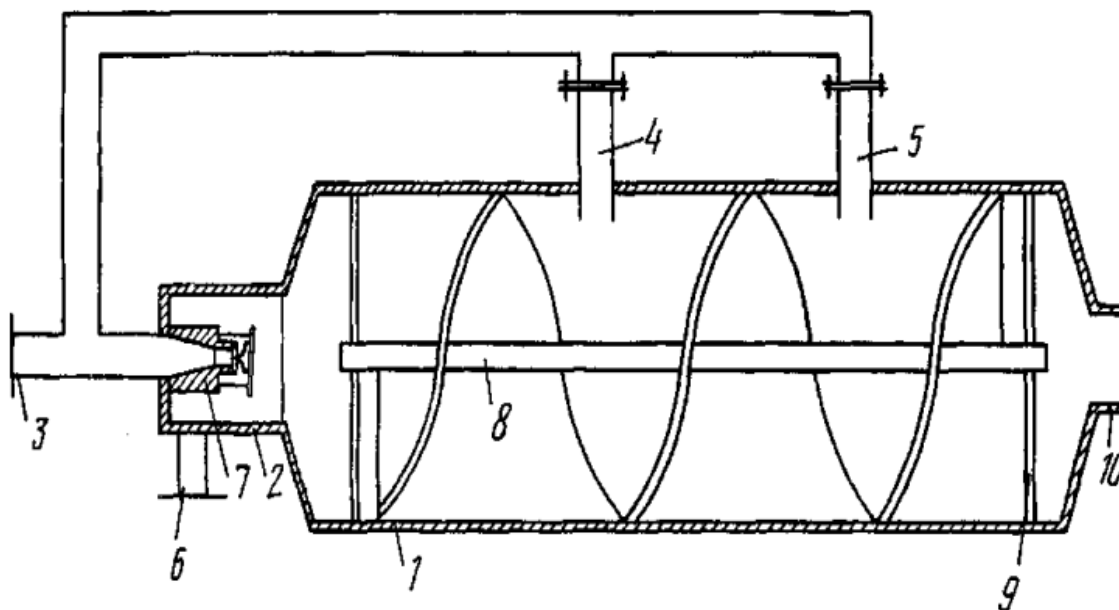
Для решения данной задачи в рамках лабораторных исследований была проведена работа по поиску и экспериментальному обоснованию нового способа регенерации гликоля без применения испарителей, колонн регенерации, АВО и рефлюксных колонн, а также дано краткое описание комплексной технологии по регенерации гликоля с использованием кавитационных методов удаления воды в насыщенном гликоле. [2]

В рамках научной проработки проведен поиск изобретений возможных способов выпаривания воды в гликоле. Проведена систематизация данных, по результатам которых подготовлены материалы и получено Свидетельство о государственной регистрации базы данных: № 2020621965 База данных «Система сбора и подготовки скважинной продукции».

Задачей исследований является усовершенствование способа регенерации гликоля с помощью кавитатора-испарителя, позволяющего производить выпаривание находящиеся воды (влаги) в потоке насыщенного 95 процентного гликоля до 99 процентов чистого гликоля на выходе. [3, 4]

Предлагаемый кавитатор-испаритель представляет собой вихревую камеру, в которую под давлением и определенной частотой в зависимости от расхода подается насыщенный влагой гликоль. [5]

Данный способ позволит повысить эффективность работы систем регенерации гликоля на газовых промыслах.



1 – корпус; 2 – вихревая камера; 3, 4, 5, 6 – подводящие патрубки;  
7 – сопло с кавитатор-рассекателем; 8 – завихритель (инек); 9 – опоры;  
10 – выводящий патрубок.

Рисунок 1 – Кавитатор-испаритель

#### Список используемых источников:

1. ПАО «Газпром» Общество с ограниченной ответственностью «Газпром ПХГ» // Выписка из технологического регламента Подземного хранилища газа филиала ООО «Газпром ПХГ» «Краснодарского УПХГ»; с. Успенское, 2019 г.; С. 313.
2. Запорожец Е.П., Холпанов Л.П. Расчет пульсационного охлаждения в полузамкнутой емкости при периодической струйной подаче в нее многокомпонентного газа высокого давления//Журнал прикладной химии – 1993 – Т.66, Вып.7 – С.1510-1546.
3. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования / – М.: Недра, 2000 – 280 с.
4. Ахметов Р.Ф. Использование эффекта Ранка-Хильша в процессе фракционирования попутного нефтяного газа/Р.Ф. Ахметов, Г.М. Сидоров, Р.Д. Ильин// Актуальные вопросы в научной работе и образовательной деятельности, 2014, Тамбов, С.13.
5. Виноградов В.Е., Павлов П.А. Экспериментальная установка для импульсного перегрева жидкостей в волне разрежения. В кн. Метастабильные состояния и фазовые переходы. Вып.2. Екатеринбург: УрО РАН, 1998, с.60-64.

## **НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ПРИМЕНЕНИЮ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ ЗАВОДНЕНИИ**

**Д.Р. Ихсанов**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, студент группы МГГ61-22-01; ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, специалист отдела разработки и мониторинга месторождений ЮНГ)*

**А.С. Трофимчук**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доцент кафедры ЦТРНГМ; ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, заместитель начальника управления по разработке месторождений ЮНГ)*

**А.И. Шаяхметов**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доцент кафедры РГКМ)*

Одним из современных направлений развития систем поддержания пластового давления с целью увеличения приемистости и повышения Кохв в условиях низкопроницаемых коллекторов является применение нагнетательных горизонтальных скважин (ГС) [1]. Целью данной работы является определение условий и критериев эффективного применения ГС для ППД, а также выдача рекомендаций по исследованию ГС для ППД и повышению эффективности данного метода заводнения.

Зачастую наличие трещины автоГРП, её пространственная ориентация относительно ствола скважины и других трещин горизонтальной нагнетательной скважины имеет определяющее значение для показателей их работы [3]. Предметом изучения в данной работе является выявление особенностей образования трещин автоГРП в горизонтальной скважине по сравнению с наклонно-направленной скважиной (ННС) и степень их влияния на показатели разработки.

С целью определения факторов, влияющих на эффективность применения нагнетательных горизонтальных скважин, обобщен и проанализирован накопившийся опыт их работы в широком диапазоне фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов на объектах разработки месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Было выяснено, что не достижение двукратного прироста коэффициента приемистости, необходимого для поддержания проектной компенсации отборов, может быть обусловлено развитием в горизонтальной скважине единственной трещины автоГРП обеспечивающей доминирующий уход закачки сопоставимый с трещиной автоГРП в ННС.

Для повышения эффективности разработки в части увеличения темпов отбора запасов и охвата пласта заводнением, в работе предлагается применение горизонтальных нагнетательных скважин в новой конфигурации положения относительно добывающих скважин. Предлагаемая система разработки заключается в размещении горизонтального ствола нагнетательной скважины в направлении минимальных горизонтальных напряжений пласта, выполняют многостадийный ГРП с созданием поперечных стволу трещин. Добывающие горизонтальные скважины бурят вдоль направления максимальных горизонтальных напряжений, выполняют многостадийный ГРП с

созданием продольных стволов трещин и размещают посередине между точками инициации трещин ГРП нагнетательной скважины на расстоянии, превышающем 150 метров от траектории трещин нагнетательной скважины для минимизации рисков. Для разобщения заколонных интервалов в нагнетательной скважине производится цементирование хвостовика и спуск установки разобщения интервалов состоящей из пакеров и скважинных камер с регулятором давления, обеспечивающей большой диапазон объема закачки.

Получаемый результат заключается в достижении высоких темпов отбора запасов, повышении коэффициента охвата пласта и снижении на 25-30% капитальных затрат на бурение нагнетательных скважин по сравнению с базовой системой разработки, т.к. одна нагнетательная поперечно расположенная скважина с четырьмя стадиями ГРП заменяет три продольно-расположенные горизонтальные скважины или шесть наклонно направленных.

#### **Список использованных источников:**

1. Байков В.А., Жданов Р.М., Муллагалиев Т.И., Усманов Т.С. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2011. - №1.- С.84-98.
2. Методика поддержания оптимальной геометрии техногенной трещины путем регулирования режима нагнетания в низкопроницаемых коллекторах. А.В. Сяндюков, Хабибуллин Г.И., А.С. Трофимчук, Д.К. Сагитов, Уфа; ФГБОУ ВО «УГНТУ», Уфа.
3. Уолкотт Д. / Разработка и управление месторождениями при заводнении. Методы проектирования, осуществления и мониторинга, позволяющие оптимизировать темпы добычи и освоения запасов. // Москва. -2001. - 144 стр.

УДК 622.276.43

### **ОПТИМИЗАЦИЯ ПОДГОТОВКИ ГАЗА И ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕСТАБИЛЬНОГО КОНДЕНСАТА НА УСТАНОВКЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

***И. Г. Кузьмин***

*(ООО «Газпром добыча Уренгой» г.Новый Уренгой, слесарь по ремонту технологических установок 4 р.)*

***А. И. Пономарёв***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, доктор технических наук, профессор)*

***К. И. Загидуллин***

*(ООО «Газпром добыча Уренгой» г.Новый Уренгой, слесарь по ремонту технологических установок 4 р.)*

Поддержание эффективной работы установки комплексной подготовки газа при разработке валанжинских объектов Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения возможно за счет оптимизации и точной настройки параметров процесса низкотемпературной сепарации газа.

Основная цель промышленной подготовки газа, содержащего тяжелые углеводороды - обеспечить товарные характеристики подготавливаемого газа и извлечь из него максимальное количество нестабильного газового конденсата (НК) – фракции  $C_{3+}$ . В работе представлен анализ подготовки газа методом низкотемпературной сепарации (НТС) на одном из газоконденсатных промыслов месторождения. Дальнейшее применение технологии НТС связано с оптимизацией термобарических параметров в низкотемпературных сепараторах.

По результатам моделирования процесса подготовки газа установлено, что термобарические параметры работы низкотемпературных сепараторов находятся не в оптимальном диапазоне значений. Основным фактором, снижающим качество подготовки продукции является естественное снижение входного давления сырого газа в установку из-за снижения пластового давления. Оптимизация давления дросселирования газа для снижения температуры в низкотемпературных сепараторах позволяет увеличить выход НК по сравнению с фактическим регламентным режимом.

Результаты исследования могут найти применение при корректировке режимов работы установок НТС Уренгойского месторождения.

#### **Список использованных источников:**

1. Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. М.: ООО «Недра Бизнесцентр», 1999. - с. 596 с.
2. СТО ГАЗПРОМ 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным трубопроводам. Технические условия.
3. СТО ГАЗПРОМ 5.11-2008 Конденсат газовый нестабильный общие технические условия.
4. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 11. 147–156. Кутуков В.В., Пономарёв А.И., Чеботарёв В.В. Оценка влияния термобарических условий на эффективность процесса низкотемпературной абсорбции при промышленной подготовке газа на месторождении Крайнего Севера.

УДК 665.612.3

### **ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ КОРРЕЛЯЦИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НАЧАЛА КОНДЕНСАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ**

***Е.Ф. Моисеева***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, доцент)*

Давление начала конденсации является одним из ключевых параметров при проектировании разработки газоконденсатных месторождений  $P_{НК}$ . На практике для быстрого определения  $P_{НК}$  зачастую используют эмпирические корреляции. Наиболее известные из них – корреляции, разработанные L.K. Nemeth and H.T. Kennedy; A. Elsharkawy; A.A. Humoud and M.A. Al-Marhoun; I. Marruffo et al.; A. El-Hoshoudy et al.

В работе исследована точность определения  $P_{НК}$  газоконденсатной смеси (ГКС), отобранной на одном из нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири. В связи с отсутствием экспериментальных данных, в качестве точного было выбрано  $P_{НК}$ , полученное с помощью моделирования контактно-дифференциальной

конденсации (CVD) на основе фазовых равновесий в программе KVC Multiflash. Наименьшую ошибку в определении давления начала конденсации показал метод A. Elsharkawy, для которого средняя относительная погрешность, полученная на основе стохастических оценок [1], составила 9%.

В работе также исследована зависимость точности предложенных корреляций от детальности определения состава ГКС. Поскольку в большинстве корреляций гептан и вышекипящие компоненты объединены в один псевдокомпонент, состав исследуемой ГКС был также пересчитан. При этом, после объединения высококипящих компонентов, отклонение результатов существенно снизилось. Наибольшую точность показали корреляции, предложенные L.K. Nemeth and H.T. Kennedy, A.A. Humoud and M.A. Al-Marhoun I. Marruffo et al. со средними отклонениями 4,1%, 9%, 12%, соответственно.

#### **Список использованных источников:**

1. Malyshev V.L., Nurgalieva Ya.F., Moiseeva E.F. Comparative study of empirical correlations and equations of state effectiveness for compressibility factor of natural gas determination // Periodico Tche Quimica. – 2021. – V. 18 – No. 38, p. 188-213 – DOI: 10.52571/PTQ.v18.n38.2021.14\_MALYSHEV\_pPs\_188\_213

УДК 622.276.346, 622.276.057, 622.276.04

### **ЗАКАЧКА ВОДЫ В ГАЗОВУЮ ШАПКУ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ КАК МЕТОД ЭКОНОМИЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНОГО ОСВОЕНИЯ МОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*Д.В. Поляков*

*(РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, кафедра (базовой) моделирования физико-технологических процессов разработки месторождений, доцент)*

В связи с увеличением мирового спроса на нефть и истощением запасов крупных нефтяных месторождений возрос интерес к разработке нефтегазовых залежей и нефтяных оторочек, месторождений со сложнопостроенными залежами, а также месторождений, расположенных в труднодоступных локациях. В связи с этим перспектива повышения нефтеотдачи в традиционных регионах нефтедобычи связывается в том числе и с вовлечением запасов тонких нефтяных оторочек сложнопостроенных газонефтяных залежей, которые ранее игнорировались и часто относились к забалансовым.

Представленная работа выполнена с целью оценки возможности использования на морском месторождении с полностью реализованным фондом скважин практически применимого и целесообразного способа поддержания пластового давления в терригенно-карбонатном объекте разработки в условиях сложившейся недокомпенсации отборов прорывного газа газовой шапки обратной закачкой. Рассмотренный объект разработки – нефтегазовая залежь сложного строения с соотношением эффективных объемов пород нефтяной оторочки и газовой шапки – 1 к 2,5. Реализованная система разработки – избирательная, протяженными горизонтальными скважинами (со средней длиной горизонтального участка – более 2,8 км), ППД обратной закачкой прорывного газа в купольную часть газовой шапки и приконтурной закачкой попутно добываемой воды.

Использование части добываемого прорывного газа для собственных нужд в историческом периоде неминуемо привело к снижению пластового давления в залежи. Накопленная компенсация отборов закачкой на дату начала работы (2018 год) составляла около 70%. В тоже время наблюдался дисбаланс объемов отборов и закачки на отдельных участках залежи, так объем добычи нефти и жидкости из скважин центральной части залежи систематически снижался, при этом уровень закачки воды в приконтурную область этой зоны постоянно увеличивался. Одним из решений по снятию рисков сложившейся ситуации является вопрос о перераспределении закачки воды по площади и объему залежи, что позволит снизить в свою очередь объем непроизводительной закачки.

Предварительный анализ научных публикаций в открытых источниках показал, что на нескольких месторождениях имелся опыт применения смешивающего вытеснения с организацией очагового заводнения в чисто газовые зоны залежи с газовой шапкой (например, месторождение Прадхо Бэй, Аляска). Указанный способ имеет следующие преимущества:

1. Снижение потерь подвижных запасов нефти, связанных с их миграцией в газонасыщенную часть пласта;
2. Снижение обводненности добываемой продукции – меньше проблем с эксплуатацией скважин;
3. Экономия на бурении водопоглощающих скважин;
4. Прирост коэффициента извлечения нефти от применения водогазовых оторочек и вытесняющих агентов промежуточной плотности.

При оценке возможного начала закачки воды в газовую шапку выполнен широкий набор исследований на собственном керне (относительные фазовые проницаемости, включая гистерезис, коэффициенты вытеснения, влияние на коэффициент вытеснения закачки смешанных агентов – водогазовое воздействие и т.п.) Оценка технологической эффективности предлагаемой технологии воздействия выполнена на актуальной постоянно действующей модели залежи. Разработаны рекомендации по выполнению опытно-промышленных работ (ОПР) с закачкой воды в единичную нагнетательную скважину, расположенную в купольной части залежи, в интервалы коллекторов газовой шапки, определены возможные режимы работы скважины.

По результатам ОПР в 2020-2023 гг. и выполненной детальной программы мониторинга изменения состояния пластовой системы оценена эффективность технологии и сформированы рекомендации по масштабированию закачки воды в газовую шапку. Реализация технологии позволило высвободить часть добываемого газа для товарных поставок и увеличило рентабельность проекта, продлило экономически обоснованный период разработки. Принято решение о масштабировании технологии.

#### **Список использованных источников:**

1. Поляков Д.В., Хисматуллина Ф.С., Солодов П.А. Закачка воды в газовую шапку как способ компенсации безвозвратных отборов прорывного газа. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное Хозяйство», 2020, с. 172.
2. Подчувалова Е.Ю., Поляков Д.В., Шафиков Р.Р. Закачка воды в газовую шапку: модификация системы разработки нефтяной оторочки в условиях шельфа // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана, 2022. Т.4, №2., с. 86-94.
3. Brady J. L., Ferguson J. F., Seibert J. E. et al. Surface-Gravity Monitoring of the Gas Cap Water Injection Project, Prudhoe Bay, Alaska // SPE Reservoir Evaluation & Engineering, February 2004., p. 59-67



## СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276

### ПРОВЕДЕНИЕ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ОСНОВЕ ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИЦИЙ ПЛАСТА ЮС2 ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Э.Р. Амирова, А.А. Чижов, Н.Р. Галиев*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа,  
магистрант гр. МГЛ21-22-01, ст.гр.ГЛ-22-01, ст.гр.ГР-21-01)*

Объектом исследования являются отложения тюменской свиты – пласт ЮС2 в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения.

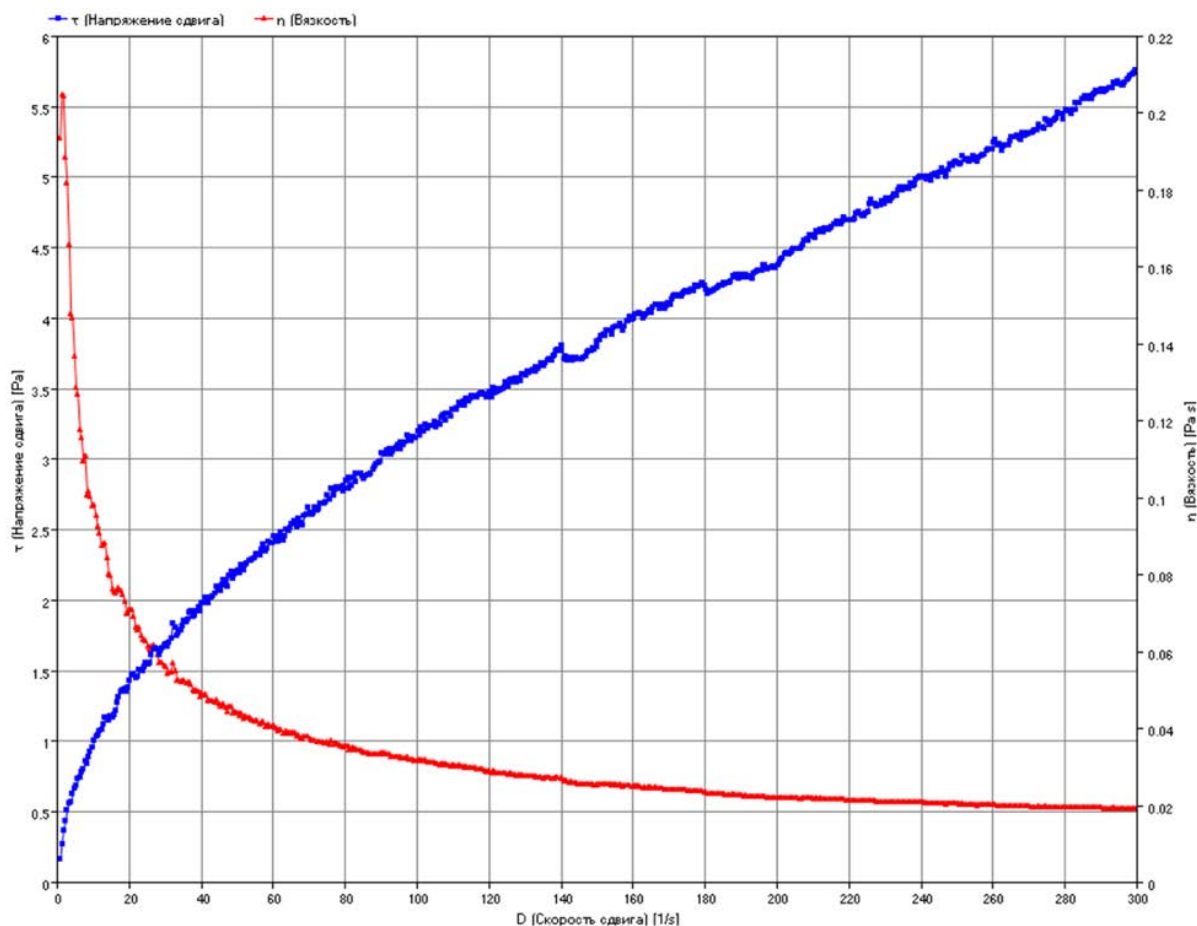
Актуальность работы заключается в том, что у месторождений наблюдается рост обводненности и снижение добычи нефти. Для решения предполагается рассмотреть применение осадко-гелеобразующих составов для снижения обводненности продукции, подобрав скважины-кандидаты.

Подобраны следующие скважины для применения полимерной технологии с целью водоизоляции в пласте: 2502, 2414, 5438. Скважины являются работающими, имеющие обводненность выше 93%, а также со среднесуточным дебитом по нефти – 2-2,8 т/сут.

Неравномерные прорывы воды имеют место также и в однородных пластах при повышенной вязкости нефти за счет неустойчивости фронта вытеснения. Это приводит к тому, что участки нефтяных залежей за фронтом заводнения представляют собой бессистемное чередование заводненных высокопроницаемых и нефтенасыщенных менее проницаемых слоев и зон.

Исходя из анализа геолого-промысловых карт и их параметров, предложено внедрить РИР с закачкой полиакриламида с сшивателем порядка 0,75%. Данная технология подходит под условия даже после проведения ГРП. Также ее можно закачивать в трещины пласта, тем самым понизится обводненность и увеличится приток дебита нефти за счет свойств вытеснения нефти.

Проведены исследования динамической вязкости. Исходя по построенному графику делаем вывод, при увеличении напряжении сдвига, вязкость уменьшается. При пересечении наиболее оптимальным вариантом является значение при значении  $25 \text{ с}^{-1}$  скорости сдвига. Иными словами, с ростом напряжения сдвига и скорости сдвига – вязкость снижается и стремится к значению  $0,02 \text{ Па} \cdot \text{с}$ .



Используемый раствор полимера за счет малой вязкости попадает в пласт, где создает определенный физический барьер, который способствует созданию препятствующего эффекта для проникновения воды. При внедрении полимерной закачки были проведены экспериментальные исследования по измерению реологических свойств полимерного состава.

#### Список использованных источников:

1. Андреев В.Е., Чижов А.П., Яскин С.А. // Технологии воздействия на призабойную зону скважин в условиях низкопроницаемых полимиктовых коллекторов УДК 622.276
2. Мухаметшин В.Г, Дубинский Г.С. // Применение полимерных композиций при ремонтно-изоляционных работах в скважинах/ SOCAR Proceedings Special Issue No. 1 (2021) 025-032.
3. Кашфутдинова Р.М., Махныткин Е.М., Чудинова Д.Ю. // Применение потокотклоняющих технологий для увеличения нефтеотдачи пласта/ Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения – 2018: сборник научных трудов том 7 – Уфа: Изд-во научно-технической литературы «Монография»

## МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ СЕЛЕКТИВНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОТООТКЛОНЯЮЩИХ РАСТВОРИМЫХ ШАРОВ

*Д.И. Северов (студент), К.Д. Быченков (студент),  
Д.Ю. Чудинова (доцент), Т.Н. Максимова (доцент)  
(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа)*

В работе представлена методика проведения селективного гидравлического разрыва пласта с использованием потокоотклоняющих растворимых шаров. Применение потокоотклоняющих шаров характеризуется закупориванием перфорационных отверстий, за счет чего происходит отклонение потока жидкости ГРП к следующему интервалу перфорации. Шары доставляются в интервал перфорации жидкостью разрыва. При этом, при перекрытии шарами интервала перфорации, происходит рост давления и закономерный гидроразрыв пласта на следующий целевой интервал.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью оптимизации процесса проведения гидроразрыва пласта, которая позволит обеспечить соответствие фактических параметров законченных скважин с ГРП их ожидаемым параметрам путем селективного изолирования пропластков. Это позволит недропользователям повысить рентабельность проведения процедуры, а также увеличить суточный дебит скважин, что также приведет к положительному экономическому эффекту. [2]

Цель: предложить применение технологии селективного гидравлического разрыва пласта с использованием потокоотклоняющих растворимых шаров на месторождении X и доказать эффективность данной технологии, спрогнозировав количественное значение увеличения нефтеотдачи.

Задачи:

- Описать технологию селективного гидравлического разрыва пласта с применением потокоотклоняющих растворимых шаров;
- Доказать эффективность и рентабельность предложенного метода, опираясь на особенности геологического строения месторождения.

Потокоотклоняющие шары - растворимые шары правильной формы с гладкой поверхностью разного цвета, изготавливающиеся из полимеров (полиэтиленоксид, полиоксипропилен и полиактидный полимер). Удельный вес шара составляет 1,05–1,40 г/см<sup>3</sup>. Следовательно, шары тяжелее водных растворов и оседают в них.[3]

Основную роль технологического процесса выполняют потокоотклоняющие шары, в функцию которых входит закупоривание (временное искусственное перекрытие) перфорационных отверстий, за счет чего происходит перераспределение потока и отклонение рабочей жидкости ГРП к менее проницаемому, наиболее закольматированному интервалу пласта. Гидроразрыв пласта с использованием потокоотклоняющих шаров проводится в несколько этапов. На первом этапе происходит закачка пропанта в наиболее проницаемый интервал пласта.

Второй этап заключается в подаче потокоотклоняющих шаров на последней пропантной стадии. Подача шаров производится в линию высокого давления на участке между устьем скважины и обратным клапаном. Шары подаются в промежуточной стадии линейным гелем объемом 2 м<sup>3</sup>. Число подаваемых шаров равно числу отверстий перфорации с 20%-100% запасом. Необходимость подачи дополнительного объема

шаров обусловлена предупреждением таких рисков как деформация шара, непопадание шара в перфорационное отверстие и проход шара в призабойную зону пласта. [1] К моменту поступления шаров к интервалу перфорации закачка замедляется, после закупоривания перфорационных отверстий скорость закачки приводится к прежним значениям. В этот момент наблюдается рост давления, что сигнализирует об успешной изоляции наиболее проницаемого интервала пласта.

На третьем этапе происходит гидроразрыв и закачка пропанта в следующем интервале обработки. Процедура может циклично повторяться несколько раз (в зависимости от количества планируемых интервалов обработки). Работа производится без остановок. [4]

Благодаря описанным процессам, появляется возможность комплексной разработки дизайна селективного гидроразрыва пласта, в следствии чего повышается нефтеотдача и уменьшаются риски проведения операций. Методика показала свою эффективность, в совокупности с малыми дополнительными затратами, можно сделать вывод о рентабельности и целесообразности широкого внедрения технологии в отрасль.

#### **Список использованных источников:**

1. В.В. Терпинская, П.А. Абрамов, Е.Г. Карпова Применение потокоотклоняющих герметизирующих шаров BIOBALLS при проведении многостадийного гидроразрыва пласта // Известия ТПУ. 2020. №10.
2. И.В. Ващенко Преимущество технологии многостадийного гидроразрыва пласта // Academy. 2020. №6 (57).
3. Сабитов Р.М., Багаев А.Н. Проведение поинтервального ГРП с использованием технологии растворимых шаров в качестве потокоотклонителей // Экспозиция Нефть Газ. 2017. №3 (56).
4. Салимов Ф.С. Вовлечение в разработку слабодренлируемых, трудноизвлекаемых запасов нефти путём изменения направления трещин ГРП // Экспозиция Нефть Газ. 2017. №6 (59).

УДК 551.8

### **МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ФАЦИАЛЬНЫХ ЗОН ПЛАСТА НА ВЫРАБОТКУ ЗАПАСОВ**

*Д.Ф. Гаймалетдинова (студент), Е.М. Махныткин (ассистент),  
Д.Ю. Чудинова (доцент)  
(Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, Российская Федерация)*

Проблема выработки запасов поднимает вопрос актуальности более детального изучения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, в том числе условий их осадконакопления.

В данной работе рассматривается исследование взаимосвязи фациальных обстановок пласта ЮВ1 и распределения значений, характеризующих выработку запасов нефти – коэффициентов вытеснения и охвата пласта заводнением.

Объектом изучения является нефтяное месторождение, приуроченное к западному склону Нижневартовского свода.

На первом этапе были построены карты показателя, характеризующего степень вытеснения нефти и охвата пласта заводнением, а также карты-схемы распределения основных фациальных типов отложений.

Второй этап включал проведение анализа, исходя из которого удалось выделить следующие зоны:

- пляжи, а также вдольбереговые трансгрессивные бары и барьерные острова, характеризующиеся лучшим коэффициентом вытеснения от 0.135 до 0.533 д.ед., со средним значением 0.339 д.ед.

- промоины разрывных течений и подводные равнины, значения коэффициента вытеснения которых находятся в пределах от 0.001 до 0.301 д.ед., со средним значением 0.120 д.ед.

- гребни штормовых волн и приливных течений заняли промежуточное положение по распределению коэффициента вытеснения, изменяющегося в пределах от 0.005 до 0.352 д.ед., со средним значением 0.195 д.ед.

После проведенного анализа выявлено, что в определенных участках коэффициент вытеснения практически достигает целевых значений, равных 0.54 д.ед. Для скважин в этих областях рекомендуется внедрение передовых технологий, направленных на извлечение остаточных запасов нефти путем использования поверхностно-активных веществ. Для регионов, где на данный момент не удалось достичь желаемого коэффициента вытеснения, предполагается поддержание текущего технологического режима эксплуатации скважин или точечное воздействие на участки с относительно низким коэффициентом, используя физико-химические методы увеличения нефтеотдачи.

Таким образом, данный метод является весьма эффективным для более точного выделения целиков нефти и подбора эффективных геолого-технических мероприятий для извлечения нефти в данных областях.

#### **Список использованных источников:**

1. Чудинова Д.Ю., Махныткин Е.М., Шабрин Н.В., Котенев А.Ю., Миннихметова Р.М. Уточнение геологической модели продуктивных отложений васюганской свиты на основе изучения условий их формирования // Нефть. Газ. Новации. 2021. № 9 (250). С. 13-17.

2. Рединг Х.Г. Обстановки осадконакопления и фации. – М.: Мир, 1990. – 352 с

3. Реконструкция условий осадконакопления и уточнение геологической модели нижнемеловых отложений месторождения северной части Сургутского свода / С. В. Арефьев, Д. А. Шестаков, Д. Ю. Чудинова [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 1(361). – С. 28-38. – DOI 10.33285/2413-5011-2022-1(361)-28-38. – EDN MXFFHO.

4. The influence of lithofacies features of a deposit on the efficiency of reserves recovery / S. K. Sultanov, D. Y. Chudinova, A. V. Chibisov [et al.] // Society of Petroleum Engineers - SPE Annual Caspian Technical Conference 2021, CTC 2021, Virtual, Online, 05–07 октября 2021 года. – Virtual, Online, 2007. – DOI 10.2118/207045-MS. – EDN DJUSMC.

## ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПО ФЕС НА ХАРАКТЕР РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ

*М.К. Мустафеев*  
(АО «Мангистаумунайгаз»)

В данном докладе рассматривается вопрос влияния неоднородности продуктивных пластов по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) на характер распределения нефтенасыщенности юрских отложений одного из месторождений Северо-Бузачинского свода. Рассматриваемая юрская нефтегазоносная толща изучаемого месторождения залегает на эродированной поверхности различных горизонтов среднего и нижнего триаса и представлена неравномерным чередованием песчано-алевролитовых и глинистых пород. В этом случае за счет наличия разнопоровых фаций в пределах пластов возможно наличие таких границ залежи (контура нефтеносности), как капиллярные барьеры первого рода. Учитывая, что размеры капиллярного барьера определяется величиной капиллярного давления смещения (КДС)  $P_{см}$ , то становится актуальным изучение влияния соотношения коэффициентов пористости  $K_n$  и проницаемости  $K_{пр}$  в условиях неоднородного литологического строения объекта исследования. Данная постановка задач обусловлена тем, что величина  $P_{см}$  во многом определяется именно соотношением коэффициентов пористости  $K_n$  и проницаемости  $K_{пр}$ .

Из литературы известно, что чем меньше значение проницаемости при одной и той же пористости, тем больше размер капиллярного экрана, т.е. проявление капиллярных эффектов более «высокой».

В связи с этим в данной работе предлагается подход по оценке размеров капиллярного барьера с учетом средних значений коэффициентов пористости и проницаемости, который имеет следующую последовательность:

1. Вычисление коэффициента  $A_4$  согласно [1].
2. Оценка величины  $dP_{см}$  для высоты капиллярного барьера размера 1 м.
3. Нахождение величины  $dP_{см}$  для высоты капиллярного барьера, равным величине погрешности определения абсолютных отметок по вертикальным скважинам для уровня ВНК.
4. Оценка величины коэффициента проницаемости для различных значений  $dP_{см}$  (пп.1-2) по следующей формуле (1):

$$K_{пр} \leq \left( \frac{A_4}{dP_{см}} \right)^2 \times K_n. \quad (1)$$

Таким образом, возможно получение различных соотношений величин коэффициентов пористости и проницаемости при котором размеры капиллярного барьера (экрана) в залежи будут превышать величины погрешности определения абсолютных отметок по вертикальным скважинам для условий залегания рассматриваемого месторождения и высоты 1 м над уровнем принятого ВНК.

### Список использованных источников:

1. Методика построения аналитической зависимости капиллярного давления смещения от ФЕС / Р.Г. Сарваретдинов, А.Г. Миннуллин, А.А. Махмутов, Р.И. Галлямов, М.И. Вышенская // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – № 10. – С. 34-40.

## **РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕЛИЕНОСНОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ: СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ**

**С.К. Мустафин**

*(Уфимский университет науки и технологий, г. Уфа, профессор)*

**А.Н. Трифонов**

*(Ленинградский государственный университет им. А.С. Пушкина,  
г. Санкт-Петербург - Пушкин, доцент)*

**К.К. Стручков**

*(Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова,  
г. Якутск, доцент)*

Рассматриваются геологические аспекты гелиеносности объектов углеводородного сырья (УВ) регионов Российской Федерации (РФ).

В перечне из 61 позиций - основных видов стратегического минерального сырья утвержденном Распоряжением Правительства РФ от 30 августа 2022 г. № 2473-р гелий, получил место в группе с нефтью и газом.

Гелий используются в криогенной технике, при плавке, резке и сварке металлов, в газовой хроматографии, для охлаждения ядерных реакторов, в научных экспериментах, в космических и военных технологиях, в течеискателях и др. Эксперты в 2022 г. оценили мировой рынок гелия в 2094 млн долларов США; к 2028 г. прогнозируют рост 2920,2 млн долларов США.

Гелий добывается из УВ сырья нефтегазоконденсатных (НГКМ) и газоконденсатных (ГКМ) месторождений. Выделяется: бедное (0,02% - 0,05% от общего объема природного газа), богатое (0,05% - 0,3%), весьма богатое (0,3% - 1%) и уникально богатое (более 1%) УВ сырьё. Содержание гелия в свободном газе не менее 0,05 об. %, а в растворённом – 0,035% [1].

На территории РФ известны 176 месторождений гелийсодержащего природного газа. Традиционным объектом для получения гелия из УВ в РФ до 2022 г. служило Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) (с единственным гелиевым заводом сегодня не работающим). Гелий содержится в УВ Астраханского газоконденсатного месторождения.

Кроме Оренбургского гелиевого завода в мире нет примеров промышленного производства гелия со столь малым его содержанием (0,04 об. %) в сырье. В УВ газах объектов ВУНГП Республик Башкортостан и Удмуртия, содержится 0,1 - 0,2 % гелия. Извлекаемые запасы гелия категорий А+В<sub>1</sub> на Астраханском месторождении составляют 20,851 млн м<sup>3</sup>; а категории В<sub>2</sub> - 31,040 млн м<sup>3</sup>; добыча гелия не ведётся [2].

Стратегические перспективы гелиевой промышленности РФ связаны с объектами Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НБ НГО) Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП) нефтегазоконденсатным Талаканским и газоконденсатными Чаяндинским, Тас-Юряхским, Верхневиллючанским и месторождениями Республики Саха (Якутия) (РС(Я), Ковыктинским газоконденсатным месторождением (Иркутская область) и строящимся Амурским газоперерабатывающим заводом (АГПЗ) [3].

Запасы гелия учтены в 17 месторождениях природного газа РС(Я) и составляют 49,36% от общих запасов гелия РФ (8 715,07 млн м<sup>3</sup>). В 2020 г. добыча гелия в регионе составила 0,196 млн м<sup>3</sup> или 100 % от добычи РФ. В Чаяндинском ГКМ запасы гелия 6 783,424 млн м<sup>3</sup> или 37,66% от запасов РФ.

Открытие гелийсодержащих ГКМ в пределах НБ НГО и запуск Амурского газоперерабатывающего завода (далее АГПЗ) упрочат позиции РФ как ведущего государства-производителя гелия в мире (табл. 1).

Для целей устойчивого обеспечения гелийсодержащим сырьём АГПЗ, необходимо строительство подземных хранилищ газа (ПХГ); важно, что такой опыт в Республике Башкортостан и Оренбургской области имеется.

Таблица 1. Месторождения гелийсодержащего УВ сырья РФ [2,3]

Месторождение	Запасы гелия по категориям ABC <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> , млн м <sup>3</sup>	Состав газа, об%			
		Метан	C <sub>2</sub> +	Азот	Гелий
Лено-Тунгусская НПП, Иркутская область					
Ковыктинское ГКМ	5062	92,3	5,7	1,5	0,26-0,28
Непско-Ботуобинская НГО, Республика Саха (Якутия)					
Чаяндинское НГКМ	Газовая шапка 1400	85,6	6,9	8,2	0,43
	Основная залежь 5790	н.д.	н.д.	н.д.	0,65
Тас-Юряхское НГКМ	459	84,4	7,0	8,1	0,38
Среднеботуобинское НГКМ	664	83,8	6,9	8,0	0,2-0,67
Верхневиллючанское НГК	280	84,5	7,5	7,5	0,13-0,17
Волго-Уральская НПП					
Оренбургское НГКМ	337,9	86,62	6,08	н.д.	0,04
Астраханское ГКМ	20,851	51,01	7,86	0,71	0,02

#### Список использованных источников:

1. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утверждено распоряжением Минприроды России от 01.02.2016г. № 3-р. М.: МПР, 2016. – 33 с.

2. Мустафин С.К., Трифонов А.Н., Стручков К.К. Гелиеносность углеводородного сырья регионов Российской федерации: состояние изученности и перспективы промышленного освоения. Инновационная деятельность в науке и образовании. Ташкент, 2022. С. 469 - 475.

3. Справка о состоянии и перспективах минерально-сырьевой базы Республики Саха (Якутия) на 15.03.2022 г. СПб.: ВСЕГЕИ, 2022.-18 с.



## **ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННОГО КЕРНА**

**Н.А. Попов**

*(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г.Перми  
Центр исследования керна и пластовых флюидов,  
начальник Управления комплексных исследований керна)*

**М.С. Сергеев**

*(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г.Перми  
Центр исследования керна и пластовых флюидов,  
начальник Отдел приемки, систематизации,  
первичной обработки и хранения керна)*

**Д.В. Мазеин**

*(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г.Перми  
Центр исследования керна и пластовых флюидов,  
начальник Отдела петрофизических исследований)*

В докладе представлен методологический подход по доставке слабосцементированного керна, осуществлению его первичной обработки и профильных исследований, отбору образцов и проведению стандартных лабораторных исследований. Проведен детальный анализ мирового опыта и Российских практик стандартных методов изучения керна и оценена перспектива их использования при работе со слабосцементированным керном [1].

При изучении керна слабосцементированных пород необходимо применять специальные методы при проведении лабораторных исследований. Образцы керна перед определением открытой пористости и газопроницаемости очищают от углеводородов и бурового раствора [2,3].

Для избежания разрушения образцов керна при процессе экстрагирования важным является их размещение в термоусадочную пленку, устойчивой к воздействию растворителей. С целью подбора термоусадочной пленки требуемых свойств проведена серия специальных экспериментов (Рис. 1). На основании анализа подобрана термоусадочная пленка (PTFE (Adtech FHS32) (Рис. 2).

Авторами определена специфика в рамках процесса пробоподготовки образцов и при лабораторных исследованиях слабосцементированного керна, а именно:

- Заморозка керна с применением жидкого азота не применима для образцов керна глинистых пород по причине растрескивания породы.
- Использование термоусадочной пленки возможно только при проведении предварительных исследований по оценке ее устойчивости к воздействию растворителей.
- При проведении лабораторных исследований по определению коллекторских свойств с целью предотвращения разрушения керна важным является учет давления бокового обжима образца.
- При оценке емкостных свойств в качестве жидкости насыщения рекомендуется использовать керосин и принимать во внимание вес и объем упаковки образца.



*Рис. 1. Образцы в термоусадочной пленке после воздействия растворителя*



*Рис. 2. Образец в термоусадочной трубке из PTFE (Adtech FHS32)*

**Список использованных источников:**

1. Recommended Practices for Core Analysis. Recommended Practice 40. 2nd Edition, American Petroleum Institute, February 1998. – 232 p.
2. ГОСТ 26450.0–85 Горные породы. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств [сборник]. – Введ. 1986–07–01. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – С. 1–4.
3. Москаленко Н.Ю. Повышение достоверности определения фильтрационно-емкостных свойств и насыщенности коллекторов сеномана по комплексу КЕРН-ГИС на основе усовершенствованной технологии исследования слабосцементированного керна, дис. канд. геол.–мин. наук./Москаленко Наталья Юрьевна. – Тюмень, 2022.

## **ОПЫТ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ РАЗНОМАСШТАБНЫХ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ И ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ КАРБОНАТНЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА**

***В.В. Пошибаев***

*(ООО Лукойл-Инжиниринг, г.Москва, ведущий геолог отдела геологического моделирования и подсчета запасов месторождений суши)*

***А.П. Прибуш***

*(ООО Лукойл-Инжиниринг, г.Москва, главный специалист отдела сейсмических исследований по зарубежным проектам)*

***Р.Д. Ганиева***

*(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, студентка)*

Проблемы падения уровня добычи УВ, снижение добывающего фонда скважин, высокие значения их обводненности и другие осложнения условий разработки во многом определяются высокой степенью литологической и петрофизической неоднородности резервуаров, проявляющейся на всех масштабных уровнях, от мкм до десятков сотен метров.

Объединение и учет всех разномасштабных геолого-геофизических данных, определяющих структурную и вещественную неоднородность резервуара, возможно с помощью создания оптимальной и согласованной методики седиментологических, сиквенс-стратиграфических, сеймостратиграфических и сеймофациальных исследований. В этой связи разработка методики комплексных разномасштабных литологических и геолого-геофизических исследований с целью построения моделей природных резервуаров представляет собой весьма актуальную задачу.

Вертикальную непрерывность исследований на основе вариаций физических свойств по всему изучаемому разрезу на протяжении нескольких тысяч метров обеспечивают методы ГИС, а результаты 3Д и 2Д сейморазведки раскрывают пространственные параметры пород на протяжении многих километров, как по вертикали, так и по латерали.

Комплексирование данных исследований кернa и ГИС позволяет выделить седиментационные единицы разреза различного ранга и проследить их в результате детальной корреляции. Седиментационные единицы, соответствующие разрешающей способности ГИС, редко могут быть монопородными, то есть, представлены единственным литотипом. Чаще эти единицы представляют собой породные ассоциации.

При сопоставлении литологических данных с данными сейморазведки в качестве седиментационной единицы рассматриваются циклиты или секвенции (сиквенсы). Сиквенс-стратиграфический анализ позволяет проследить распространение фациальных зон, выявленных по результатам литологических исследований кернa. В сеймостратиграфическом анализе анализируются сейсмические данные, масштаб исследований определяется разрешающей способностью сейморазведки, т.е. это порядок десятков м. Возможно выделение и оконтуривание геологических тел в трехмерном пространстве, в т.ч. с помощью атрибутного анализа.

В настоящей работе приведены примеры применения комплексных разномасштабных литологических и геолого-геофизических исследований юрско-меловых карбонатных природных резервуаров Ближнего Востока (свиты Араб, Мишриф,

Ямама). Юрский и, особенно, меловой периоды – это время чрезвычайно широкого развития карбонатных платформ и морских банок. Большинство крупнейших нефтяных месторождений мира связано с карбонатными породами-коллекторами.

В верхнемеловых отложениях свиты Мишриф выявлены разнообразные фациальные обстановки. На одном из месторождений впервые выделены и обоснованы фации приливно-отливных каналов. Показано, что высокие значения продуктивности связаны с зонами их распространения. Принципиально другой тип резервуара отмечается в разновозрастных отложениях на другом крупном месторождении в регионе. Здесь основная продуктивность связана с фациями кораллово-рудистовых органогенных построек и отмелей. В результате детальных седиментологических исследований и реконструкции палеобиоценозов организмов-рифостроителей выявлены основные закономерности строения резервуара.

В нижнемеловых отложениях свиты Ямама выявлены и оконтурены фации кораллово-строматопорово-водорослевых органогенных построек и отмелей, распространение которых объясняет наличие отдельных изолированных залежей, а также разные положения водонефтяных контактов.

Для отложений свиты Араб была предложена методика интеграции геолого-геофизической информации с использованием технологии машинного обучения, позволяющей оптимизировать прогноз распространения фаций. Подготовка информации для машинного обучения проведена с постепенным переходом от прямого изучения пород масштаба керна к уровню скважины, и затем к сейсмическим исследованиям. В рассмотренном примере в отложениях открытого рампа были локализованы отмели, представляющие собой наиболее продуктивные зоны с точки зрения разработки.

УДК 550.8

## **ОСОБЕННОСТИ ВЛИЯНИЯ ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ ПОРОД НА ФОРМИРОВАНИЕ ТРАППОВОГО МАГМАТИЗМА**

*Д.С. Рожкова*

*ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень*

Современные исследования, проведенные в Восточной Сибири, обнаружили новые источники углеводородного сырья, открывая перспективы для промышленной разработки. Характер распределения высоковязких углеводородов свидетельствует о принадлежности коллекторов к группе поровых и трещинно-поровых, поэтому при подготовке проектов разработки месторождений нефти и газа одной из наиболее актуальных проблем является определение открытой пористости, и в частности оценка доли трещинной пористости. Точное моделирование трещиноватых коллекторов играет решающую роль во многих областях потока многофазных флюидов.

Естественные трещиноватые коллекторы (ЕТК) очень неоднородны и присутствуют во многих средах отложения осадочных пород. Трещина в этих типах осадочных пород может разделить консолидированную породу на две массы неправильной формы, которые вступают в контакт с каждой из них, создавая пустотное пространство и трещинную пористость в коллекторе. [1]. Это означает, что ЕТК содержит два домена: матричный блок и разломы.

Матричные блоки состоят из исходной породы, существовавшей еще до того, как произошел разрыв. Система трещин характеризуется проницаемостью и пористостью. Проницаемость трещин значительно превышает проницаемость поровых блоков, которая представляет две различные пористые области с разными свойствами. Эти области указывают на трещины и матрицу, которые имеют разные свойства хранения жидкости и проводимости. [2].

Анализ геологических условий Восточной Сибири позволяет оценить ее в целом как пограничную зону между палеозоем и мезозоем. В соответствии с этим постпалеозойский этап характеризуется минимальным залечиванием трещин в продуктивных пластах, образуя каналы фильтрации и формируя пористость. Считается, что зоны перехода являются ослабленными зонами, протягивающиеся вглубь осадочного чехла и, таким образом они оказывают непосредственное влияние на трещиноватость продуктивных отложений.

В период внедрения траппов изменяются условия миграции углеводородов. Существует два основных типа стратиграфических ловушек. Первичные стратиграфические ловушки возникают в результате изменений, происходящих в процессе осадконакопления. Обычно это структурные изменения, возникающие в результате прерывистого отложения наносов. Вторичные стратиграфические ловушки возникают в результате изменений, происходящих после осадконакопления. Эти изменения могут включать изменения пористости породы, которые приводят к образованию шапкообразной породы, именуемые траппами.

Магматические интрузии представляют собой фундаментальную водопроводную систему, в которой магма транспортируется и хранится в земной коре. Хотя во многих случаях магматические интрузии фиксируют перенос магмы с последующим извержением на поверхности, считается, что большая часть объема расплава обычно остается в виде интрузий внутри коры. Магматические интрузии можно разделить на две основные категории: пластинчатые интрузии и извилистые тела магматических пород.

Практически все известные месторождения, открытые в Восточной Сибири, расположены на площадях, где траппы приурочены к верхней части разреза нижнего кембрия, а залежи углеводородов – к рифею, венду и низам нижнего кембрия. Район представлен моноклинальными склонами Курейской синеклизы и считается перспективным для изучения неструктурных ловушек углеводородов в верхнепалеозойских отложениях, так как в них выявлена уникальная насыщенность геологического разреза интрузиями траппов.

Мощные пластовые трапповые тела в пределах Курейской синеклизы имеют явно выраженное дифференцированное строение. За их счет в интервалах траппов присутствуют субдиагональные тектонические трещины со стенками толщиной 1-5 см. Следует отметить, что внедрение пластовых трапповых интрузий в сульфатнокарбонатно-соленосные эвапоритовые отложения чехла приводит к значительным изменениям всех пород, поэтому вопрос постоянного изучения характеристик трапповых интрузий очень важен для вскрытия и дальнейшей разработки зоны продуктивных горизонтов. [3].

#### **Список использованных источников**

1. Жуков В. С., Моторыгин В. В. Распространение трещинных коллекторов на Чаяндинском месторождении. – Текст : электронный // Георесурсы, 2022. – 24(3). – с. 84–89. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.7>.

2. Григорьев А. В., Лаевский Ю. М., Яковлев П. Г. О модели двойной пористости трещиновато-пористых коллекторов на основе гибридной функции перетока. – Текст : электронный // Сиб. журн. вычисл. математики / РАН. Сиб. отд-ние. – Новосибирск, 2018. – Т. 21, № 2. – С. 121–133.

3. Новиков Д. А., Гордеева А. О., Черных А. В., Дульцев Ф. Ф., Житова Л. М. Влияние траппового магматизма на геохимию рассолов нефтегазоносных отложений западных районов Курейской синеклизы (Сибирская платформа) / Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2021. – № 6. – С.861-881

УДК 550.84

## **АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПЛЕКСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ В СОЧЕТАНИИ С ОБРАБОТКАМИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИМИ СОСТАВАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х»**

*Д.И. Северов (студент), К.Д. Быченков (студент),  
Д.Ю. Чудинова (доцент), Ю.А. Котенев (профессор)  
(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа)*

В работе рассматривается конкретный объект месторождения «Х», его литологические особенности; анализируется эффективность применения нестационарного заводнения (НЗ), а также НЗ в совокупности с технологией закачки потокоотклоняющих составов (ПОС) на отобранных участках в различные периоды эксплуатации.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью повысить коэффициент вытеснения нефти на месторождении «Х» и увеличить нефтеотдачу пласта.

Цель: проанализировать эффективность и доказать экономическую целесообразность применения нестационарного заводнения (НЗ), а также НЗ в совокупности с технологией закачки потокоотклоняющих составов (ПОС) на месторождении «Х».

Задачи:

- Провести анализ проведения адресных обработок нагнетательных скважин в период проведения НЗ.
- Доказать эффективность и рентабельность предложенного метода, опираясь на особенности геологического строения месторождения.

Объект АВ1-3 месторождения «Х» характеризуется слоистой и зональной неоднородностью, и поэтому в процессе разработки остаются застойные тупиковые зоны и малодренлируемые участки, включение которых в работу возможно при проведении гидродинамических МУН.

Нестационарное заводнение, сочетающее циклическую закачку воды с изменением направления фильтрационных потоков, позволяет повысить коэффициенты вытеснения нефти по мощности пласта и охвата пласта заводнением. [1]

В период проведения НЗ в сочетании с адресными обработками скважин потокоотклоняющими составами, отмечается тенденция к снижению обводненности в 96 % добывающих скважинах. Обработка нагнетательных скважин потокоотклоняющими составами положительно отражается на работе окружающих добывающих и позволяет снизить и стабилизировать обводненность продукции.

Высокие показатели разработки нефтяных месторождений и конечный КИН можно получить только при эффективном регулировании процесса фильтрации. Регулирование с помощью ПОС обеспечивается перераспределением фильтрационных потоков внутри пласта. Такое воздействие приводит к вовлечению в процесс вытеснения «застойных» зон, не охваченных процессом фильтрации. К положительным результатам проведения мероприятий относятся также существенное сокращение объема закачиваемой и попутно-добываемой воды. [2]

Исходя из вышеизложенного, в целях регулирования процесса фильтрации и вовлечения ранее недренируемых зон пласта, в дальнейшем необходимо проводить мероприятия по обработке скважин нагнетательного фонда потокоотклоняющими составами для повышения уровня добычи нефти и, соответственно, конечного КИН.

Методика показала свою эффективность на объекте АВ1-3 месторождения «Х», в совокупности с малыми дополнительными затратами, можно сделать вывод о рентабельности и целесообразности широкого внедрения технологии в разработку месторождений с застойными тупиковыми зонами и малодренируемыми участками, включение которых в работу возможно и проведении гидродинамических МУН.

#### **Список использованных источников:**

1. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений / В.Е. Гавура. - М.: ВНИИОЭНГ, 1995. - 496 с.
2. Апасов Т.К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири: учебное пособие / Т.К. Апасов, Р.Т. Апасов, Г.Т. Апасов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 187с.

УДК 553.98

## **СОСТОЯНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ: БАЗОВЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ**

**Ш.Э. Усупаев**

*(Центрально-Азиатский институт прикладных исследований Земли,  
г. Бишкек, Кыргызская Республика, ведущий научный сотрудник)*

**С.К. Мустафин**

*(Уфимский университет науки и технологий, г. Уфа,  
Российская федерация профессор),*

**Г.М. Иманалиева**

*(Кыргызский Государственный технический Университет им.И.Раззакова,  
г. Бишкек, Кыргызская Республика, старший преподаватель),*

**А.Н. Акимбеков**

*(Кыргызский Государственный технический Университет им. И.Раззакова,  
г. Бишкек, Кыргызская Республика, старший преподаватель),*

**Н.А. Несынов**

*(Кыргызский горно-металлургический институт им. акад. У. Асаналиева,  
г. Бишкек, Кыргызская Республика, инженер)*

Рассматриваются основные геологические аспекты базовых месторождений углеводородного сырья (УВ) Кыргызской республики (КР).

Перспективными районами для проведения ГРП на УВ КР являются: Ферганская и Ак-Сайская долины, отдельные районы Иссык-Кульской, Нарынской областей и южная часть Чуйской долины.

В 2020 г. в добыча нефти составила 240,2 тыс. т. Нефтедобывающим регионом является Джалал-Абадская область, оператором государственная компания «Кыргыз-нефтегаз» (85,2% акций которой контролируются Мингосимуществом КР, 3,9% — Социальным фондом КР).

Государственным балансом учтены запасы: 6 - нефтяных (Майлисай, Чигирчик, Чангырташ, Бешкент-Тогап-Ташрават, Карагачи Тамчи); 3-газонефтяных (Майлису-III, Избаскент, Майлису-IV - Восточный Избаскент; 2 - газовых (Сузак, Южный Риштан); 1 - газоконденсатное - Северный Каракчикум [1]. Добыча УВ ведется на месторождениях: Майлисай, Чангырташ, Майлису III, Майлису1У-Восточный Избаскент, Бешкент-Тогап-Ташрават, Карагачи.

Залежи антиклинальные, литологически экранированные; характерны низкие (5-8 редко до 26 м<sup>3</sup>/т) м<sup>3</sup>/т в нефти растворенного газа .

Бешкентская, Тогапская и Ташраватская складки с севера ограничены Южно-Ферганским региональным, а с юга Каратауским разломами.

Структура Бешкент-Тогап и Ташрават характеризуются как, кулисообразно расположенные брахиантиклинальные складки, субширотного простирания с широкими и пологими северными крыльями 25°-28° и крутыми, короткими срезанными тектоническим нарушением южными крыльями 40-70°.

Мелкое месторождение «Ташрават». Пласт нефтеносного песчаника в ядре антиклинали на глубине 1,2километров. Площадь залежи – 9,8км<sup>2</sup>, эффективная мощность – 2,04м. Балансовые извлекаемые запасы на 01.01.2008г, нефть категории С1 – 187 тыс. т, категории С2 – 200 тыс. т. Плотность нефти - 0.870 г/см<sup>3</sup>; вязкость – 6.5 мПа•с. Состав нефти: сера – 0.31%, парафины–21.4%; смолы и асфальтены – 73%. Месторождение эксплуатируется с 1974 года. добыто 5 тыс. т.

Мелкое месторождение «Бешкент-Тогап». Два участка – 2 пласта нефтеносных песчаников в ядре антиклинали на глубине ~ 2км. Площади залежей:12,458 км<sup>2</sup> и 6.495км<sup>2</sup>, эффективные мощности соответственно 3,06 и 2,45м. Извлекаемые запасы категории В: участка Бешкент – 372 тыс. т, участка Тогап – 52 тыс. т. Всего – 424 тыс. т. Плотность - 0.860 г/см<sup>3</sup>; вязкость – 5.6 и 10 мПа•с. Состав нефти: сера – 0.37% и 0.21%; парафины т–10.8 и 25%; смолы и асфальтены – 57 и 52%. Месторождение эксплуатируется с 1977 года; в 1998 году добыча нефти составила 13тыс. т.

Мелкое месторождение «Тамчи». Пласт нефтеносного песчаника в ядре антиклинали на глубине 2,5км. Площадь залежи - 3,25 км<sup>2</sup>, эффективная мощность – 5,5 м. Извлекаемые запасы по состоянию на 01.01.2000 г. составляли: категории В – 32 тыс. т, категории С1 – 452 тыс. т. Плотность нефти - 0.876 г/см<sup>3</sup>; вязкость – 2.7 мПа•с. Состав нефти: сера – 0.26%; парафины – 7%; смолы и асфальтены – 43%. Объект эксплуатируется с 1982 года; в 1998 году добыто 2,3 тыс. т. [2].

Все перечисленные объекты находятся на поздних стадиях разработки. Темпы разработки снизились до предела рентабельности. Перспективы развития сырьевой базы УВ КР увязываются с, залегающими глубже отложений MZ-KZ, толщами PZ и неструктурными ловушками [2].



### **Список использованных источников:**

1. Мамбетов А. Сабиров О.Т. Перспективы нефтегазоносности межгорных впадин Кыргызской республики - современный взгляд. Известия КГТУ им. П. Раззакова №33, 2014. – С. 208 - 209.

2. Усупаев Ш.Э., Мустафин С.К., Иманалиева Г.М., Акимбеков А.Н., Несынов Н.А. Геориски при освоении месторождения Бешкент-Топган-Ташрават в Кыргызском Тянь-Шане. // Мат-лы Междунар. науч.-техн. конф. Актуальные проблемы нефтегазовой геологии и освоения углеводородного потенциала недр и пути их решения. Министерство горнодобывающей промышленности и геологии РУз, Университет геологических наук, ГУ «ИГИРНИГМ». - Ташкент: ГУ «ИМР», 2023.– С. 134-140.

УДК 552.578.2.061.4, 553.982.23

## **ГРУППИРОВАНИЕ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТОВ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**

**А.А. Чижев**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, ст. гр. ГЛ-22-01)*

**И.Д. Киселев**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, ст. гр. БАГ-22-02)*

**С.В. Игнатьев**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, ст. гр. БМТ-22-02)*

**Д.Ю. Вдовин**

*(научный руководитель)*

В докладе затрагиваются аспекты выделения однородных групп залежей нефти карбонатных коллекторов по геолого-физическим и физико-химическим свойствам пластовых систем.

В настоящее время всё возрастает роль карбонатных коллекторов в величине запасов нефти, как в России, так и в Мире, приходящихся на эти продуктивные отложения. Становятся актуальными исследования направленные на изучение строения карбонатных пластов-коллекторов и скоплений, связанных с ними [1].

Изучение характеристик и параметров скоплений нефти и газа, приуроченных к карбонатным пластам на большом геоструктурном объекте, таком как Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, предполагает проведение некоторого обобщения свойств и параметров пород-коллекторов и свойств насыщающих их пластовых нефтей и вод. Проведение обобщения предполагалось осуществить с использованием аппарата математической статистики и пакета прикладных программ.

Программа изучения предполагала выбор 109 эксплуатационных объектов, находящихся в разработке и проведение группирования для этих скоплений нефти и газа. Результатом выполненного группирования было выделение 4 достаточно однородных групп объектов. Шесть скоплений нефти и газа не вошло не в одну из групп.

Следующий этап исследований предполагал рассмотрение и обобщение параметров и характеристик выделенных групп.

Первая группа скоплений нефти и газа, характеризуется.

Наибольшими значениями пластовых систем: средней нефтеносностью 36,92 млн. м<sup>2</sup> (с интервалом изменения от 203 тыс. м<sup>2</sup> до 351,8 млн. м<sup>2</sup>); средними значениями общей толщины — 9,2 м (интервал изменения 1,2-17 м); средними значениями эффективной толщины — 5,7 м (интервал изменения от 1,1 до 13,6 м). Низкими значениями пластовых систем: средними значениями коэффициента проницаемости —  $48,6 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (интервал изменения от  $5,1 \times 10^{-3}$  до  $312 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>); средними значениями коэффициента нефтенасыщенности — 68,3 % (интервал изменения от 61,1 % до 80,3 %); средними значениями плотности нефти — 873 кг/м<sup>3</sup>; средними значениями вязкости 27,1 мПа×с (с интервалами колебания от 9,2 до 65,4 мПа×с).

Скопления нефти первой группы объектов относятся в основном к структурному классу группе антиклинальных структур подгруппе сводовых залежей. Большая часть залежей относится к так называемому водоплавающему типу залежей, подстилаемых подошвенными водами по всей площади распространения этих скоплений.

Вторая группа насчитывает 17 скоплений нефти и характеризуется следующими параметрами. Небольшой, в среднем по группам, глубиной залегания залежей 761,3 м (интервал глубин колеблется от 636 до 923 метров); небольшими площадями нефтеносности — среднее значение 16 млн. м<sup>2</sup> (интервал изменения от 253 тыс. м<sup>2</sup> до 58,7 млн. м<sup>2</sup>); низкими значениями пластовой температуры, что достаточно закономерно в связи с малой глубиной залегания скоплений, средняя пластовая температура чуть более 20,5 °С при интервале изменения 18-32 °С; малой толщиной пластов-коллекторов, как общей — 3,73 м, так и эффективной нефтенасыщенной — чуть более 2 метров при интервале изменения 1,2-3,3 м.

В третью группу вошли 44 залежи нефти. Особенности группы характеризуются следующими особенностями.

Высокими значениями пластовых систем: средней пористости — 15,2 % (интервал изменения 11-25 %); средней проницаемости —  $19 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (интервал —  $(10-990) \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>); коэффициента нефтенасыщенности — более 74,7 %; среднее значение вязкости нефти — 85,7 мПа×с; содержания серы более 3,8 %. Низкими значениями содержания в пластовой нефти: парафина — менее 3,1 %; асфальтенов и смол — не более 35,1 %.

Четвертая группа самая малочисленная и характеризуется — большой глубиной залегания залежей в среднем более 1400 м (интервал 800 – 1780 метров,); высокими средними значениями температуры пласта — более 30,8 °С. Нефти этой группы залежей высокопарафинистые 4,8 % с низким содержанием серы 2,6%, асфальтенов и смол 19,9%.

Выполненные исследования позволили выделить четыре однородные группы скоплений углеводородов, характеризующиеся своими специфичными свойствами пластов-коллекторов и физико-химическими свойствами нефтей, что является базой для выделения типичных объектов и проведения дальнейших прецизионных исследований карбонатных пород.

#### **Список использованных источников:**

1. Чижов А.П. и др. (2020). Теоретические особенности повышения эффективности нефтеотдачи карбонатных коллекторов Волго-Уральской провинции. Тр. ГНКАР 4: 9-14.

## СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРОВЕДЕНИЯ ГТМ ПО ГРУППАМ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СРЕДНЕГО ПРИОБЬЯ

**В.М. Чиликин**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, аспирант гр. А0544-23-01)*

**Р.Р. Газизов**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, зав. лабораториями кафедры БНГС)*

**А.Р. Шарафутдинов**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, аспирант гр. А0544-22-01)*

Рассматриваемые месторождения находятся на средней или поздней стадии разработки, в это время проводится, как правило, наибольшее количество ГТМ с целью максимально-возможного извлечения остаточной нефти. С помощью проделанного сравнительного анализа по семи месторождениям Среднего Приобья становится возможным более эффективный подбор мероприятий, способствующих к увеличению коэффициента извлечения нефти.

В ходе работы все геолого-технические мероприятия были разделены на: группы пластов (АС/АВ, БС/БВ), по способу воздействия (физические, ФХМУН, ГДМ и ОПЗ), по приуроченности к тектонической структуре (Сургутский или Нижневартовский свод). Во время расчетов учитывалось количество операций и количество лет, а также удельный скважинный эффект дополнительный добычи – [т/скв-опер].

Таким образом было получены следующие выводы:

- для пластов АС/АВ наиболее эффективным считается забуривание бокового ствола (ЗБС). Связано это с макронеоднородностью данной группы пластов, а именно с линзовидным строением, высокой расчленённостью, что приводит к формированию целиков остаточной нефти. [1]

- для пластов БС/БВ наиболее эффективным является гидро-разрыв пласта (ГРП). Данная группа характеризуется хорошей выдержанностью и однородностью коллектора и более низкими ФЕС по сравнению с группой АС/АВ [1], что дает хороший эффект для ГРП.

Итогом проведенного анализа является понимание о положительном или отрицательном эффектах проведения разных ГТМ, благодаря которому подбор операций становится более эффективным.

### Список использованных источников:

1. Чудинова, Д. Ю. Характеристика геологического разреза Среднего Приобья Западной Сибири / Д. Ю. Чудинова, Р. М. Миннихметова // Вестник евразийской науки. — 2022. — Т. 14. — № 3. — URL: <https://esj.today/PDF/54SAVN322.pdf>;
2. Чудинова Д.Ю., Сиднев А.В., Геолого-технические мероприятия по контролю и регулированию разработки месторождений когалымской группы на завершающей стадии // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». — 2016. — №1. — URL: [http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/1\\_2016/](http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/1_2016/).

## ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ КАРБОНАТНОГО ПЛАСТА СБШ ДЛЯ КОРРЕКТНОГО ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

**В.М. Чиликин**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, аспирант гр. А0544-23-01)*

**Е.М. Махныткин**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, ассистент)*

**А.Р.Шарафутдинов**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, аспирант гр. А0544-22-01)*

На территории Волго-Уральской провинции известно большое количество месторождений с карбонатным коллектором, находящихся на разных стадиях разработки. Актуальной и важной проблемой на сегодняшний день является достижение равномерного извлечения нефти. Для решения вышеупомянутой проблемы необходимо иметь полное представление обо всех особенностях геологического строения эксплуатируемого объекта. Так как они обуславливают распределение запасов нефти в продуктивном пласте и характер извлечения углеводородов. Геолого-гидродинамическое моделирование это инструмент слияния полученной промысловой и геолого-физической информации, с помощью которого возможно проведение интегрированного анализа [1].

Целью работы является изучение особенностей геологического строения для корректного построения ГГДМ залежи месторождения, находящегося на территории Волго-Уральской провинции.

Данная цель обусловила решение следующих задач:

- подробный анализ геологического строения месторождения;
- анализ исходных данных для построения модели;
- построение и контроль качества геологической модели;
- ремасштабирование геологической модели;
- построение и контроль адаптации гидродинамической (фильтрационной) модели.

Главной геологической особенностью является то что, пористо-проницаемые прослой, выделяемые в разрезах соседних скважин, между собой не коррелируются и замещаются уплотненными известняками на различных высотных уровнях и на коротких расстояниях [2]. Вследствие этого поверхность башкирского резервуара, заключающего залежи нефти, имеет сложное строение, а эффективная нефтенасыщенная толщина в контуре залежи испытывает значительные колебания.

Построение модели проводилось для залежи карбонатного коллектора массивного типа башкирского яруса среднего карбона. Входными данными для геологического моделирования служили: координаты устьев и траектории скважин, ГИС и РИ-ГИС, пластопересечения, сейсмическая поверхность, контура выклинивания коллекторов. Для гидродинамической модели: интервалы перфорации, кубы параметров

(пористость, проницаемость, песчанистость), динамика дебитов жидкости, нефти, коэф.экспл; динамика забойного и устьевого давления.

В ходе работы также был проведен анализ геологической неоднородности на основе построенных карт геологических параметров (песчанистость, расчленённость, пористость и проницаемость) и гистограмм.

Таким образом, были получены следующие результаты:

- построена геологическая модель залежи карбонатного коллектора башкирского яруса среднего карбона, модель также прошла контроль корректности построения;

- построена фильтрационная модель, на основе ремасштабированной геологической модели, и проведен контроль адаптации с фактическими значениями. Результатом моделирования стали карты плотности остаточных запасов нефти и распределения пластового давления;

- на основании полученных свойств гидродинамической модели был проведен анализ выработки, в результате которого выделены 4 области с повышенной плотностью остаточных запасов и выявлены микро- и макронеоднородности влияющие на выработку запасов.

На основании полученных результатов можно эффективно подбирать геологические мероприятия или оптимизировать систему разработки.

#### **Список использованных источников:**

1. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: ООО «ИПЦ МАСКА», 2009. – 376 с.

2. Чудинова, Д. Ю. Уточнение геологических моделей с учетом осадконакопления отложений / Д. Ю. Чудинова, Е. М. Махныткин // Геомодель 2021 : Материалы 23-й конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик, 06–10 сентября 2021 года. – Москва: ООО "ЕАГЕ Геомодель", 2021. – С. 85. – DOI 10.3997/2214-4609.202157099. – EDN VUGEIY.

УДК 548.73

### **ИЗУЧЕНИЕ КЕРНА МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕТОДОМ РЕНТГЕНОФАЗОВОГО АНАЛИЗА (НА ПРИМЕРЕ ОТЛОЖЕНИЙ МЕГИОНСКОЙ СВИТЫ)**

**Д.Ю. Чудинова**

*(Научный центр мирового уровня Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, старший научный сотрудник, доцент)*

**Е.М. Махныткин**

*(Научный центр мирового уровня Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, инженер-исследователь, ассистент)*

**Г.Ф. Ситдикова**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, магистр гр. МГЛ21-22-01)*

Керн, будучи основным материалом для изучения геологического строения разреза скважин, является главным прямым источником и носителем информации о

свойствах горных пород. Исследования кернового материала позволяют определять относительный и абсолютный возраст, вещественный состав, петрографические, физические, физико-химические и другие характеристики горных пород.

Рентгеновская дифракция как метод изучения является инструментом исследования кристаллических соединений. Метод позволяет работать с большим спектром образцов, поэтому получил широкое применение в различных областях науки и промышленности.

Рентгенофазовый и рентгеноструктурный анализ позволяет устанавливать структурные особенности кристаллических соединений (параметры кристаллической решетки, размер кристаллитов, величину напряжений в кристаллической решетке, размер областей когерентного рассеяния и др.), проводить качественную идентификацию фаз и определять их количественное содержание в образце.

Объект исследования - отложения мегийонской свиты, расположенной в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа.

Терригенные отложения мегийонской свиты условно подразделяются на две части: нижнюю толщу, преимущественно глинистую, и верхнюю, представленную переслаиванием аргиллитов и песчано-алевролитовых разностей с преобладанием последних. В нижней части свиты выделяется ачимовская толща, представленная переслаиванием песчаников светло-серых, крепких, мелко- крупнозернистых, алевролитов и аргиллитов темно-серых.

Верхняя часть мегийонской свиты представляет собой чередование песчаных пластов с глинистыми пачками, сложенными аргиллитами и алевролитами. Песчаники светло-серые и серые, мелко- и среднезернистые, слюдистые, иногда карбонатные, средне-, или крепко сцементированные, с неровным или полураковистым изломом, с включениями углистого детрита и мелких зерен пирита. Алевролиты светло-серые, серые, тонкозернистые, крепкосцементированные, слюдистые, с включениями обуглившихся растительных остатков. Аргиллиты серые, темно-серые, алевролитистые, слюдистые, с неровным изломом.

Рентгеновские снимки «на отражение» были получены с использованием рентгеновского дифрактометра Rigaku Ultima IV с фокусировкой гониометра по методу Брэгга-Брентано. Съёмка образцов керна проводилась с использованием  $\text{CuK}\alpha$  - излучения (напряжение на рентгеновской трубке 40 кВ, ток 40 мА) на монохроматизированном пучке. Для расчетов использовалась длина волны  $\lambda_{\text{K}\alpha 1} = 1.54060 \text{ \AA}$ . Рентгенограммы снимались с шагом сканирования  $0,02^\circ$  и временем экспозиции в каждой точке, равным 2 секундам. Интервал съёмки составил от  $4^\circ$  до  $60^\circ$ .

Количественные расчеты по определению фазового состава реализовались методом Ритвельда в программе TOPAS. Интерпретация полученных рентгенограмм основана на определении положения всех пиков и соответствующих им величин межплоскостных расстояний  $d$  согласно закону Брэгга–Вульфа.

Для исследования было отобрано 4 образца с продуктивной части коллектора в интервале глубин 2665,5 – 2689,6 м скважины № 2077 и 4 образца в интервалах глубин 2664,1 – 2675,3 скважины №2011.

По данным рентгенофазового анализа, основными породообразующими компонентами являются кварц (30-34%) и альбит (30-40%). Кварц с обычными оптическими свойствами, чистый, прозрачный.

Среди полевых шпатов преобладают плагиоклазы и ортоклазы, реже отмечаются микроклины. Реже полевые шпаты замещаются более поздним каолинитом.

Слюды представлены мусковитом, единичными чешуйками хлорита. В гидрослюдах отмечается включение пелитоморфного пирита.

Проведенный анализ позволил детально исследовать керновый материал, позволил определить состав горной породы и структурные особенности минералов.

#### **Список использованных источников:**

1. Conceptualizing a dual porosity occurrence in sandstones by utilizing various laboratory methods / D. S. Uraikov, S. S. Rahman, S. Tyson [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2021. – No. 2. – P. 8-16. – DOI 10.5510/OGP20210200490. – EDN GLGOMR.

2. Реконструкция условий осадконакопления и уточнение геологической модели нижнемеловых отложений месторождения северной части Сургутского свода / С. В. Арефьев, Д. А. Шестаков, Д. Ю. Чудинова [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 1(361). – С. 28-38. – DOI 10.33285/2413-5011-2022-1(361)-28-38. – EDN MXFFHO.

3. Реконструкция условий формирования васюганской свиты на основе использования комплекса гранулометрического анализа терригенных отложений / С. В. Арефьев, Д. Ю. Чудинова, Ю. А. Котенев [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 3(256). – С. 32-36. – EDN KWXXFL.

УДК 551.86

### **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАЦИАЛЬНЫХ ТИПОВ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА ЮС1**

*Д.Ю. Чудинова*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г.Уфа, доцент)*

*Е.М. Махныткин*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,*

*г.Уфа, ассистент)*

*Л.И. Халиуллина*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,*

*г.Уфа, студент гр.БГЛ-20-01)*

Литолого-палеогеографические исследования являются важным элементом в изучении осадочных бассейнов, особенно в нефтегазоносных областях. Актуальность построения литологической модели заключается в том, что данная модель – мощный инструмент для изучения особенностей распределения петрофизических свойств, так как наблюдается тесная связь фильтрационно-емкостных свойств с фациальными телами.

Выделение фациальных тел было проведено для юрских отложений Кочевского месторождения, расположенного в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Осадконакопление на данной территории в юрское время происходило в условиях морской трансгрессии с периодами регрессии моря и поступления терригенного материала в аккумуляционный бассейн [4].

Литолого-фациальный анализ продуктивного пласта ЮС1 производился при помощи электрометрических моделей обстановок осадконакопления Муромцева В.С. по данным ПС скважин. Вместо абсолютных показаний ПС применялись значения  $\alpha$ ПС,

нормированные в относительные. Каждому типу фаций соответствует определенная форма каротажной кривой. Данные описания кернового материала скважин и интерпретация сейсморазведочных работ, также работа А.Э. Конторовича по реконструкции палеогеографических обстановок осадконакопления Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрское время позволили уточнить правильность выделенных фациальных тел [1].

На территории месторождения были выделены следующие фациальные типы отложений:

- каньон;
- подводный канал;
- конус выноса;

Для фации подводных каньонов соответствует цилиндрическая форма каротажной кривой, горизонтальная кровельная и подошвенная линия. Отложения подводных каналов характеризуются кривой в виде колокола, горизонтальная подошвенная линия и изрезанная наклонная кровельная линия. Фация конусов выноса имеет воронкообразную форму каротажной кривой, горизонтальная кровельная линия, наклонная и изрезанная – подошвенная [3]. Все эти фациальные тела можно объединить в группу отложений, сформировавшихся в глубоководно-морских условиях. Все выделенные фациальные типы отложений могут содержать в себе углеводороды, но наиболее хорошие коллектора это отложения подводных конусов выноса, в них накапливается основной объем песчаного материала, это аккумулятивные тела линзообразной формы, имеющие зональное строение.

В результате литолого-фациального анализа в пределах исследуемой территории детально изучен пласт ЮС1. Были определены фациальные типы отложений. Полученные результаты полезны для понимания распределения фильтрационно-емкостных свойств в объекте, также помогут при анализе выработки запасов, на основе литолого-фациального анализа можно подобрать геолого-технические мероприятия для увеличения коэффициента извлечения нефти [2].

#### **Список использованных источников:**

1. Методические подходы к подготовке исходной информации для построения геологической модели (на примере пласта БС10/2-3 Тевлинско-Русскинского месторождения) / Д. Ю. Чудинова, А. П. Чижов, А. Р. Хайдарова // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения : Сборник научных трудов. Том Выпуск 2 (7). – Уфа : Общество с ограниченной ответственностью "Издательство научно-технической литературы "Монография", 2013. – С. 149-154. – EDN UNAZWT.

2. Conceptualizing a dual porosity occurrence in sandstones by utilizing various laboratory methods / D. S. Urakov, S. S. Rahman, S. Tyson [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2021. – No. 2. – P. 8-16. – DOI 10.5510/OGP20210200490. – EDN GLGOMR.

3. Реконструкция условий осадконакопления и уточнение геологической модели нижнемеловых отложений месторождения северной части Сургутского свода / С. В. Арефьев, Д. А. Шестаков, Д. Ю. Чудинова [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 1(361). – С. 28-38. – DOI 10.33285/2413-5011-2022-1(361)-28-38. – EDN MXFFHO.

4. Реконструкция условий формирования васюганской свиты на основе использования комплекса гранулометрического анализа терригенных отложений / С. В. Арефьев, Д. Ю. Чудинова, Ю. А. Котенев [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 3(256). – С. 32-36. – EDN KWXKFL.



## К ВОПРОСУ О ВЫДЕЛЕНИИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ

**Н.В. Шабрин**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, старший преподаватель)*

**В.В. Никифоров**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, старший преподаватель)*

**А.Р. Шарифутдинов**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, аспирант гр. А0544-22-01)*

Поиск новых залежей углеводородов в отложениях коры выветривания имеет огромное промышленное значение. На территории Шаимского нефтегазозоносного района данные залежи имеют мозаичный характер, ограниченную площадь развития и приурочены к верхней части разреза доюрского фундамента. Нефтеносность таких отложений зависит от четырех основных геологических факторов: литолого-стратиграфического, палеогеоморфологического, палетектонического и структурного [1].

Особенностью данной части разреза является высокая проницаемость, которая обусловлена трещинно-кавернозным типом коллектора, по сравнению с вышележащими юрско-нижнемеловыми отложениями [2].

Существование смешанного типа коллектора связано с процессами преобразования исходных пород, а именно – образованием вторичной пористости в вулканогенно-осадочных породах. Помимо этого, высокопроницаемые участки образуются в зонах развития разрывных нарушений и зонах выщелачивания.

На изучаемой территории продуктивные отложения в коре выветривания обнаружены на некоторых площадях.

С точки зрения их характеристик, они могут быть классифицированы как локальные, литологически и тектонически экранированные. В редких случаях, при анализе данных скважин, можно выявить наличие водонефтяного контакта, что позволяет рассматривать их как пластовые, литологически экранированные.

На основании проведенного анализа геологического строения залежей нефти в коре выветривания выявлена, связь с зонами тектонических нарушений, областями выклинивания вышележащих пластов, а также с общей тенденция развития региона во время накопления отложений коры выветривания [3].

Таким образом можно выделить следующие критерии нефтегазозоности верхней части доюрского комплекса в пределах исследуемого региона:

- 1) Наличие повышенных частей доюрского фундамента, на которых не происходил размыв коры выветривания;
- 2) Наличие разломной тектоники;
- 3) Близость к контурам выклинивания вышележащих пластов;
- 4) Наличие выдержанного флюидоупора.

### Список использованных источников:

1. Шабрин Н.В. Критерии поиска новых залежей нефти в коре выветривания доюрского фундамента Шаимского НГР / Н.В. Шабрин, В.В. Никифоров, А.Р.

Шарафутдинов, М.Ю. Котенёв, Р.В. Климин // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. – 2023. – № 3(32). – С. 52-67.

2. Никифоров В.В. Образование трещиноватых коллекторов, генетически связанных с тектоническими нарушениями / В.В. Никифоров, Н.В. Шабрин, А.Р. Шарафутдинов // Актуальные проблемы науки и техники — 2023: сб. материалов XVI Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых и специалистов (Уфа, 27 марта — 31 марта 2023 г.) — Уфа: УНПЦ «Изд-во УГНТУ», 2023. 97-99 с.

3. Никифоров В.В. Геотектонические критерии потенциала нефтегазоносности Шаимского региона / В.В. Никифоров., Ю.А. Котенёв // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. 2022. №43, С. 36-45.

УДК 553.98

## **ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ТЕЛ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ШНГР**

***А.Р. Шарафутдинов***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет  
г.Уфа, аспирант гр. А0544-22-01)*

***В.В. Никифоров***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет  
г.Уфа, старший преподаватель)*

***Н.В. Шабрин***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет  
г.Уфа, старший преподаватель)*

***В.М. Чиликин***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет  
г.Уфа, аспирант гр. А0544-23-01)*

Формирование детальных представлений о геологическом строении продуктивных пластов месторождения является ключевым вопросом в рациональном освоении ресурсов углеводородов. Понимание о распределении литологического состава пород, фильтрационно-емкостных свойств имеет большое влияние на выработку запасов месторождения.

Уточнение условий обстановок осадконакопления продуктивных пластов позволяет найти общие закономерности в распределении тел коллекторов, для каждого из которых характерны свои законы распределения геологических свойств. Детализация литолого-фациальной модели месторождения позволяет определить причины формирования застойных и слабодренируемых зон на поздних стадиях разработки, а также скорректировать планируемую систему разработки для осваиваемых территорий.

На примере одного из месторождений северо-восточной части Шаимского нефтегазоносного района рассмотрена методика детального литолого-фациального анализа продуктивных отложений на основе скважинной информации и интерпретации данных сейсморазведочных работ. Объект исследования характеризуется начальной стадией разработки, большая часть фонда скважин находится на стадии планирования бурения.

Выделение основных условий обстановок осадконакопления производилось по данным ГИС и кернового материала. На основе представлений о региональных обстановках осадконакопления, а также ранее полученных результатах литолого-фациального анализа смежных площадей [1, 2, 3] сформирована концептуальная палеогеографическая модель исследуемой территории. В продуктивной части разреза выделяется смена континентальных условий на морские. Основные продуктивные песчаные тела приурочены к русловым частям аллювиальной долины и к переходным прибрежно-морским обстановкам (пляжевые тела, вдольбереговые валы, дельты речных систем).

В следствии не полной изученности глубоким бурением строения месторождения, проведение детального литолого-фациального анализа на основе скважинных данных осложнено. Выделенные в разбуренной части фациальные зоны увязаны с картами эффективных толщин каждого из продуктивных пластов. Для уточнения границ распределения фациальных зон использована спектральная декомпозиция кубов сейсморазведочных работ. Таким образом получены предполагаемые границы областей распространения условий осадконакопления для всей исследуемой территории.

Полученное распределение литолого-фациальных тел легло в основу геолого-гидродинамической модели месторождения. Каждая из обстановок осадконакопления характеризуется собственным распределением ФЕС, влияющим на выработку запасов нефти. На основе полученных данных предложены рекомендации по оптимизации системы скважин, выделены наиболее перспективные для разбуривания участки территории.

#### **Список использованных источников**

1. Арефьев С.В., Никифоров В.В., Котенёв Ю.А., Шабрин Н.В., Шарафутдинов А.Р. Особенности выработки запасов нефти юрско-нижнемеловых отложений на основании уточнения литолого-фациального строения месторождения // Нефть. Газ. Новации. 2022. № 3 (256). С. 26-31
2. Никифоров В.В., Султанов Ш.Х., Котенёв Ю.А., Шабрин Н.В., Шарафутдинов А.Р. Влияние литолого-фациальных особенностей и тектонического строения на распределения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов // SOCAR Proceedings № 2 (2023). С. 9-15
3. Шарафутдинов А.Р., Никифоров В.В., Шабрин Н.В. Особенности условий обстановок осадконакопления северо-восточной части Шаимского нефтегазоносного района // Сборник материалов конференции XVI Международная научно-практическая конференция молодых ученых Актуальные проблемы науки и техники — 2023. Том 1. г. Уфа, 2023. С. 120-122.

## МОДЕЛИРОВАНИЕ СЛАБОИЗУЧЕННЫХ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ФЛИШЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СКЛАДЧАТОЙ ОБЛАСТИ ЮЖНОГО УРАЛА

**А.Р. Шарафутдинов**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет  
г. Уфа, аспирант гр. А0544-22-01)*

**В.В. Никифоров**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет  
г. Уфа, старший преподаватель)*

Комплексное изучение региональной базы данных и обобщение геологической и геофизической информации [2, 3, 4, 5, 6] позволило выделить направления проведения геологоразведочных работ в осадочных комплексах палеозоя южной части складчатого Урала.

По анализу данных о строении структурных комплексов, слагающих территорию, и закономерностям распределения пород-коллекторов и пород-покрышек выделены основные перспективные комплексы:

– Нижне-среднедевонский терригенно-карбонатный комплекс, в котором с запада на восток отмечается увеличение доли карбонатных коллекторов с предположительными рифогенными карбонатными массивами в Зилаирском синклинии.

– Верхнедевонский комплекс – на территории Предуральского краевого прогиба представлен в основном карбонатным коллектором, со сменой на терригенные флишевые отложения Зилаирского синклиния и Уралтауского антиклиния. Карбонатные отложения в основном представлены плотными доломитами и мергелями, в которых выделяются пропластки трещиновато-пористых коллекторов.

– Каменноугольные терригенно-карбонатные коллекторы, с распространением в западной части исследуемой территории. Представлены кавернозно-трещинно-поровыми отложениями, с небольшой долей биогермных построек.

На основе концептуальной региональной структурной модели южной части складчатого Урала [1] была выделена перспективная структура, приуроченная к нижне-среднедевонскому комплексу. Область не вскрыта глубоким бурением, наличие сводового поднятия подтверждается данными сейсморазведочных работ. Предполагаемый продуктивный пласт приурочен к ибрагимовской толще, сложенной терригенными флишевыми образованиями.

С целью подсчета объема ресурсов, на основе построенного структурного каркаса, создана геологическая модель участка. В качестве площади-аналога принята смежная Сосновская структура, имеющая данные по 6 скважинам глубокого бурения. Коллекторы отложений нижнего и среднего девона по данным ГИС выделяются только в верхней части разреза и представлены двумя циклитами – пачками переслаивания песчаных и глинистых отложений.

Моделирование геологических свойств проводилось стохастическим методом. Распределение коллекторских свойств отражает концепцию строения флишевых отложений, в которых песчаные пропластки циклично сменяются на глинистые. Исходя из разрезов скважин площади-аналога, было установлено два варианта прогноза коэффициента песчаности пласта: 0,8 д.ед. как наиболее оптимистичный, 0,5 д.ед. как худший вариант.

Для коэффициента пористости отложений принята нормальная функция распределения с медианным значением 0,1 д.ед., установленная по средним значениям площади аналога.

Исходя из принятых значений свойств отложений проведена количественная вариантная оценка прогнозных ресурсов углеводородов. С целью дальнейшего изучения территории предложены рекомендации по перспективным направлениям геолого-разведочных работ исследуемой территории.

#### **Список использованных источников**

1. А.Г. Ефимов, С.К. Самарцев, Р.Ф. Ильгильдин, Ш.Х. Султанов, В.В. Никифоров, А.Р. Шарафутдинов, А.М. Маляренко Региональная структурная модель складчатой области Южного Урала // Нефть. Газ. Новации. 2023. № 5 (270). С. 18-22
2. Ю. В. Родионов, В. В. Радченко О стратиграфии палеозойских отложений восточного крыла Зилаирского мегасинклинория. Биостратиграфия девона и карбона Урала. // Уфа: БФАН СССР, 1988.
3. О. А. Захаров, В. Н. Пучков О тектонической природе максютовского комплекса зоны Уралтау. // Доклады Президиуму Уфимского научного Центра Российской Академии Наук Уфа, 1994.
4. М. Я. Ильинская О составе песчаников зилаирской серии на Южном Урале. // Литология и полезные ископаемые, 1980, №6 С. 32-45
5. Т. Т. Казанцева К перспективам нефтегазоносности Башкортостана // Геология, география и глобальная энергия, 2013, № 3 (50) С. 9-26
6. Р. А. Исмагилов Перспективный объект для поисков углеводородов — поднадвиговые структуры западного склона южного Урала. // Геологический сборник № 6. Информационные материалы Институт геологии Уфимского научного центра РАН

УДК 553.98

### **ОБОСНОВАНИЕ РАЗЛОМНО-БЛОКОВОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШАИМСКОГО МЕГАВАЛА**

***А.Р. Шарафутдинов***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа,  
аспирант гр. А0544-22-01)*

***В.В. Никифоров***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа,  
старший преподаватель)*

***В.М. Чиликин***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа,  
аспирант гр. А0544-23-01)*

Понимание палеотектонических условий развития нефтегазоносных районов, а также разломной модели месторождения, имеет ключевое значение для эффективного освоения нефтяных ресурсов. Наличие системы разрывных нарушений оказывает влияние не только на формирование отдельных тектонических блоков с собственными

уровнями водонефтяного контакта (ВНК), но и на образование зон повышенной проницаемости, которые являются основными путями фильтрации флюида.

На основе изучения одного из месторождений Западно-Сибирской нефтегазодобывающей провинции детализирована разломная модель продуктивной части разреза. Исследуемая территория характеризуется быстрой изменчивостью геологических свойств отложений, областями глинизации и выклинивания коллектора. Кроме того, в соответствии с условиями региональных напряжений, выделяются две системы тектонических разрывных нарушений с разнонаправленными трещинами [1, 2].

Месторождение находится в стадии активного разбуривания, и для формирования представлений о блоковом строении рассматриваемой территории проведена интерпретация данных сейсморазведочных работ. Выявлено множество дизъюнктивных нарушений различной генерации в породах фундамента, а также в осадочном чехле, включая малоамплитудные нарушения. Наиболее крупные тектонические нарушения разделяют данную территорию на изолированные блоки. По результатам исследований проводимости зон деструкции смежных площадей установлено, что данная система разломов не обладает экранирующими свойствами на всем простирании. Гидродинамическая связь между блоками отмечается в зонах сопряжения разрывных нарушений разной генераций, а также в местах пересечения разломов разнонаправленных систем [3].

С целью формирования представлений о распределении фильтрационных потоков проведен анализ режимов работы действующего фонда скважин. На основе данных об объемах добычи жидкости и закачки вытесняющего агента сформирована схема корреляционных зависимостей гидродинамической взаимосвязанности пар добывающих и нагнетательных скважин. Анализ динамики изменения обводненности продукции скважин позволил обосновать области, характеризующиеся быстрым ростом доли воды в добываемой жидкости. Стоит отметить, что в единичных скважинах внутри контура нефтеносности отмечались высокие значения обводненности (более 50%) при запуске.

Сопоставление выделенной системы разрывных нарушений с результатами проведенных анализов позволило подтвердить следующие утверждения:

- тектонические нарушения северо-восточного простирания формируют непроницаемые экраны, контролирующие уровень ВНК;
- в зонах сопряжения разрывных нарушений разной генераций образуются высокопроницаемые участки, приводящие к опережающему обводнению скважин и пластов;
- в осевой части Шаимского мегавала усиливается влияние малоамплитудной системы разрывных нарушений, которые вносят свой вклад в развитие трещиноватости коллектора.

Таким образом, на основе проведенного анализа предложена концепция блокового строения территории. Актуализирована геолого-гидродинамическая модель, учитывающая выделенную систему разрывных нарушений. С учетом полученных данных предложены мероприятия направленные на оптимизацию системы разработки высокообводненного фонда скважин.

#### **Список использованных источников**

1. Никифоров В.В., Арефьев С. В., Котенев Ю. А., Шабрин Н.В., Шарафутдинов А.Р. Особенности выработки запасов нефти юрско-нижнемеловых отложений на

основании уточнения литолого-фациального строения месторождения // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 3(256). – С. 26-31.

2. Никифоров В.В., Султанов Ш.Х., Котенёв Ю.А., Шабрин Н.В., Шарафутдинов А.Р. Влияние литолого-фациальных особенностей и тектонического строения на распределения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов // SOCAR Proceedings № 2 (2023). С. 9-15

3. Никифоров В.В., Шарафутдинов А.Р., Шабрин Н.В. Образование трещиноватых коллекторов, генетически связанных с тектоническими нарушениями // Сборник материалов конференции XVI Международная научно-практическая конференция молодых ученых Актуальные проблемы науки и техники — 2023. Том 1. г. Уфа, 2023. С. 97-100.

УДК 553.98

## **ПРИМЕНЕНИЕ АТРИБУТНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ДЛЯ ПОИСКА ЛОВУШЕК ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО ТИПА**

***А.Р. Шарафутдинов***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, аспирант гр. А0544-22-01)*

***В.В. Никифоров***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, старший преподаватель)*

***Н.В. Шабрин***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, старший преподаватель)*

В условиях постепенного истощения открытых и разрабатываемых месторождений нефти стал актуальным вопрос поиска ловушек неструктурного типа. Одним из эффективных методов поиска литологически ограниченных залежей является проведение детального литолого-фациального анализа.

Стандартный метод установления особенностей условий осадконакопления, основанный на анализе скважинной информации (кернового материала и данных ГИС), позволяет достоверно определить палеогеографические условия только на разбуренной территории. Интерполяция полученных данных в межскважинном пространстве может недостоверно отражать геометрию сложных литологических тел.

Для неразбуренных частей лицензионных участков актуальным становится применение результатов интерпретации сейсморазведочных работ. Одним из наиболее информативных сейсмических атрибутов для выделения литологических ловушек является спектральная декомпозиция сигнала.

В основе алгоритма лежит разделение сейсмического куба на частотные компоненты, каждой из которой присваивается свой цветовой канал. Результатом расчета является смешанный куб трех частотных компонент (фильтр низких частот – красный, средних – зеленый, высоких – синий) [1].

На примере северо-восточной части Шаимского нефтегазоносного района оценена эффективность применения метода спектральной декомпозиции. Юрско-

нижнемеловые продуктивные отложения характеризуются сложным геологическим строением, обусловленным особенностями условий осадконакопления – смене континентальных фациальных обстановок на морские [2,3].

Проведенная спектральная декомпозиция волнового поля позволила выделить и оконтурить песчаные тела палеорусел. В следствии отличия литологического состава от вмещающих пород, на полученном кубе спектральной декомпозиции, извилистые, шнуркообразные полосы речных каналов выделяются как участки с повышенными значениями частоты зеленого канала.

Для верхней части разреза также выделяется общая тенденция – морские и переходные отложения характеризуются преобладанием синего канала в сигнале, континентальные – зеленого. На картах и разрезах уверенно выделяется граница между обстановками осадконакопления.

Таким образом, применение спектральной декомпозиции куба амплитуд рассматриваемого участка подтвердило результаты, полученные в ходе литолого-фациального анализа на основе скважинных данных. Кроме этого, прослежены границы выделенных тел в неразбуренной части месторождения.

#### **Список использованных источников**

1. Волков Д.С. Возможности количественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции сейсмических данных МОГТ-3D // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. №1 (36)
2. Арефьев С.В., Никифоров В.В., Котенёв Ю.А., Шабрин Н.В., Шарафутдинов А.Р. Особенности выработки запасов нефти юрско-нижнемеловых отложений на основании уточнения литолого-фациального строения месторождения // Нефть. Газ. Новации. 2022. № 3 (256). С. 26-31
3. Никифоров В.В., Султанов Ш.Х., Котенёв Ю.А., Шабрин Н.В., Шарафутдинов А.Р. Влияние литолого-фациальных особенностей и тектонического строения на распределения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов // SOCAR Proceedings № 2 (2023). С. 9-15



## СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

УДК 550.8.08

### ПРОГНОЗИРОВАНИЕ АВАРИЙ ПРИ БУРЕНИИ С ПОМОЩЬЮ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

*Р.А. Алиев, К.А. Саитов*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа*

С каждым годом задачи, казалось уже весьма непростым процессом – бурением скважин, только усложняются. Зачастую во время бурения происходят осложнения и аварии, которые увеличивают время, трудозатраты, и стоимость бурения.

Существует несколько основных видов аварий: прихваты, поломка в скважине долот и турбобуров, отвинчивание бурильных труб и дальнейшее падение в скважину. Прихват инструмента часто случается из-за некачественных и несвоевременных работ по его ликвидации, в результате чего возникает авария.[2]

Возникновение какого-либо вида осложнений или аварий зависит от многих причин, главным образом, от соответствия технологии бурения геологическим условиям, а также от исправности бурового оборудования.[1]

Такие осложнения при бурении сказываются на оперативных данных ГТИ (Геолого-технологических исследований) и служат для диагностики предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени — и прогнозирование прихватов бурового инструмента, его обрыва.[3]

В данной работе была предпринята попытка спрогнозировать осложнения, возникающие в процессе бурения, по данным ГТИ, с помощью нейронных сетей. Нейронные сети могут обрабатывать большие объемы данных и выявлять сложные зависимости между различными параметрами, что может помочь в повышении эффективности и безопасности бурения.

Осложнение – это ситуация, которая нарушает непрерывный технологический процесс бурения, вызывает дополнительные затраты времени, материалов и средств на сооружение скважины и оказывает существенное влияние на ее надежность при последующей эксплуатации. В процессе бурения нарушается равновесие пород, слагающих стенки скважин. Устойчивость стенок зависит от исходных прочностных характеристик горных пород, их изменения во времени под действием различных факторов.[4]

Осложнения при бурении и реконструкции скважин классифицируются по двум видам.[7]

1) Осложнения геологического характера:

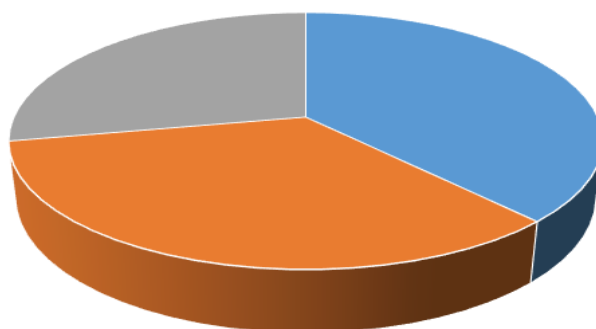
- Поглощения бурового или тампонажного раствора
- Газонефтеводопроявления
- Осыпи и обвалы пород, слагающих стенку скважины
- Сужение ствола скважины
- Прихват колонны бурильных или обсадных труб
- Растепление многолетнемерзлых пород

2) Техничко-технологические осложнения:

- Самопроизвольное искривление скважины

- Желобообразование
- Сальникообразование

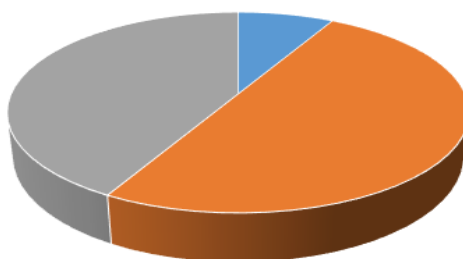
В течении 2022 года на шести условных участках было зафиксировано 31 осложнение геологического характера [7].



■ Поглощение бурового раствора 38% ■ Осыпи 34% ■ ГНВП 28%

*Рис. 1. Долевое распределение количества случаев осложнения геологического характера*

В течение 2022 года на шести условных участках было зафиксировано 36 осложнений технико-технологического характера [7]. На рисунке 2 представлено долевое распределение количества случаев осложнений технико-технологического характера.



■ Самопроизвольное искривление скважины 8%  
 ■ Желобообразование 50%  
 ■ Сальникообразование 42%

*Рис. 2. Долевое распределение количества случаев осложнения технико-технологического характера*

Одним из наиболее серьезных и распространенных осложнений, встречающихся при бурении скважин, является прихват бурильной колонны. Прихватом называется потеря подвижности бурильной колонны или скважинных приборов, которая не восстанавливается даже при приложении максимально допустимых нагрузок. [5]

Главным образом прихватообразованию способствуют: горно-геологические условия вскрываемого разреза; неудовлетворительная очистка ствола скважины от шлама; сужения и потери устойчивости ствола скважины вследствие осыпей, обвалов и ползучести горных пород; сальнико и желобообразования; седиментационная неустойчивость бурового раствора; продолжительное оставление инструмента в скважине без движения; прижатие колонны труб вследствие перепада давления в скважине и пласте.

Осложнение в виде прихватаообразования, так же не мало зависит от выбора способа бурения. К традиционным способам разработки пласта можно отнести вращательный способ в виде ГЗД или РУС.[6]

– применение РУС и интенсивное вращение колонны приводит к турбулизации потока, переносу шлама в зоны с более высокими скоростями восходящего потока(этот факт создает возможность предотвращения прихватаообразования);[6]

– необходимость использования ГЗД в режиме слайда и вращения увеличивает микроизвилистость ствола скважины, что приводит к увеличению коэффициента трения в открытом стволе, а также к появлению посадок и затяжек, что несколько увеличивает возможность образования прихвата. Применение ГЗД как таковое не может минимизировать прихват, однако выбор оптимальных режимных параметров позволяет создать обстоятельства, при которых риск возникновения прихвата будет минимальным.[6]

Основной целью данной работы является оценка вероятности осложнения, возникающего в процессе бурения скважины, а именно прихвата буровой колонны. В качестве исходных данных была выбрана 1 скважина в процессе бурения которой осуществлялась запись параметров ГТИ.

Для более лучшего обучения нейронной сети были выбраны данные отражающие наиболее широкий диапазон вариаций значений параметров:

- вес на крюке;
- ходы насоса;
- обороты ротора;
- давление на входе;
- расход на входе;
- расход на выходе;
- момент ротора.

Опираясь на проанализированные литературные источники [8, 9], было принято решение передавать данные алгоритму построчно. Это позволило лишить алгоритм возможности использовать сразу весь набор данных. Так обеспечивалась имитация обучения алгоритма в реальном времени.

В качестве метрики, для оценки качества работы алгоритма использовалась вероятность возникновения прихвата.

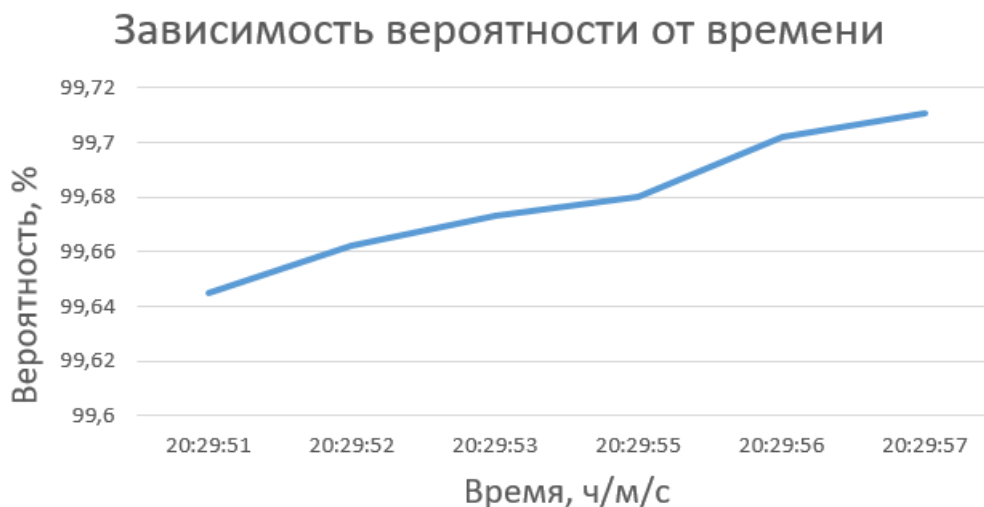
В таблице 1 представлены данные, отражающие зависимость точности от времени.

*Таблица 1. – Зависимость точности от времени*

Время	Точность, %
20:29:51	99,645
20:29:52	99,662
20:29:53	99,673
20:29:55	99,68
20:29:56	99,702
20:29:57	99,711

На рисунке 3 представлен график распределения процентной вероятности при приближении к аварийной ситуации. Исходя из характера поведений графика, видно,

что в нём присутствует зависимость. Это говорит о том, что структура нейронной сети применима.



*Рис. 3. – График распределения процентной точности при приближении к аварийной ситуации*

В процессе выполнения данной работы были решены следующие задачи:

- собран и проведён анализ данных ГТИ при бурении в различных условиях бурения в одной скважине;
- систематизированы исходные входные и выходные параметры в табличном виде;
- проведена нормализация исходных данных;
- подобрана оптимальная структура нейронной сети;
- проведено обучение нейронной сети.

Однако задача калибровки обученной нейронной сети по исходным данным и определении погрешности метода осталась нерешенной.

#### **Список использованной литературы:**

1. Овчинников В.П. Справочник бурового мастера: научно-практическое издание / В.П. Овчинников, С.И. Грачев, А.А. Фролов. – Тюмень, 2006. – 691с.
2. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении: учеб. пособие для вузов / И.П. Пустовойтенко. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 279с.
3. Самотой А.К. Прихваты колонн при бурении скважин: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра. 1978. – 207с.
4. Осложнения при бурении нефтегазовых скважин : учеб. пособие. – Иркутск : Изд-во ИрГТУ, 2013. – 247 с.
5. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие / А.П. Предеин. – Пермь: Издво Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 381 с.
6. Селиванов Н.С., Комаров С.А., Чудинова И.В. Анализ мероприятий по предотвращению прихватов бурительной колонны на Харасавэйском газоконденсатном месторождении // Успехи современного естествознания № 8, 2022

7. Шихженетов, М.А. Статистика количества видов осложнений при бурении и реконструкции нефтегазовых скважин / М.А. Шихженетов. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2023. — № 24 (471). — С. 65-67.

8. Щербаков Р.Э., Ковалев А.В. Использование методов машинного обучения «без учителя» для предупреждения прихватов / Р.Э. Щербаков, А.В. Ковалев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. — 2022. — Т. 333. № 4. — С. 66-78.

9. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Архипов А.И., Черников А.Д., Зинатуллина Л.И. Применение методов искусственного интеллекта в задачах предотвращения аварийных ситуаций при строительстве скважин / А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин, А.И. Архипов, А.Д. Черников, Л.И. Зинатуллина // Науки о Земле: Сырьевая база и геолого-разведка. — 2021. — С. 6-15.

УДК: 550.8.02

## **СПОСОБ ПОДГОТОВКИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАСТРОВОГО ИЗОБРАЖЕНИЯ, ОТРАЖАЮЩЕГО СИТУАЦИЮ И РЕЛЬЕФ МЕСТНОСТИ В ЗАДАЧАХ МАРШРУТИЗАЦИИ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ ПРОФИЛЕЙ**

***А.А. Буланкин***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа,  
аспирант)*

***В.М. Коровин***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа,  
профессор)*

***Ш.Г. Гарайшин***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, доцент)*

В данной работе предложен способ подготовки и использования растрового изображения, отражающего ситуацию и рельеф местности в задачах маршрутизации сейсморазведочных профилей. Суть данного способа заключается в использовании раstra высокого разрешения, вместо 2D и 3D тематических слоев при прокладке проектных профилей. Один пиксель изображения равен одному квадратному метру исследуемой местности. При помощи цифровой модели местности и цифрового ортофотоплана, полученных в результате дистанционного зондирования земли выделяются зоны с уклоном критическим для проезда техники, зоны природных и антропогенных объектов [1-3]. Идентифицированные участки переносятся на растр, каждая зона имеет свой тематический цвет.

Полученное изображение может иметь ширину и высоту в несколько десятков и сотен тысяч пикселей. Работа с таким изображением будет значительно затруднена, либо невозможна. В связи с этим, границы изображения определяются таким образом, чтобы его можно было разделить на равные части, площадью до 64км<sup>2</sup> и экспортировать массив изображений с координатами их привязки.

Массив изображений импортируется в проект ПО «ПСП2021» [4] с учетом координат привязки и формирует целостную картину площади. Затем строится граф, вершинами которого являются пиксели, смежные вершины соединяются ребрами, а вес ребер определяется по цвету ячейки. Далее решается задача маршрутизации с

использованием построенного графа, прокладка проектных профилей с учетом зон ограничений и залесенности.

Растровое изображение высокого разрешения, на котором отражается вся ситуация на местности, способно заменить 2D и 3D тематические слои, использовавшиеся ранее, как входные данные для маршрутизации проектных профилей. В разрабатываемом программном обеспечении [4] благодаря предложенному способу нам удалось:

1. Повысить предельное значение загружаемой площади, ранее это было 1000км<sup>2</sup> [4], на данный момент удалось загрузить имеющуюся реальную местность площадью 2496км<sup>2</sup> с минимальной нагрузкой на ЭВМ, площадь смело можно увеличить еще в 2-3 раза.

2. Повысить качество входных данных в 4 раза. За счет использования изображения с разрешением 1 пиксель = 1 м<sup>2</sup>;

3. Снизить скорость загрузки входных данных в 252 раза.

Предложенный способ подготовки и использования растрового изображения, отражающего ситуацию и рельеф местности, может быть использован при решении задач маршрутизации сейсморазведочных профилей и построения маршрутов в условиях пересеченной местности.

ЭВМ на которой проводилось тестирование имело следующие характеристики: процессор Intel Core i7 10-ого поколения, ОЗУ – 16Гб, видеокарта – GeForce 2060, жесткий диск – SSD.

#### **Список использованных источников:**

1. Патент № 2784695 С1 Российская Федерация, МПК G01V 1/00, G06F 16/29. Способ выполнения сейсморазведочных работ: № 2022111609: заявл. 28.04.2022: опубл. 29.11.2022 / Д. Д. Назыров, А. С. Сорокин, Д. А. Литвиченко [и др.]; заявитель Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-ГЕО";

2. Патент № 2681667 С1 Российская Федерация, МПК G01C 21/34. Способ прокладки маршрута движения подвижных объектов по пересеченной местности: № 2018108277: заявл. 06.03.2018: опубл. 12.03.2019 / П. А. Агеев, А. А. Иванов, С. Ю. Козлов [и др.]; заявитель федеральное государственное казенное военное образовательное учреждение высшего образования "Военная академия связи имени Маршала Советского Союза С.М. Буденного" Министерства обороны Российской Федерации, Общество с ограниченной ответственностью "Специальный Технологический Центр";

3. Патент № 2594374 С2 Российская Федерация, МПК G01C 21/34. способ построения маршрута передвижения на пересеченной местности: № 2014145708/28: заявл. 13.11.2014: опубл. 20.08.2016 / И. И. Шуклин, Н. И. Руднев, А. М. Шлык ; заявитель Российская Федерация, от имени которой выступает Министерство обороны Российской Федерации;

4. Буланкин, А. А. Программное обеспечение для оптимизации прокладки проектных профилей при проведении сейсморазведочных работ / А. А. Буланкин // Геология и геофизика - 2022: наука, производство, инновации : Материалы II Международной научно-практической конференции, Уфа, 13–14 октября 2022 года. – Тверь: ООО "ПолиПРЕСС", 2022. – С. 11-16.

## ЗАДАЧИ И МЕТОДИКА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

*Э.Р. Гарифуллина*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа,  
студентка 2 курса)*

Испытание пластов приборами на кабеле обеспечивает многократное испытание за одну спускоподъемную операцию отдельных участков пласта с целью определения его фильтрационных характеристик и измерения пластовых давлений – гидродинамический каротаж (ГДК).

В режиме ГДК из пласта под воздействием максимальной депрессии вызывают приток флюида, который последовательно заполняет при фиксированных депрессиях три секции пробоприемной камеры. Одновременно на поверхности ведут регистрацию изменения давления на всех трех этапах заполнения камеры, вплоть до полного восстановления пластового давления, после чего отобранная проба «сбрасывается» в общий пробосборник. Количество участков, исследованных таким образом за одну спускоподъемную операцию, изменяется от 10 до 30 в зависимости от проницаемости исследуемых пород. В многоцикловом режиме ГДК проводят 2-4 повторных исследования в одной точке без отрыва скважинного прибора от стенки скважины с целью определения характера насыщенности коллектора.

При этом решаются такие задачи, как выделение коллекторов по наличию притока из пласта; становление граничных значений геофизических параметров для последующего выделения коллекторов по данным ГИС; определение пластового давления и фильтрационных характеристик коллекторов и вмещающих пород, изоляционных свойств пород-покрышек; уточнение эффективных толщин продуктивных объектов; уточнение положения межфлюидалльных контактов и переходных зон; оценка эксплуатационных параметров, дебитов и продуктивности коллекторов на различных депрессиях; построение профиля притока и проницаемости по продуктивному объекту; определение характера насыщенности коллекторов; уточнение гидродинамической обстановки.

Процесс гидродинамического каротажа ГДК и/или опробования пластов сводится к последовательному выполнению следующих операций.

– Скважинный прибор в исходном положении спускается в скважину. На заданной глубине секторным герметизирующим элементом изолируется участок стенки скважины. Изолированный участок с сообщающимися каналами полости прибора образуют замкнутый объем.

– В начальный момент вызова притока в замкнутом объеме обеспечивается начальное давление, близкое к атмосферному. За счет разности давления на изолированном участке стенки скважины и в полости прибора из пласта начинает поступать флюид.

– По мере поступления флюида в замкнутый объем полости прибора давление в нем начинает расти и при достижении определенных значений начинается заполнение флюидом измерительных камер.

– После заполнения измерительных камер давление в замкнутой полости прибора опять начинает расти, пока не сравняется с пластовым.

– Отобранная камеры проба изолируется от участка пласта и поступает в накопитель проб.

– Обеспечивается разгерметизация участка отбора пробы и давление в первоначальном замкнутом объеме выравнивается с гидростатическим.

– Прибор переставляется на следующую точку исследований или поднимается на поверхность.

– В процессе проведения исследований производится регистрация давления притока и восстановления до пластового. Весь процесс измерений контролируется и управляется оператором по кривым восстановления давления.

Для определения пластового давления интерпретатор предварительно снимает с диаграммы давления по каждой приточной точке ГДК значение так называемого давления конца отбора. Затем из всех этих точек определяются те, в которых давление конца отбора соответствует стабилизации показаний на КВД. Для этих точек давление конца отбора будет приниматься за пластовое давление. Во всех остальных приточных точках давление конца отбора не будет пластовым давлением.

#### **Список использованных источников:**

1. Каган К.Г. Особенности гидродинамических исследований скважин в открытом стволе на примере шельфовых месторождений. – Актуальные проблемы нефти и газа. Вып. 2(37), 2022.

2. Шакиров А.А. Метод и технология ГДК-ОПК. Перспективы дальнейшего развития. – Нефть. Газ. Новации, 2020.

3. Аппаратура гидродинамического каротажа и опробования пластов АГИП-К: паспорт прибора. – АО НПП ВНИИГИС, 2012.

УДК 550.8

### **МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ОБОСНОВАНИЮ ГРАНИЧНОГО ЗНАЧЕНИЯ ВРЕМЕНИ ПОПЕРЕЧНОЙ РЕЛАКСАЦИИ ( $T_{2гр}$ ) НА ПРИМЕРЕ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**

***И.И. Ильясов, Т.В. Бурикова***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа,  
студент группы Гф-19, преподаватель)*

Граничное значение времени поперечной релаксации  $T_{2гр}$  - важный параметр, определяемый при интерпретации данных Ядерно-магнитного резонанса (ЯМР), по которому разделяют свободный и связанный флюид.

По кривой распределения  $T_2$ , возможно устанавливать значение  $T_{2гр}$  путем сопоставления этого распределения с данными, получаемыми при вытеснении свободной воды из образца. Непременным условием при этом является стандартизация величины максимального давления, при котором свободная вода полностью вытесняется из образца. Принято считать, что свободная вода полностью вытесняется при давлении 0,7 МПа (100 psi). Максимальное время поперечной релаксации, наблюдаемое на кривой распределения  $T_2$ , после вытеснения воды при этом давлении, принимается за граничное значение  $T_{2гр}$  (рис. 1) [1].



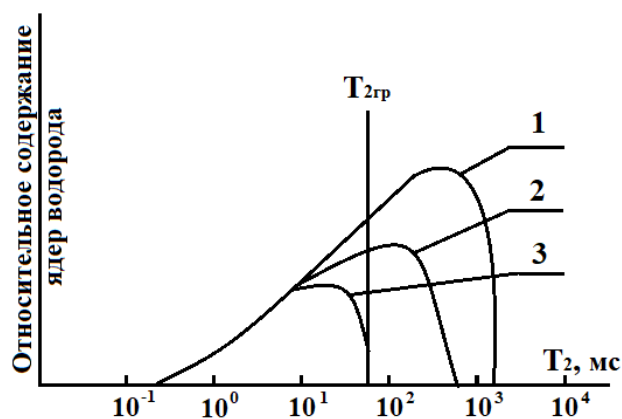


Рисунок 1 - Схематические кривые распределения  $T_2$  при различной степени вытеснения свободной воды: 1 – полное насыщение; 2 – частичное вытеснение свободной воды (вытеснение из крупных пор); 3 – полное вытеснение свободной воды

Однако из-за трудоемкости приведенного метода, на практике часто используется корреляционный способ обработки результатов интерпретации данных ЯМР совместно с результатами стандартных исследований образцов керна. В частности, по сопоставлению значений остаточной водонасыщенности, измеренных методом ЯМР ( $K_{o,v}^{ЯМР}$ ) и стандартными замерах остаточной воды на керне методом центрифугирования или капилляриметрии ( $K_{o,v}$ ), обосновывается  $T_{2гр}$  (Рис. 2) [2]. При этом для расчета  $K_{o,v}^{ЯМР}$ , как правило, используется стандартная отсечка (для карбонатов 92мс [1]). В дальнейшем данная зависимость используется для пересчета параметров ЯМР в  $K_{o,v}$  или подбирается отсечка  $T_{2гр}$  при условии лучшей сопоставимости  $K_{o,v}^{ЯМР}$  со стандартными методами.

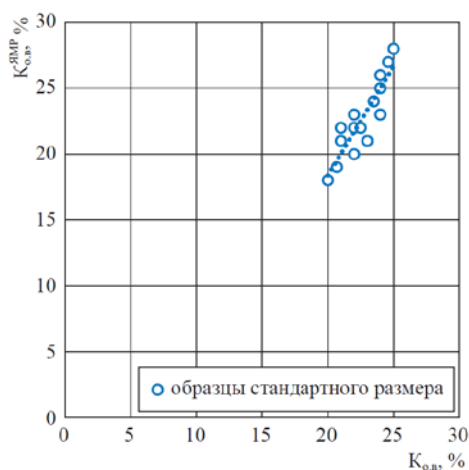


Рисунок 2 - Сопоставление значений остаточной водонасыщенности, измеренных методом ЯМР и стандартным методом [2]

По мнению авторов этот метод имеет большие погрешности. На рисунке 3 приведены примеры последовательного вытеснения воды с замерах спектра ЯМР, которые показывают, что при определенной структуре пород мы видим изменение в остаточной воде (рис. 3Б), при этом говорить об изменении отсечки  $T_{2гр}$  здесь некорректно, так как смещения спектра влево, как на образце (рис. 3А) не происходит. И если в данном случае использовать аналитический метод обработки, то ошибочно можно занести  $T_{2гр}$ .

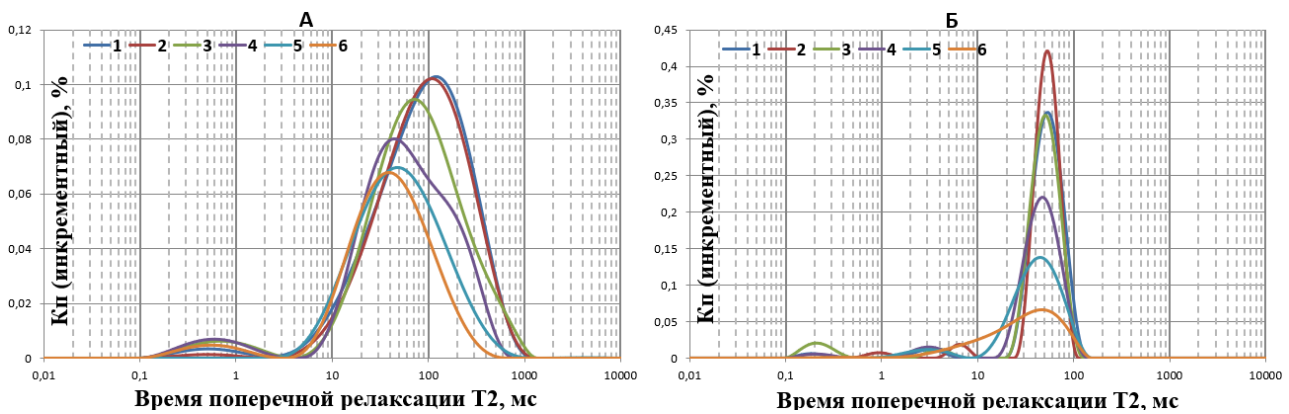


Рисунок 3 - Замеры спектров ЯМР при последовательном вытеснении воды методом центрифугирования на стандартных образцах керна карбонатных отложений Башкортостана

#### Список использованных источников:

1. Аксельрод С. М. Петрофизическое обоснование ЯМК в поле постоянных магнитов. Методология и результаты лабораторных исследований ЯМР-свойств пород. (по публикациям в американской геофизической печати) // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 1999. Выпуск 59. С. 28-47
2. Понамарева Е. А. Принципы аналитической обработки стандартных исследований керна с данными метода ядерно-магнитного резонанса с целью уточнения подсчетных параметров залежей углеводородов, научно-технический сборник «Вести газовой науки», №2 (47), 2021, С. 112-117

УДК 550.832.52

### ПРЯМЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ УРАНА, ТОРИЯ, КАЛИЯ ЗОНДОМ СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКОГО ГАММА-КАРОТАЖА

*Д.Р. Сахибгареев*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, студент*

В докладе рассматривается вопрос об модернизации гамма-каротажа спектрометрического, суть заключается в смене способа определения концентрации таких радиоактивных элементов, как Уран, Торий, и Калий.

В настоящее время измерение концентраций происходит с использованием концентрационной чувствительности, из-за чего погрешности в измерениях достигают 15%. Модернизация заключается в использовании иного подхода – методики калибровочно-поправочных функций.

Для реализации данного подхода необходимо создать 8 эталонов, воспроизводящих в различных сочетаниях максимальные и минимальные показания концентрации трех радиоактивных элементов. Такое количество эталонов необходимо для нахождения 8 неизвестных коэффициентов калибровочной поправочной функции прибора гамма-каротажа спектрометрического. Коэффициенты калибровочно-поправочной функции находятся путем решения линейных уравнений матричным способом. Для каждого канала, Урана, Тория и Калия данные коэффициенты будут индивидуальны.

Относительная погрешность аппроксимации на тестовом примере с округлением до 4 значащих цифр составила  $\pm 2,6\%$  для канала Урана при высоких его содержаниях, а для остальных двух каналов – меньше  $\pm 0,02\%$ .

Использованием методологии калибровочно-поправочных функций для приборов гамма-каротажа спектрометрического, как показала теория, можно существенно повысить качество результатов измерений концентрации радиоактивных элементов в глинистых коллекторах нефти.

#### Список использованных источников:

1. Лобанков, В.М. Основы проектирования геофизических измерительных систем. Учебное пособие/ Уфа: Изд-во УГНТУ, 2023.– С. 99-109

УДК 622.276

## ПОНЯТИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ

*Ю. С. Исакова*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет г. Уфа, студент*

**Целью** исследования - изучить проницаемость различных горных пород, а также определить факторы, влияющие на это свойство.

**Объектом** исследования будут различные горные породы.

**Проницаемость** – это способность горной породы пропускать через себя нефть или газ.

Проницаемость определяется размерами пор. Почти все осадочные породы: пески, песчаники, известняки, доломиты обладают проницаемостью. Чем выше проницаемость пластов, тем больше производительность пробуренных на них скважин, тем быстрее передается давление по пласту, тем более вероятной является продолжительность работы пласта при упруговодонапорном или водонапорном режимах, тем эффективнее могут быть проведены работы по поддержанию пластового давления и осуществлению вторичных методов разработки и тем выше нефтеотдача пласта.

Проницаемость была определена Анри Дарси по результатам экспериментов, посвященных изучению фильтрации воды в нецементированных песчаниках. В дальнейшем математический аппарат был уточнен, и проницаемость была выведена по уравнению движения вязких флюидов Навье-Стокса.

k-Коэффициент пропорциональности, который называется **коэффициентом проницаемости**.

В системе СИ за единицу измерения коэффициента проницаемости принят [м<sup>2</sup>]. На практике обычно используют - [мкм<sup>2</sup>], Дарси [Д], миллидарси [мД].

Физический смысл размерности коэффициента проницаемости-это величина площади сечения каналов пористой среды горной породы, по которым происходит фильтрация флюидов.

Существует несколько видов проницаемости:

**Абсолютная проницаемость** - проницаемость пористой среды, заполненной лишь одной фазой, инертной к пористой среде.

**Фазовая проницаемость** - проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем.

**Относительная проницаемость** пористой среды - отношение фазовой проницаемости этой среды к абсолютной.

По величине проницаемости продуктивные пласты делятся на:

Низкопроницаемые (от 0 до 100 мД);

Среднепроницаемые (от 100 мД до 500 мД);

Высокопроницаемые (более 500 мД).

Существует деление на 5 классов коллекторов (мкм<sup>2</sup>):

Очень хорошо проницаемые (>1);

Хорошо проницаемые (0,1 - 1);

Средне проницаемые (0,01 - 0,1);

Слабопроницаемые (0,001 - 0,01);

Плохопроницаемые (<0,001).

Вывод: изучение проницаемости важно для понимания их свойств и возможностей применения. Знание проницаемости позволяет оптимизировать разработку новых материалов. Исследования проницаемости также актуальны для разработки новых методов фильтрации.

#### **Список использованных источников:**

1. Основы нефтегазопромыслового дела: учебно-методическое пособие к выполнению практических работ для студентов специальности 130503 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" специализации "Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений" / УГНТУ, каф. РГКМ; сост.: С. Б. Харина, А. Ю. Харин. - Уфа: УГНТУ, 2010.

2. Определение показателей геологической неоднородности продуктивного пласта: учебно-методическое пособие по дисциплине "Геология нефти и газа" / УГНТУ, Октябр. фил., каф. РРНГМ; сост.: Р. А. Нафикова, О. А. Грезина. - Октябрьский: Изд-во УГНТУ, 2012.

УДК 622.276

## **ПОРИСТОСТЬ КАРБОНАТНЫХ И ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ**

*Э.М. Ханнаев*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, студент)*

**Целью** данного исследования является изучение и анализ пористости горных пород с целью определения их структурных и физических свойств.

**Объектом** исследования являются различные образцы керна, геологические породы с пористой структурой.

**Пористость** – доля объема образца коллекторской породы, заполненной флюидами.

**Песчанники** состоят из частиц разного размера. При условии, что распределение зерен по размеру является одномодальным, пористость не зависит от размера зерен. Ромбоэдрическая компоновка, которая обеспечивает самую тесную упаковку шаров, при которой коэффициент пористости составляет 26,7%. Вплне очевидно, что величина коэффициента пористости не зависит от диаметра шаров.

**Карбонаты** отличаются своей структурой, что объясняется характеристиками их осадконакопления. Некоторые карбонаты состоят из зерен, а другие образовались в результате отложений из минерализованных вод с повышенным содержанием ионов и не имеют зернистой структуры. Карбонаты предрасположены к влиянию диагенетических изменений, которые приводят к образованию вторичной пористости, это пористость, которая формируется в породе после ее отложения. Также пористость карбонатных отложений выделяется своей изменчивостью и простираем.

**По размерам** поры условно подразделяются на сверхкапиллярные, капиллярные и субкапиллярные.

**Вывод:** исследование пористости является важным и актуальным направлением в науке и инженерии материалов. Определение пористости позволяет понять и контролировать свойства различных материалов, что важно для разработки новых материалов и улучшения существующих технологий.

**Список использованных источников:**

1. Физика горных пород : учебное пособие / УГНТУ, каф. Геофизики ; сост. Л. М. Шишлова. - Уфа : УГНТУ, 2018

## СЕКЦИЯ 6. ПОЖАРНАЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

УДК 614.84

### УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП РАБОТЫ ПОЖАРНЫХ ГИДРАНТОВ

**С.Г. Аксенов**

*(Уфимский университет науки и технологий г. Уфа,  
заведующий кафедрой пожарной безопасности)*

**А.Б. Калмухамедова**

*(Уфимский университет науки и технологий г. Уфа, студент)*

Пожары являются одной из самых распространенных угроз для жизни и безопасности человека. Ежегодно жертвами возгораний становятся тысячи людей, а ущерб от них оценивается миллионами рублей. За прошедшие 12 месяцев 2022 года произошло 352 509 пожаров, на которых погибло 7 746 человек, а травмы получило 8 140 человек [2]. Несмотря на то, что по сравнению с 2021 годом количество пожаров несколько снизилось, они продолжают представлять серьезную угрозу для населения России. На сегодняшний день в населенных пунктах располагаются пожарные части, которые оснащены современным оборудованием. В борьбе с огненной стихией пожарным специалистам помогает пожарная техника различных типов и видов.

Пожарный гидрант – это оборудование, которое обеспечивает забор жидкости из водопроводной сети. Их главное применение – это наполнение цистерн пожарных машин через подключение пожарных рукавов. Также, в случае необходимости пожарные гидранты могут использоваться для тушения очага возгорания [1]. Выделяют два вида пожарных гидрантов: надземные (безколодезные) и подземные (с колодцем). Наиболее часто встречаемым и востребованным видом является подземный пожарный гидрант. Это объясняется тем, что подача воды из устройства подобного типа осуществляется бесперебойно, что непосредственно влияет на время и эффективность тушения пожара [5].

Пожарные гидранты безколодезной установки могут быть установлены в любой местности, главное, чтобы был источник воды. Устройство устанавливается на специальный люк (в городской местности) или на поверхность грунта [4]. На основании гидранта находится колонка, оснащенная двумя патрубками, обеспечивающие подачу воды. Благодаря патрубкам подача воды происходит непрерывно, что существенно сокращает время наполнения цистерны. Эксплуатационный срок безколодезного пожарного гидранта – 50 лет. По прошествии времени необходимо проводить демонтаж и установку нового пожарного гидранта. Подземный пожарный гидрант устанавливается на подземную водопроводную сеть (колодец). При использовании подземного гидранта крайне важно учитывать температуру жидкости в колодце, как правило она должна находиться в промежутке от 5 до 50°. Устройство подземного гидранта и пожарной колонки в колодце должно производиться исключительно в вертикальном положении [3]. Колодец, на который устанавливается подземный пожарный гидрант, не должен быть слишком глубоким, т.к. вода должна подаваться из скважины. Требования к установке пожарных гидрантов: пожарный гидрант может быть расположен на

дороге и на расстоянии не более 2,5 м от нее; гидрант должен быть расположен на расстоянии 50-100 м от стены ближайшего здания; категорически запрещается располагать пожарные гидранты на расстоянии менее 5 м от стены ближайшего здания, а также на разветвлении трубопроводов. Конструкция пожарного гидранта включает в себя три основные части: установочная головка, клапанная головка и стояк. Принцип действия устройства: после поворота штанги специальным ключом клапанная головка приходит в действие. После проделанных манипуляций начинается подача воды. Помимо наполнения цистерн пожарных машин, пожарные гидранты также могут выступать в качестве самостоятельного источника воды.

Таким образом, мы можем сделать вывод, что пожарные гидранты являются сложными устройствами, обеспечивающими эффективное тушение возгораний практически любого вида. Благодаря подземным пожарным гидрантам происходит бесперебойная подача воды, что позволяет сократить время ликвидации пожара. Также существенным преимуществом является то, что подземные гидранты укрыты от всевозможных технических повреждений. Надземные гидранты, в свою очередь, не защищены от повреждений, нанесенных руками человека или природными условиями. Преимуществом наземных пожарных аппаратов можно назвать относительную простоту установки, а также широкий спектр возможностей их использования в быту.

#### **Список использованных источников:**

1. Аксенов С.Г., Ишмеева А.С. Экологическая безопасность как фактор устойчивого развития страны. Форум. 2023. – № 3 (29). – С. 95-98.
2. Казакова Т.Е., Ишмеева А.С. Экономика города. Уфа, 2011.
3. Губайдуллина И.Н., Ишмеева А.С. Экономико-правовые проблемы экономической безопасности государства // сб.: Проблемы обеспечения безопасности // IV Междун. науч. конф. Уфа, 2022. – С. 429-433.
4. Губайдуллина И.Н., Ишмеева А.С. Влияние цифровизации на безопасность инфраструктуры // сб.: Обеспечение экономической безопасности России в современных условиях // Всеросс. науч. конф. Москва, 2022. – С. 41-44.
5. Аксенов С.Г., Губайдуллина И.Н. Анализ и оценка последствий ЧС, связанных с пожарами на промышленных предприятиях // Грузовик. 2022. – № 9. – С. 41-43

УДК 614.84

## **ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ МНОГОУРОВНЕВЫХ АВТОСТОЯНОК**

**С.Г. Аксенов**

*(Уфимский университет науки и технологий г. Уфа, заведующий кафедрой пожарной безопасности)*

**В.И. Янузакова**

*(Уфимский университет науки и технологий, г. Уфа, студент)*

Количество машин на дорогах увеличивается с каждым годом. В городах не хватает пространства для размещения машин, поэтому появился вопрос о том, где можно расположить машины без занимания большого количества пространства города. Многоэтажные парковки стали революционным решением, которое значительно разгрузило городское пространство. Несмотря на то, что многоэтажные парковки являются

нежилыми зданиями, на уровнях которых располагаются машины, существует некоторый пожарный риск. К многоэтажным автостоянкам предъявляются высокие противопожарные требования, ввиду того, что пожар на подобном объекте может распространиться с большой скоростью и принести большой ущерб. При обеспечении автостоянки пожарной безопасностью специалисты проводят оценку пожарной опасности данного объекта. Пожарный риск включает в себя возможность возникновения пожара на объекте, который может повлечь за собой большой материальный ущерб. Существует ряд некоторых факторов, которые влияют на уровень пожарного риска. Данные факторы зависят от вида автостоянки.

В России наиболее распространены следующие типы многоэтажных автостоянок: боксовые автостоянки; многоэтажные открытые автостоянки; подземные автостоянки [2]. Боксовые автостоянки представляют собой отдельные боксы с отдельным выездом, в которых хранятся машины. Многоэтажные открытые автостоянки – это стоянки, в которых отсутствуют наружные стеновые сооружения. Подземные автостоянки представляют собой помещения, которые расположены ниже отметки земли. Согласно своему функциональному назначению и удельной пожарной нагрузке на строительные материалы, по степени пожарной опасности, автостоянки относятся ко 2-й группе помещений. Пожарная безопасность открытых автостоянок обеспечивается своевременной уборкой различного мусора, наличием сквозных проездов по территории, запретом курения и проведения любых работ с горючими веществами и оснащением территории стоянки различным противопожарным оборудованием [4]. В подземных парковках правила обеспечения пожарной безопасности являются схожими, но имеют некоторые различия. Например, не допускается боксовое хранение автомобилей, если они разделены на места посредством сплошных перегородок. Допускается только сетчатое ограждение, которое должно быть выполнено из негорючих материалов. Главной опасностью подземных парковок в контексте пожарной безопасности является то, что, ввиду нахождения ниже отметки земли, помещение очень быстро заполняется токсичными газами и продуктами разложения, что значительно затрудняет процесс эвакуации людей с объекта [3]. Для эффективного обеспечения данных помещений пожарной безопасностью необходимо наличие систем пожаротушения, систем дымоудаления и оповещения людей. К многоэтажным автостоянкам предъявляются достаточно жесткие требования пожарной безопасности, ввиду того, что данные объекты зачастую расположены рядом с местами массового скопления людей. Крайне важным фактором является проектирование автостоянок. Для определения величины пожарного риска многоэтажных стоянок, необходимо рассмотреть некоторые факторы: огнестойкость конструкций, которые использовались при строительстве – огнестойкие конструкции являются эффективной преградой для замедления распространения огня при возникновении пожара. Чем больше этажность здания, тем выше пожарный риск. Это обуславливается тем, что тушение возгораний в многоуровневых зданиях значительно затрудняется тем, что пожар может захватить гораздо больше площади [1]. Наличие противопожарной защиты – наличие установок автоматического пожаротушения, сигнализации, систем дымоудаления и первичных средств пожарной защиты.

Таким образом, мы можем сделать вывод, что количество многоуровневых автостоянок увеличивается, ввиду того, что количество автомобилей на дорогах растет с каждым годом. Автостоянки являются крайне пожароопасными объектами, поэтому необходимо обеспечивать их надлежащей пожарной защитой на этапе их проектирования и строительства. Пренебрежение правилами пожарной безопасности на подобных объектах может привести к огромному материальному ущербу.



### Список использованных источников:

1. Аксенов С.Г., Ишмеева А.С. Экологическая безопасность как фактор устойчивого развития страны. Форум. 2023. – № 3 (29). – С. 95-98.
2. Казакова Т.Е., Ишмеева А.С. Экономика города. Уфа, 2011.
3. Губайдуллина И.Н., Ишмеева А.С. Экономико-правовые проблемы экономической безопасности государства // сб.: Проблемы обеспечения безопасности // IV Междун. науч. конф. Уфа, 2022. – С. 429-433.
4. Аксенов С.Г., Губайдуллина И.Н. Анализ и оценка последствий ЧС, связанных с пожарами на промышленных предприятиях // Грузовик. 2022. – № 9. – С. 41-43

УДК 621.182.44

## ВЛИЯНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЙ ПОВЕРХНОСТЕЙ ТЕПЛООБМЕНА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

**Байков И.Р.**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет  
г. Уфа, профессор, зав. кафедрой ПТЭ)*

**Бурдыгина Е.В.**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доцент)*

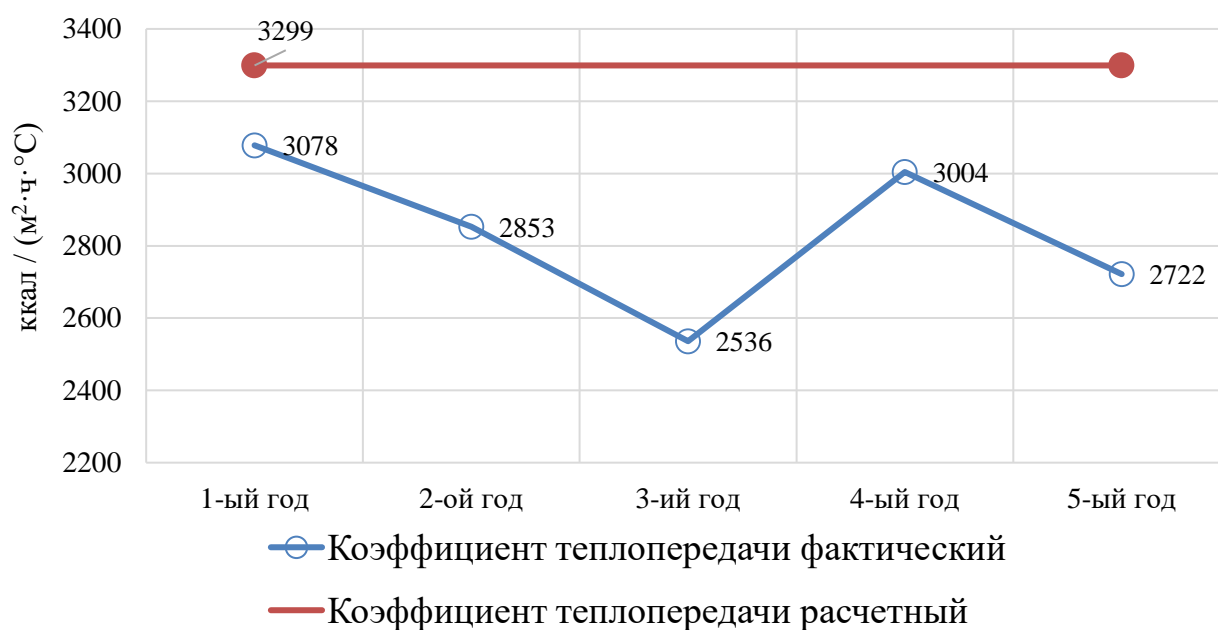
**Дунюшкин Г.К.**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, аспирант)*

Загрязнения играют ключевую роль в процессе теплообмена [1], поскольку от их толщины и теплофизических свойств [2], а именно коэффициента теплопроводности  $\lambda$  Вт/(м·К) зависит общая эффективность работы теплообменного аппарата [2].

Так, ниже на диаграмме приведен пример анализа влияния загрязнений на коэффициент теплопередачи  $K$  (ккал/м<sup>2</sup>·ч·К) реально существующего и эксплуатируемого теплообменного аппарата. При абсолютно чистом теплообменнике, коэффициент составляет 3299 (ккал/м<sup>2</sup>·ч·К). При последующей эксплуатации наблюдается снижение данного коэффициента, что влечет за собой уменьшение эффективности работы оборудования.

Также из диаграммы видно, что можно добиться частичного возвращения технических характеристик оборудования за счет промывки и очистки поверхностей теплообмена [3], что было произведено в конце 3 года эксплуатации теплообменника.



*Рисунок 1 – Влияние степени загрязнения теплообменных поверхностей на коэффициент теплопередачи теплообменного аппарата*

**Вывод.** Загрязнения поверхностей теплообмена оказывают существенное воздействие на эффективность работы теплообменных аппаратов. Это подчеркивает необходимость систематического контроля за состоянием аппаратов и регулярной очистки для обеспечения оптимальной работы систем теплопередачи.

#### **Список использованных источников:**

1. Галковский В.А., Чупова М.В. Анализ снижения коэффициента теплопередачи теплообменных аппаратов вследствие загрязнения поверхности // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» Том 9, №2 (2017) [Электронный ресурс]. – URL: <http://naukovedenie.ru/PDF/41TVN217.pdf> (дата обращения: 07.11.2023).
2. Елистратова Ю.В., Семиненко А.С., Минко В.А. Актуальность моделей загрязнения для диагностики состояния пластинчатых теплообменников // Вестник БГТУ им. В.Г. Шухова. – 2020. – № 10. – С. 33–40
3. Дмитриев А.В., Бадретдинова Г.Р., Борисова С.Д., Николаев А.Н. Восстановление поверхности теплообмена в условиях ее загрязнения при конденсации парогазовой смеси // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. – 2022. – Т. 24. – № 1. – С. 176-185

## РАЗРАБОТКА СИСТЕМ МОНИТОРИНГА АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ, ПОЖАРОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ МУЛЬТИСПЕКТРАЛЬНЫХ СИСТЕМ

*А.А. Балыклов,*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, аспирант)*

*Ф.Ш. Хафизов*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет*

*г. Уфа, профессор, зав. кафедрой ППБ)*

Разработка систем мониторинга аварийных разливов нефтепродуктов и пожаров с применением мультиспектральных систем (МС) имеет большую значимость для обеспечения экологической безопасности и предотвращения катастрофических последствий аварийных ситуаций [1]. Она позволяет сократить время реагирования на аварии, минимизировать их влияние на окружающую среду и предпринимать необходимые меры для предотвращения дальнейшего распространения разлива нефтепродуктов или пожара [2].

В работе были описаны особенности проектирования МС комплексирования изображений для обнаружения лесных пожаров и аварийных разливов нефтепродуктов.

МС имеет два отдельных оптических канала – инфракрасного и видимого спектрального диапазона. Для обработки видеоданных требуется также специализированный модуль обработки, позволяющий выполнить видеозахват с этих камер, реализовать алгоритм обнаружения пожара и комплексирования изображения, осуществить видеоархивирование и передачу видеоданных по запросу через канал связи [3].

Мобильный пункт управления выполнен на основе автомобиля повышенной проходимости с обеспечением возможности работы операторов в составе до трех человек внутри салона (рисунок 1).

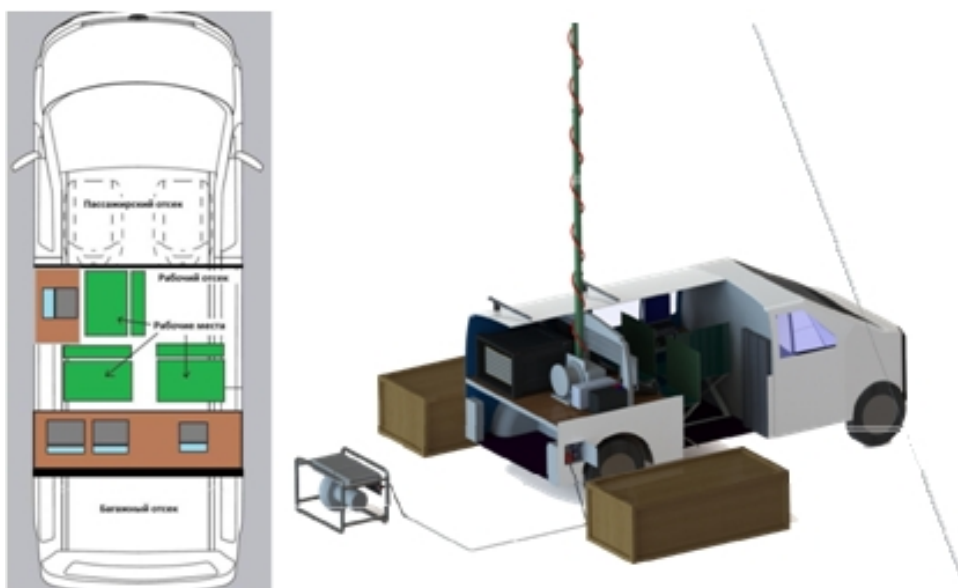


Рисунок 1 – Мобильный пункт управления ПАК обнаружения лесных пожаров и разливов нефтепродуктов

В случае обнаружения очага пожара, а также обнаружения разливов нефтепродуктов устанавливается режим наблюдения до момента его полного устранения. После посадки БЛА производится извлечение накопителя информации и производится предварительный анализ и дешифрование полученных материалов для составления дальнейших планов работы. В случае отсутствия признаков наличия очагов пожара и потенциально опасных ситуаций, производится демонтаж технических средств ПАК мониторинга и обнаружения лесных пожаров. Полученные материалы аэрофотосъемки передаются специалистам по созданию тематических геопространственных данных и специалистам по прогнозированию чрезвычайных ситуаций [3].

#### **Список использованных источников:**

1. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-004-91-ssbt> (дата обращения: 30.10.2023).
2. Ростопчин, В.В. Современная классификация беспилотных авиационных систем военного назначения. / В.В. Ростопчин // Интернет-издание [Электронный ресурс]. – URL: <http://coollib.com/b/322192/read> (дата обращения: 01.11.2023).
3. Современный комплексный мониторинг - надежный инструмент для повышения эффективности и безопасности горных работ. [Электронный ресурс]. – URL: <http://maxi-exkavator.ru/articles/different/~id=620> (дата обращения: 01.11.2023).

УДК 614.844.2

### **ПРЕИМУЩЕСТВА ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ ПЛАСТИКА В СОВРЕМЕННЫХ АВТОМАТИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ ПОЖАРОТУШЕНИЯ**

***И.С. Бурыменко***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г. Уфа, магистрант)*

***Ф.Ш. Хафизов***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, профессор, зав. кафедрой ППБ)*

***С.А. Имамудинов***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доцент)*

В докладе рассматриваются преимущества трубопроводов из пластика перед металлическими трубопроводами, а также различные материалы и их особенности в автоматических установках пожаротушения.

Основной частью автоматической системы пожаротушения (АУП) является система трубопроводов с оросителями, разделенными на секции. В этой системе присутствуют несколько элементов: магистральная (питающая) труба, а также трубы для подвода и распределения воды, на которых размещаются оросители. Построение и установка питающих и распределительных трубопроводов являются наиболее сложными и дорогостоящими задачами в спринклерных системах пожаротушения [1].

Рынок трубопроводных систем пожаротушения до недавних пор полностью состоял из металлических изделий. Температура плавления металла очень высока, и материалов с подобными показателями пожаростойкости, пригодных для изготовления в

системах пожаротушения, просто не существовало. Но научно-технический прогресс не стоит на месте, и на смену недолговечным и трудоемким в монтаже металлическим трубопроводам приходят трубопроводы из пластиковых материалов [1].

Негорючий пластиковый трубопровод - это тип трубопровода, который изготавливается из специальных материалов, не поддерживающих горение.

Один из примеров такого материала - хлорированный поливинилхлорид (CPVC). CPVC-трубы отличаются высокой огнеустойчивостью, что делает их безопасными при возгорании. Они способны выдерживать повышенную температуру и давление, что делает их подходящими для применения в спринклерных системах пожаротушения [2].

Еще одним примером может служить материал – полипропилен с добавлением антипиренов препятствующие горению (PPR). Добавление антипиренов в полипропиленовую трубу делает её действительно невозгораемой, а добавление базальтового слоя, делает еще и устойчивым к механическому воздействию [3].

Следует отметить, что неметаллические трубы имеют ряд преимуществ перед своими стальными «предшественницами»:

- коррозионная и химическая устойчивость
- сокращение сроков монтажа и строительства;
- сокращение трудоемкости монтажа в сравнении со сталью в 2,5 раза;
- сокращение расходов на строительство за счет ликвидации трубозаготовительных участков (затрат на газ, сварочное оборудование, оборудование для резки, гибки труб, нарезки резьбы); [1]

Трубопроводная сеть должна проектироваться таким образом, чтобы обеспечивать:

- 1) заданные параметры по расходу и давлению;
- 2) выполнение необходимых видов работ по контролю и испытанию трубопроводов;
- 3) осмотр, промывку и продувку трубопроводов;
- 4) защиту трубопроводов от статического электричества и токов растекания [4].

Первый и второй пункт выполняется как металлическим, так и неметаллическим трубопроводом в равной степени, третий выполняется для пластиковых трубопроводов гораздо реже, за счет отсутствия коррозии в данном типе материала, четвертый вовсе не опасен для систем из пластика, так как пластик обладает отличными диэлектрическими свойствами.

#### **Список использованных источников:**

1. Романова Е.Ю. Трубы из неметаллических материалов и методы их испытаний для оценки возможности их применения в АУП / Е.Ю. Романова, В.А. Былинкин, С.Н. Копылов, Р.Ю. Губин // Конференция «Актуальные проблемы пожарной безопасности», 2015. – Том 3. – С. 239-248

2. Огнезащитная полимерная композиция: патент РФ № 2015157448, 31.12.2015. / Константинов А.А., Москалев Е.В.; заявл. 31.12.15; опубл. 13.03.17, Бюл. N 12

3. Сайт компании «FIREPROFF». [Электронный ресурс] – URL: <https://https://fp01.ru/> (дата обращения: 01.11.2023).

4. Свод правил СП 485.1311500.2020 Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573004280> (дата обращения: 01.11.2023).

## МЕТОДЫ ОПРОСА ПОСТРАДАВШИХ НА ПРОИЗВОДСТВЕ

**Н.В. Вадулина**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, доцент)*

**Е.С. Макшанцева**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, студент)*

**Т.С. Макшанцева**

*(Муниципальное общеобразовательное бюджетное учреждение  
Лицей № 6 г.Мелеуз, учащийся)*

В докладе рассматриваются наиболее эффективный метод опроса пострадавшего на производстве.

Расследование несчастного случая является неотъемлемой обязанностью работодателя, которая зафиксирована в Трудовом кодексе РФ. В последнее время по статистике на производстве возросли несчастные случаи, поэтому нужно больше времени уделять не только инструкциям по безопасности и охране труда, но и более качественному опросу пострадавших, если произошла чрезвычайная ситуация. Проводить данное мероприятие нужно в любом исходе событий, даже при незначительных последствиях, так как от этого зависит безопасность людей в будущем. Точно заданные вопросы помогают собрать нужные сведения по происшествию, которые в дальнейшем помогут при расследовании. Несчастные случаи чаще всего не похожи между собой, поэтому важно учесть все особенности и задать корректные вопросы для предотвращения повтора происшествия в будущем [1].

Существуют разные методы опроса пострадавшего и проанализировав их, я считаю, что самым актуальным является метод «Пять почему», так как при помощи него можно узнать больше нужной и точной информации по происшествию и сложнее упустить какую-нибудь мелочь или наоборот убрать лишнюю информацию.

Метод опроса – психологический вербально-коммуникативный метод, заключающийся в осуществлении взаимодействия между интервьюером и респондентом, участвующих в опросе, посредством получения от субъекта ответов, на задаваемые вопросы [2].

Метод «Пять почему» – популярный метод исследования истинной причины происшествия, которой основывается на задавании вопроса «Почему» для получения нужной информации при расследовании. С помощью этого метода мы можем определить вследствие чего сотрудник так поступил, чем руководствовался, думал ли о последствиях и о безопасности себя и других людей, находящихся рядом, с какой целью не воспользовался средствами индивидуальной защиты. В связи с тем, что метод не подразумевает и не ограничивает в количестве каких-то конкретных вопросов, получить нужную информацию можно будет только в том случае, если человек, проводивший опрос будет задавать верные вопросы, направляемые пострадавшего в нужное направление и уточняя детали происходящего.

Таким образом, метод «Пять почему» хорошо использовать при опросе пострадавших, потому что при правильной постановке вопросов можно улучшить качество расследования несчастных случаев и повысить безопасность на производстве, а также сократить количество лишней информации, что уменьшит время расследования.

#### **Список использованных источников:**

1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197 –ФЗ (ред. От 04.08.2023, с изм. и доп. в силу с 01.09.2023) – ст.229.2.
2. Никандров В.В. Вербально-коммуникативные методы в психологии. / В.В. Никандров. – СПб.: Речь, 2002. – гл. 11

УДК 614.849

### **ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ**

***Н.Д. Валиева***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, студент)*

***Л.Х. Зарипова***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доцент)*

Резервуарные парки, предназначенные для хранения нефти и нефтепродуктов, являются основными взрывопожароопасными сооружениями производственных объектов нефтеперерабатывающей промышленности. Около 40 % аварийных случаев, зарегистрированных за последнее время, вызваны нарушением целостности или полным разрушением резервуаров, что приводит к возникновению взрывопожарных ситуаций [1].

Пожары в резервуарных парках характеризуются сложными процессами развития, как правило, носят затяжной характер и требуют привлечения большого количества сил и средств для их ликвидации. На сегодняшний день одной из важных задач является обеспечение пожарной безопасности таких объектов.

Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности резервуарных парков включают различные методы, в том числе, организация выполнения предписаний надзорных органов; разработка, изучение и выполнение требований инструкций по пожарной безопасности, организация пожарно-технической подготовки; противопожарная агитация и пропаганда, но, несмотря на принимаемые меры, на данных объектах нередко происходят пожары [2].

Основной проблемой в обеспечении пожарной безопасности на резервуарах являются условия для возгорания от источников зажигания, такие как насыщенная паровоздушная смесь и проливы [3].

Данный факт указывает на то, что проблема, связанная с противопожарной защитой резервуарных парков не имеет однозначного решения и данная проблема требует дальнейшей модернизации и усовершенствования мер по предотвращению и устранению пожаров.

#### **Список использованных источников:**

1. Багаутдинова Э.М., Обеспечение пожаробезопасности резервуарного парка / Багаутдинова Э.М., Попова Е.В. // В сборнике: Пожарная и аварийная безопасность, сборник материалов XIII Международной научно-практической конференции, посвященной Году культуры безопасности. – 2018. – С. 22-25.
2. Бакиров И.К. Отношение к пожарной безопасности в России. Государственный пожарный надзор и пожарные риски // Пожарная безопасность в строительстве. – 2010. – № 5. – С. 28-29.

3. Швырков С.А. Обеспечение пожарной безопасности нефтебаз ограничением разлива нефтепродуктов при разрушениях вертикальных стальных резервуаров: диссертация кандидата технических наук / Швырков С.А. // М. – 2001. – С. 180.

УДК 674.04

## ОСОБЕННОСТИ ЗАЩИТЫ ДРЕВЕСИНЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗНЫХ СОСТАВОВ

*А.М. Газизов*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, профессор)*

*Р.Р. Губайдуллина*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, магистрант)*

В современном строительстве широко применяются новые виды древесных материалов, и, в частности, из древесины, пропитанной и склеенной различными синтетическими смолами, огнезащитными соединениями и т.д. Одним из наиболее существенных недостатков древесных материалов является повышенная воспламеняемость и горючесть [1].

В настоящее время ко всем строительным материалам, в том числе и к древесине, предъявляются высокие требования по пожарной безопасности.

Таким образом, анализ литературных источников показал, что древесина очень ценный строительный, декоративно отделочный материал.

Однако наряду со своими преимуществами (высокой прочностью, малой тепло- и звукопроводностью, хорошей обрабатываемостью) она имеет ряд серьезных недостатков, одним из которых является повышенная воспламеняемость и горючесть. В связи с высокими требованиями пожарной безопасности, предъявляемыми ко всем строительным материалам, проблема снижения горючести древесных изделий является актуальной [2].

Целью работы испытание сосновых образцов, предварительно пропитанных: удобрениями суперфосфата, известково-глиняно-солевой обмазкой, кальцинированной содой и борной кислотой, и жидким стеклом на водной основе для обеспечения защиты от возгорания и обоснования одной из этих пропиток. Абсолютного способа защиты древесины от открытого пламени наукой до сих пор не изобретено, все имеющиеся средства позволяют лишь замедлить воспламенение и дать выигрыш во времени, чтобы ликвидировать огонь. Методы защиты основаны на введении в древесину достаточного количества химического вещества - антипирена. Использован экспериментальный метод для определения наиболее эффективного защитного слоя для сосновых образцов. Для эксперимента использовались сосновые образцы, смазанные смесью пропитки в несколько слоев и керамическая труба. Каждый из пяти образцов обработан огнезащитными удобрениями суперфосфата, известково-глино-солевой обмазкой, кальцинированной содой и борной кислотой, и жидким стеклом на водной основе. Анализируются параметры результатов исследования для оценки эффективности огнезащитных материалов для сосновых образцов. Рассмотренный метод дает возможность повысить пожарную безопасность древесных материалов строительного назначения [3-6].



Из всех испытываемых образцов образец с использованием жидкого стекла показала себя наиболее эффективно.

Пропитка, как и любой иной технологический процесс, помимо придания древесине новых свойств, таких как: снижение пожарной опасности или повышение биостойкости, может приводить к снижению прочностных показателей. Предлагается развитие исследования в направлении наиболее результативного образца защиты древесины. В связи с этим требуется провести дополнительные эксперименты с большим количеством образцов для разработки режимов пропитки с использованием жидкого стекла [7].

#### **Список использованных источников:**

1. Баратов А.Н., Андрианов Р.А., Корольченко А.Я., Михайлов Д.С., Ушков В.А., Филин Л.Г. Пожарная опасность строительных материалов- М.: Стройиздат, 1988. – 380 с.
2. Нигматуллина, Д. М. Пожарная опасность деревянных конструкций с глубокой пропиткой огнебиозащитными составами [Электронный ресурс] / Д. М. Нигматуллина, Е. Ю. Полищук, А. Б. Сивенков, Е. И. Стенина, В. М. Балакин // Технологии техносферной безопасности. – 2017. – № 3. – 73 с.
3. Эффективный метод синтеза N-замещенных 1,11-диокса-4,8-дитиа-6-азациклотридеканов / Е. Б. Рахимова, И. В. Озден, А. Г. Ибрагимов, У. М. Джемилев // Журнал органической химии. – 2016. – Т. 52, № 4. – С. 584-588.
4. Патент № 2467006 С1 Российская Федерация, МПК С07D 417/10. способ получения 3,3'-(1,2-фенилен)-бис-1,5,3-дитиазепинана и 3,3'-[метилден-бис-(1,4-фенилен)]-бис-1,5,3-дитиазепинана : № 2011123007/04 : заявл. 07.06.2011: опубл. 20.11.2012 / У. М. Джемилев, Е. Б. Рахимова, И. В. Васильева [и др.]; РАН.
5. Синтез производных пиримидин-2,4(ш,3щ-дионон, содержащих N-алкильные заместители / Г. З. Раскильдина, В. Ф. Валиев, И. В. Озден [и др.] // Журнал общей химии. – 2017. – Т. 87, № 8. – С. 1386-1389.
6. Синтез бис-1,5,3-дитиазепанов на основе ароматических диаминов / Е. Б. Рахимова, И. В. Озден, Е. С. Мещерякова [и др.] // Журнал органической химии. – 2015. – Т. 51, № 12. – С. 1821-1825.

УДК 614.84

### **ИССЛЕДОВАНИЕ СТОЙКОСТИ ЭПОКСИДНОГО ТЕРМОРАСШИРЯЮЩЕГОСЯ ОГНЕЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТАХ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

***Е.В. Головина***

*(Уральский институт ГПС МЧС России г. Екатеринбург, доцент)*

В условиях арктического климата проблема долговечности огнезащитных покрытий представляет не только научно-технический интерес, но и играет большое значение для обеспечения пожарной безопасности промышленных объектов.

Атмосферное старение обусловлено комплексным воздействием многих факторов – солнечной радиации, воды, кислорода воздуха, перепадов температур и т. д.

Скорость разрушения покрытий в атмосферных условиях примерно в 50 раз больше, чем в помещении [1]. Основной вклад в разрушение покрытий, расположенных в Арктической зоне, вносят фотохимические процессы, инициируемые солнечным светом, а также процессы окислительной и гидролитической деструкции, происходящие под влиянием кислорода, озона и содержащейся в воздухе воды.

Защитные свойства покрытий определяли посредством проведения испытаний в камере соляного тумана Q-FOG/SSP/600 по стандартному испытательному тесту ASTM B117, который заключается в непрерывном распылении солевого тумана в течение заданного времени. Для создания солевого тумана использован 5 %-й водный раствор NaCl, с pH 6,5–7,2. Температура испытаний составляет 35 °С. Продолжительность испытаний – период до появления существенных различий в защитных свойствах покрытий.

Огнезащитный вспучивающийся состав на основе эпоксидных смол обладает высокими защитными свойствами и низким влагопоглощением. Первые разрушения покрытия при испытании в камере соляного тумана появились после 645 часов испытаний. После испытаний покрытия в условиях повышенной влажности и температуры с периодическим орошением солевым раствором разрушений не обнаружено.

Также был проведен ряд испытаний по определению коэффициента терморасширения интумесцентных огнезащитных составов в соответствии с ГОСТ Р 12.3.047-2012 [18 НКР], руководством по оценке качества огнезащиты и установления вида огнезащитных покрытий на объектах [19 НКР].

Для оценки коэффициента вспучивания были отобраны образцы огнезащитных покрытий до экспозиции в камере соляного тумана и после проводили в муфельном шкафу при температуре 600 °С с выдержкой 5 минут.

Коэффициент вспучивания  $K_{вс}$  рассчитывался как отношение толщины вспученного слоя  $h_k$  исходной толщине покрытия  $h_0$ :

$$K_{вс} = h/h_0.$$

Коэффициент вспучивания покрытия определялся как среднее арифметическое трех измерений для всех испытанных образцов. Результаты проведенных исследований на определение коэффициента вспучивания терморасширяющихся огнезащитных материалов представлены в таблице:

*Таблица. Результаты испытаний на определение коэффициента вспучивания ОЗС до и после экспозиции в камере соляного тумана*

№ п/п	Вид образца покрытия	$K_{вс}$ ОЗС
1	Исходный образец	40,15
2	Образец выдержкой в камере с.т. 3 суток	17,65
3	Образец выдержкой в камере с.т. 6 суток	11,76
4	Образец выдержкой в камере с.т. 30 суток	7,35

Испытания огнезащитных покрытий в камере соляного тумана показали существенное сокращение коэффициента вспучивания исследуемых образцов: уже через 72 часа экспозиции и достигает наименьших значений через 30 суток выдержки в камере соляного тумана. Таким образом, снижение процесса образования пенококсового слоя в результате воздействия соляного тумана свидетельствует об утрате огнезащитной функции анализируемых покрытий, поскольку пенококкс выступает в качестве физического барьера, снижающего тепло- и массопереносы от пламенной зоны к защищаемой конструкции.

### Список использованных источников:

1. Головина Е.В., Калач А.В. Анализ средств огнезащиты стальных конструкций нефтегазового комплекса для климатических условий Арктического региона: монография. Екатеринбург: Уральский институт ГПС МЧС России, 2023. – 122 с.
2. ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс». (дата обращения: 13.10.2023).
3. Оценка качества огнезащиты и установления вида огнезащитных покрытий на объектах: руководство. – М.: ВНИИПО, 2010. – 14 с.

УДК 614.841

## ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГОСУДАРСТВЕННОГО НАДЗОРА В СФЕРЕ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

*Н.Ф. Горбунова*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, студент)*

*И. К. Бакиров*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доцент)*

Одной из важных составляющих обеспечения экономической безопасности Российской Федерации является пожарная безопасность опасных производственных объектов нефтегазовой отрасли, под которой понимается состояние защищенности работников и третьих лиц, имущества предприятия, общества и государства от пожаров [1].

На протяжении последних семи лет экономический ущерб от пожаров на нефтяных опасных производственных объектах снизился в среднем на 35%, число погибших в них людей – на 33%, но пострадавших в пожарах увеличилось на 40% [2].

Наиболее уязвимые объекты для пожаров являются резервуары с бензином, дизелем, сырой нефтью. Согласно статистике Главтранснефти 48,3% от всех пожаров приходилось на нефтебазы [3].

Технологии не стоят на месте: изобретаются новые виды стали, применяются усовершенствованные виды молниеотводов, меняется насосное оборудование. Все это позволило использовать более емкие резервуары для горючих жидкостей, соответственно значительно вырос риск крупных пожаров [4].

Под государственным надзором находятся более 170 тысяч опасных производственных объектов, рассматривается более тысячи дел по административному правонарушению [5].

Сегодня Федеральный государственный пожарный надзор – это структура, организующая и проводящая проверки деятельности организаций и граждан, состояния используемых (эксплуатируемых) ими объектов защиты. Внесены серьезные изменения в законодательство, регулирующие те или иные аспекты осуществления федерального государственного пожарного надзора. Федеральный государственный пожарный надзор располагает действенным инструментарием по пресечению нарушений в области пожарной безопасности, базирующимся на соответствующих

положениях Кодекса об административных правонарушениях, в который внесены изменения, расширяющие перечень должностных лиц ФГПН, наделенных правами рассматривать и принимать решения по административным делам. Помимо этого ужесточены санкции к виновным лицам по отдельным составам правонарушений в сфере пожарной безопасности [6].

Вместе с тем, подразделения МЧС России, осуществляющие федеральный государственный пожарный надзор, к сожалению, не всегда эффективно влияют на складывающуюся обстановку с пожарами, не в полной мере реализует имеющиеся надзорные полномочия.

Представляется, что количественные показатели эффективности деятельности органов государственного пожарного надзора невозможно улучшить лишь путем организационных преобразований. Помимо этого, необходимы качественные изменения нормативно-правовой базы. Предлагается повысить уровень нормативно-правовой базы, ответственности и роль административных наказаний пожарного надзора резервуарами. Для достижения поставленной задачи предлагается принятие нормативно-правовых актов порасширению нормативных требований, полномочий должностных лиц пожарного надзора, в том числе в применении административных и дисциплинарных наказаний при выявлении нарушений в ходе пожарного надзора и производственного контроля резервуаров с горючими веществами.

#### **Список использованных источников:**

1. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности».
2. Пожары и пожарная безопасность в 2019 году: Статистический сборник. Подобщей редакцией Д.М. Гордиенко. М.: ВНИИПО, 2020. 80 с.: ил. 30.
3. Анализ статистических данных о пожарах на объектах нефтепромысла Исатов А.В.
4. Федеральный закон № 123 от 22 07.2008г. Технический регламент «О требованиях пожарной безопасности».
5. КоАП РФ Статья 20.4. Нарушение требований пожарной безопасности
6. Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях от 30 декабря 2001 г. № 195–ФЗ.
7. Постановление Правительства Российской Федерации от 12 апреля 2012 г. № 290 «О федеральном государственном пожарном надзоре».
8. Расчет пожарных рисков объектов топливно-энергетического комплекса. Хафизов Ф.Ш., Бакиров И.К. Пожаровзрывобезопасность. 2010. Т. 19. – № 11. С.31-35.
9. О сложностях определения пожарного риска и угрозы жизни людей от пожара. Бакиров И.К., Халиуллина И.Р. Пожаровзрывобезопасность. 2015. – Т. 24. – №1. –С.5-8.
10. Психологические аспекты повышения уровня безопасности труда. Мухамедеев Р.И., Бакиров И.К., Мухамедеев И.Г. Вестник Башкирского государственного аграрного университета. 2014. – № 3 (31). – С. 118-121.

## ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУБЧАТОЙ ПЕЧИ ЗА СЧЕТОВОЙ СИСТЕМЫ СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА

*Е.Д. Дехтярев*

*(Самарский Государственный Технический Университет, г. Самара, магистрант)*

*А.С. Печников*

*(Самарский Государственный Технический Университет, г. Самара, доцент)*

Трубчатая печь является аппаратом, предназначенным для огневого нагрева жидких и газообразных нефтепродуктов, находящихся в трубном пространстве змеевиков за счет теплоты, выделяющейся при сжигании топлива в топочной камере печи.

Трубчатые печи большой единичной мощности типа ГС [1] имеют систему сжигания топлива, основанную на газо-мазутных горелках, расположенных в один ряд по центру пода печи, которые обеспечивают горение топлива в свободных вертикальных факелах. Так как свободный диффузионный турбулентный факел имеет 3 зоны по интенсивности горения (зона смешения, зона горения и зона догорания), то и трубные змеевики воспринимают теплоту горящих факелов неравномерно. Наибольшее значение теплонапряженности поверхности нагрева (с превышением в 1,5 раза) наблюдается в средней части топки печи, здесь же наблюдаются наибольшее количество прогаров змеевиков.

Если рассматривать факторы пожарной опасности трубчатых печей типа ГС, то в первую очередь это:

- высокая температура в топке печи ( $700\div 850$  °С) и в трубном змеевике ( $260\div 420$  °С);
- большое количество нефтепродукта, постоянно находящегося в змеевике (до 7000 кг);
- возгорание нефтепродуктов при прогарах трубного змеевика с вероятностью взрыва.

Прогар трубных пучков возможен при касании их языками неотрегулированных факелов, поэтому ширина топки печей указанного типа составляет  $4\div 5$  м, что увеличивает габариты и материалоемкость печи.

В печах с расположением змеевиков по центру печи и излучающими стенами топки применяются стеновые горелочные устройства. Наиболее эффективной разработкой по сжиганию топлива в режиме беспламенного настильного горения является система сжигания топлива на основе вихревых плоскопламенных горелок выполненной сотрудниками кафедры МОНХП СамГТУ.

Факел этих горелок, как показывают исследования [2] и наглядно представленный на рис. 1, распространяется в пристенном слое толщиной  $150\div 200$  мм и равномерно обогревает стену топки печи, выполненной из огнеупорного материала, что значительно снижает вероятность локальных перегревов трубных змеевиков. Благодаря равномерному температурному профилю экранной поверхности нагрева увеличиваются пробеги змеевиков, предотвращается преждевременный ремонт труб из-за прогаров и все это снижает пожарную опасность печей такого типа.



*Рисунок 1 – Работа вихревых плоскопламенных горелок при испытании в печи и распространение факела по кладке печи*

При такой системе сжигания топлива возможно значительное уменьшение ширины топки печи (до  $1,2 \div 1,6$  м) без вероятности разрушения змеевика от прогаров, что значительно снижает габариты всей печи и металлоёмкость конструкции.

**Список использованных источников:**

1. Трубчатые печи. Каталог ВНИИ НЕФТЕМАШ. – издание 4-е, испр. и дополн. – Москва: ЦИНТИхимнефтемаш, 1990. – 31с.
2. Печников А.С., Григорян Л.Г. Формирование излучающей поверхности в трубчатых печах пиролиза вихревыми горелками диффузионно-кинетического типа / А.С. Печников, Л.Г. Григорян // Вестник СамГТУ. – Самара: СамГТУ, 2010. – С. 204-209.

УДК 614

## **ОГНЕЗАЩИТА СТРОИТЕЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ**

***К.С. Забара***

*(Уфимский университет науки и технологий, г. Уфа, студент)*

***И.Н. Губайдуллина***

*(Уфимский университет науки и технологий, г. Уфа, доцент)*

При возникновении крупного пожара важно предотвратить обрушение здания, защитить жизни людей и минимизировать материальный ущерб. Для этого повышают огнестойкость строительных материалов и конструкций с помощью пассивных способов огнезащиты, таких как обетонирование, покрытие специальными химическими составами, создание защитных кожухов.

Предотвращение обрушения зданий во время пожара представляет собой сложную задачу, требующую сочетания профессиональных навыков и правильной организации. Вот несколько основных мер, которые необходимо принять: соблюдение строительных норм и правил пожарной безопасности при проектировании и строительстве здания; использование огнестойких материалов и компонентов; установка автоматической системы пожаротушения, включая детекторы пламени и задымления, спринклеры или систему газового тушения; постройка систем пожарных выходов и эвакуации в соответствии с правилами пожарной безопасности и т.д. Важно отметить, что данные меры являются общими рекомендациями, и каждый конкретный случай требует индивидуального подхода и оценки рисков.

Огнезащитные мероприятия проводятся с целью снижения пожарной опасности конструкций и обеспечения их требуемой огнестойкости. Для каждого возводимого или уже построенного здания существует его собственная категория как объекта пожарной опасности (в соответствии с нормами и СНиП). На основании данной категории и определяется комплекс мероприятий по его защите. Существуют различные методы противопожарной защиты конструкций.

Покрытие огнезащитной краской: на поверхность наносится специальная краска, которая препятствует распространению огня.

Использование огнестойких покрытий: строительные материалы покрываются специальными покрытиями для повышения их огнестойкости. Эти покрытия образуют защитную пленку, которая предотвращает проникновение пламени и выброс загрязняющих веществ в случае пожара.

Существуют различные материалы, которые могут быть использованы для огнезащиты строительных конструкций, включая гипсокартон, огнестойкие плиты, огнезащитные смеси и т.д. Эти материалы создают барьер между огнем и конструкцией, предотвращая ее разрушение, увеличивая время на эвакуацию людей.

Огнезащитные системы включают в себя различные компоненты, такие как датчики, спринклеры, системы дымоудаления и другие устройства, которые автоматически срабатывают при возникновении пожара. Эти системы помогают контролировать и ликвидировать пожар до прибытия пожарных служб, что в разы облегчает задачу и повышает безопасность. Важно помнить, что выбор метода огнезащиты зависит от типа конструкции, ее назначения и требований пожарной безопасности. Поэтому перед тем, как выбрать метод огнезащиты, необходимо провести анализ и выяснить, что именно подходит для данного случая [2].

Выбор метода огнезащиты конструкции входит в этап проектирования. Оно направлено на обеспечение безопасности зданий и сооружений в случае возникновения пожара. Оно включает в себя разработку систем и мер по предотвращению и ограничению распространения огня, а также обеспечение возможности быстрого и безопасного эвакуации людей. В процессе проектирования огнезащиты необходимо учитывать факторы, влияющие на нее. Другими мерами по огнезащите могут быть применение огнеупорных материалов для строительства и отделки, установка противопожарных дверей и стекол, создание систем зоны противопожарного ограждения, которые ограничивают распространение огня. В проекте делаются расчеты по пределу огнестойкости конструкций. От этого зависит, какой состав или средство применить для повышения предела огнестойкости [1]. Противопожарная защита, которая используется в конструкциях, должна быть безопасной для людей, особенно это касается красок, лаков и других отравляющих веществ, которые могут нанести вред здоровью человека.

Проектирование огнезащиты является сложной и ответственной задачей, требующей учета множества факторов и соответствующего применения нормативно-технической базы и регламентов по пожарной безопасности.

#### **Список использованных источников:**

1. Проекты огнезащиты в 2023 году [Электронный ресурс]. Режим доступа: Проекты огнезащиты в 2023 году | АБ МБР (mosoblreg.ru) (дата обращения: 02.10.2023).
2. Способы огнезащиты конструкций [Электронный ресурс]. Режим доступа: Способы огнезащиты конструкций и материалов – статьи ГК «Унихимтек» (ograh.ru) (дата обращения: 02.10.2023).
3. Ишмеева А.С. Деятельность органов управления государственной власти в сфере управления безопасностью и риском // Актуальные проблемы права и государства в XXI веке. – 2012. – Т. 4. – № 2. – С. 79-85.

УДК 614.84

### **К ВОПРОСУ О ФОРМУЛИРОВКЕ ГИПОТЕЗЫ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕХАНИЗМОВ СТАБИЛИЗАЦИИ ПЕН ДЛЯ ПОЖАРОТУШЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ЗОЛЬ-ГЕЛЬ ПРОЦЕССОВ**

***Р.Р. Зинатуллин***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, магистрант)*

***Р.М. Султанов***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, профессор)*

***И.В. Озден***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доцент)*

Повышение огнетушащей эффективности пенного пожаротушения посредством стабилизации воздушно-механической пены с помощью соединений кремния, а также придания ей новых физико-химических свойств является чрезвычайно перспективным направлением исследований, что подтверждается результатами, полученными в ходе тушения твёрдых и жидких горючих материалов (ГМ) модифицированными пенами [1-3]. Существенное снижение времени тушения, а также отсутствие повторного воспламенения, обусловленное отвердением пены и её превращением в термостойкий пено-керамический материал [2-3], легко смываемый водой, обуславливает интерес к тем физико-химическим механизмам, которые лежат в основе такого процесса тушения. Как утверждают авторы, такая эффективность тушения обеспечивается «за счёт протекания золь-гель преобразования пены» [3]. Так называемый золь-гель переход протекает непосредственно в структуре пены, которую сами авторы называют «вспененным гелем кремнезёма». Поскольку физико-химические механизмы, лежащие в основе как процесса получения «модифицированной пены», так и самого процесса тушения неизвестны, то необходимо сформулировать гипотетические положения относительно природы данных процессов и проверить их при проведении экспериментов. Для корректной формулировки гипотезы предлагается следующий план:

1. Анализ и систематизация литературных данных, посвященных физико-химическим механизмам тушения воздушно-механической пеной твёрдых и жидких ГМ.



2. Анализ и систематизация литературных данных, посвященных золь-гель процессам и специфике их протекания для золь кремния.

3. Анализ и систематизация литературных данных, посвящённых стабилизации пены с помощью золь-гель процессов.

4. На основе систематизированных данных – формулирование гипотезы о природе физико-химических механизмов, реализующихся при тушении твёрдых ГМ (на примере БТП), а также гипотетическая модель процесса тушения для жидких ГМ (на примере нефти и нефтепродукта).

По мнению крупного специалиста в области философии и методологии науки В. С. Стёпина [4] в процессе научного познания существенную роль играет формирование «идеальных типов» - теоретических конструктов, которые являются абстрактными моделями существенных свойств и связей изучаемого объекта. По нашему мнению, корректная разработка такого конструкта может поспособствовать процессу разработки проблемы применения золь-гель технологии в повышении эффективности пенного пожаротушения.

#### **Список использованных источников:**

1. Пат. 2590379 Российская Федерация Вспененный гель кремнезёма, применение вспененного геля кремнезёма в качестве огнетушащего средства золь-гель способ его получения [Текст] / И.М. Абдурагимов, А.В. Виноградов, В.В. Виноградов и др.; заявитель и патентообладатель общество с ограниченной ответственностью НПО «СО-ПОТ». –№2015110625/05; заявл. 26.03.2015; опубл.10.07.2016, Бюл. №19. – 32 с.

2. Абдурагимов, И.М. Быстротвердеющие пены – новая эра в борьбе с лесными пожарами / И. М. Абдурагимов, Г. Н. Куприн, Д. С. Куприн // Журнал «Пожары и чрезвычайные ситуации: предотвращение, ликвидация». – М., 2016. – №2. – С. 7-13.

3. Абдурагимов, И.М. Механизм огнетушащего действия быстротвердеющих пен на основе структурированных частиц кремнезёма / И.М. Абдурагимов, Г.Н. Куприн, Д. С. Куприн // Журнал «Пожары и чрезвычайные ситуации: предотвращение, ликвидация». – 2016. – № 4. – С. 50-55.

4. Стёпин, В. С. Теоретическое знание. – М, 2000. – С. 122-127.

**ВИРТУАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ НАВЫКОВ ПОДГОТОВКИ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ К БЕЗОПАСНЫМ  
ПРОВЕДЕНИЯМ ОГНЕВЫХ РАБОТ  
НА НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕМ ЗАВОДЕ**

***Е.В. Иванова***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, магистрант)*

***И.И. Зарипов***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, магистрант)*

***Л.Х. Зарипова***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доцент)*

Огневые работы – производственные операции, связанные с применением открытого огня, искрообразованием и нагреванием до температуры, способной вызвать воспламенение материалов и конструкций (электросварочные, газосварочные и паяльные работы, бензо-, керосиновая резка, механическая обработка металла, работы с применением ацетиленовых генераторов, газопламенной обработки металлов с использованием кислорода и сжиженных (сжатых) газов).

К выполнению огневых работ следует приступать только после окончания всех подготовительных работ и мер по обеспечению пожарной безопасности на месте проведения работ, предусмотренных нарядом-допуском на выполнение огневых работ [1].

Подготовка рабочего места к проведению огневых работ является важнейшей частью, так как большинство аварий на нефтеперерабатывающих заводах во время проведения огневых работ происходят из-за халатности персонала к подготовке рабочего места.

К основным опасным факторам пожара относятся: пламя, искры, тепловой поток и т.д. [2].

Вновь устроившиеся работники далеко не всегда понимают важность данного этапа, в результате чего они подвергают опасности свою жизнь и окружающих.

Виртуальная модель позволяет пройти теоретический курс по правилам приказа №528 от 15.12.2020, а именно по требованиям безопасности к ведению огневых работ, и после сдать экзамен. Сдав теоретический раздел, работнику разрешено пройти практический раздел, в котором заданием является правильно подготовить технологическое оборудование и рабочее место к проведению огневой работы. По окончании подготовки виртуальная модель покажет результат, он будет положительным, если все выполнено верно, и отрицательным с дальнейшим показом возможных последствий – если в ходе подготовки была выявлена какая-либо ошибка [3].

Виртуальная реальность обеспечивает полное погружение в компьютерную среду, окружающую пользователя и реагирующую на его действия естественным образом.

Таким образом, виртуальная модель позволяет наглядно и безопасно обучиться методам подготовки технологического оборудования к последующему проведению огневых работ вновь устроившимся работникам.

### Список использованных источников:

1. Приказ №528 от 15.12.2020 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ".
2. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 № 123-ФЗ.
3. Соломатов В. М, Технология виртуальной реальности / Соломатов В.М., Курпас Т.С. // Научная статья / Ачинский техникум нефти и газа имени Е.А. Демьяненко, Красноярский край – 2022.– С. 37-40.

УДК 614.84

## СОРБЦИОННАЯ ОЧИСТКА ВОДНЫХ РЕСУРСОВ

*А.С. Ишмеева*

*(Уфимский университет науки и технологий г. Уфа, доцент)*

*М.В. Цыпышева*

*(Уфимский университет науки и технологий г. Уфа, студент)*

Россия входит в группу стран мира, которые наиболее обеспечены водными ресурсами как по общим запасам, так и в расчете на одного жителя. Ввиду того, что пресная вода – это ограниченный ресурс, необходимо применять различные способы по ее сохранению и переработке. Одним из наиболее распространенных решений является очистка сточных вод, направленная на удаление загрязнений различного рода из сточной воды перед ее попаданием в природные водоемы [2].

Сорбционная очистка воды – это наиболее распространенный метод по очистке водных ресурсов на сегодняшний день. В процессе очистки применяются специальные сорбенты, проходя через которые вода избавляется от нежелательных примесей [3]. На сегодняшний день существует большое разнообразие сорбентов: гранулированные, порошкообразные, волокнистые и т.д.

Принцип работы сорбирующих материалов достаточно прост: находясь в водной среде, они притягивают молекулы вредных примесей к своей поверхности. Данное явление объясняется различными физико-химическими свойствами сорбирующих веществ, которые взаимодействуют с загрязнениями [1]. Стоит заметить, что в зависимости от рода загрязнений используются разные сорбенты, например синтетические сорбенты применяются для очищения воды от нефтепродуктов, а углеродные – для удаления следов металлов и ртути [6].

После определения необходимых факторов, начинается процесс очистки воды, который проходит в несколько этапов. Первым этапом является подготовка объема воды, которая заключается в предварительной очистке воды от крупных примесей с помощью различных фильтров. Далее наступает стадия контакта, при которой сорбент начинает взаимодействовать с объемом воды с последующей адсорбцией загрязнителей (примеси задерживаются на поверхности сорбента). После происходит отделение очищенной воды от сорбирующих веществ с помощью специальных фильтров или обратного промыва [8]. Стоит обратить внимание на то, что при необходимости сорбент может быть регенерирован и использован повторно, что существенно сокращает затраты на его приобретение.

Использование сорбентов является достаточно универсальным и эффективным методом очищения воды, который взаимодействует с широким рядом загрязнителей. Именно поэтому, сорбционный метод уже много лет является неотъемлемой частью системы очистки не только промышленной, но и питьевой воды. Ввиду того, что данный метод используется для очистки питьевой воды можно сделать вывод, что он является наиболее экологически безопасным не только для природы, но и для человека. Недостатком других способов очистки водных ресурсов является то, что при их использовании применяются химические реагенты, после которых остаются отходы, которые необходимо утилизировать, что создает дополнительные затраты [4].

Несмотря на то, что некоторые сорбенты можно использовать повторно после их регенерации или очищения, может наступить момент, когда их будет необходимо заменить [5].

Таким образом, мы можем сделать вывод, что сорбционный метод является наиболее эффективным способом очистки водных ресурсов на сегодняшний день. Ключевой фактор – это экологическая безопасность его применения, по сравнению с остальными методами очищения. Сорбенты не оставляют после себя отходы, которые необходимо утилизировать, что позволяет сократить расходы, не сокращая объем работы. Системы сорбционной очистки не занимают много места и легки в обслуживании, что делает их доступными для использования в различных условиях.

#### **Список использованных источников:**

1. Аксенов С.Г., Ишмеева А.С., Сайтова К.А. Об алгоритмах расследования пожаров на объектах нефтяной промышленности // Закон и право. – 2022. – № 7. – С. 132-135.
2. Аксенов С.Г., Синагатуллин Ф.К. Обеспечение первичных мер пожарной безопасности в муниципальных образованиях // Проблема обеспечения безопасности: Материалы II Международной научно-практической конференции. – Уфа: РИК УГАТУ, 2020. – С. 242-244.
3. Губайдуллина И.Н., Ишмеева А.С. Оценка рисков в системе внутреннего контроля экономического субъекта // Заметки ученого. – 2015. – № 2. – С. 59-62.
4. Губайдуллина И.Н., Ишмеева А.С. Экономико-правовые проблемы экономической безопасности государства // сб.: Проблемы обеспечения безопасности (безопасность-2022) // мат. IV Междун. науч.-практ. конф. Уфа, 2022. – С. 429-433.
5. Губайдуллина И.Н., Ишмеева А.С. Влияние цифровизации на безопасность инфраструктуры // сб.: Обеспечение экономической безопасности России в современных условиях // сб. науч. трудов Всеросс. науч. конф. Москва, 2022. – С. 41-44.
6. Кудрявцев Д.И., Губайдуллина И.Н., Аксенов С.Г., Синагатуллин Ф.К. К вопросу о развитии пожарной техники // Обществознание и социальная психология. 2022. – № 12 (42) – С. 559-563.
7. Фатихова Э.И., Аксенов С.Г., Губайдуллина И.Н., Синагатуллин Ф.К. К вопросу о пожарной опасности применения пиротехнических изделий // Столыпинский вестник. 2022. – Т. 4. – № 8.

## К ВОПРОСУ О ДЕНЕЖНЫХ РАСЧЕТАХ В ОРГАНАХ УПРАВЛЕНИЯ И ПОЖАРНЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЯХ

*А.Б. Калмухамедова*

*(Уфимский университет науки и технологий г. Уфа, студент)*

*И.Н. Губайдуллина*

*(Уфимский университет науки и технологий г. Уфа, доцент)*

В статье рассматривается роль денежных расчетов в эффективном функционировании органов управления и подразделений пожарной охраны. Кроме того, в статье подчеркивается ключевая роль денежных расчетов в повышении готовности и возможностей пожарных подразделений.

В сфере государственных услуг эффективность органов управления и пожарных служб имеет решающее значение для обеспечения общественной безопасности и благосостояния [1]. Способность эффективно распределять финансовые ресурсы является важнейшим аспектом их операционного успеха.

На органы управления, будь то на муниципальном, региональном или национальном уровне, возложены многочисленные обязанности, включая распределение ресурсов, реализацию политики и надзор за различными государственными службами:

- распределение бюджета: денежные расчеты помогают в распределении средств между различными департаментами и проектами;

- финансовое планирование: точные денежные расчеты позволяют органам управления прогнозировать будущие расходы и т.д.;

- анализ затрат и выгод: благодаря тщательным денежным расчетам органы управления могут проводить всесторонний анализ затрат и выгод предлагаемых проектов, помогая им принимать обоснованные решения о жизнеспособности и устойчивости этих инициатив [2];

- налогово-бюджетная прозрачность: прозрачная финансовая практика, подкрепленная точными денежными расчетами, повышает доверие общественности к управлению государственными средствами, воспитывая чувство подотчетности и добросовестности в органах управления.

Пожарные подразделения служат передовой линией обороны от чрезвычайных ситуаций, угрожающих жизни, включая пожары, несчастные случаи и стихийные бедствия [3]. Точные денежные расчеты необходимы для обеспечения эффективности их деятельности:

- распределение ресурсов: пожарным подразделениям требуются достаточные финансовые ресурсы для поддержания состояния готовности. Денежные расчеты облегчают оптимальное распределение средств на эти основные нужды;

- оперативное планирование: анализируя финансовые данные, пожарные службы могут разрабатывать комплексные оперативные планы, включая стратегии управления рисками.

- обучение и развитие: адекватное составление бюджета, подкрепленное точными денежными расчетами, позволяет пожарным подразделениям инвестировать в программы непрерывного обучения.

- работа с населением: денежные расчеты поддерживают инициативы по вовлечению населения, предпринимаемые пожарными службами, такие как кампании по

повышению осведомленности, образовательные программы по пожарной безопасности и создание центров по работе с населением.

Как в органах управления, так и в пожарных подразделениях денежные расчеты служат основой для эффективного принятия решений, распределения ресурсов и оперативного планирования. Тщательное управление финансовыми ресурсами обеспечивает бесперебойное функционирование этих важнейших органов государственной службы.

#### **Список использованных источников:**

1. Аксенов, С. Г. Организация обеспечения пожарной безопасности промышленных предприятий / С. Г. Аксенов, И. А. Вильданов // Охрана труда и технологическая безопасность на объектах промышленности, транспорта и социальных инфраструктур: сборник статей II Всероссийской научно-практической конференции, Пенза, 27–28 февраля 2023 года. – Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2023. – С. 8-11. – EDN UVGJWN.
2. Артамонов В.С. Экономика и финансы государственной пожарной службы: Учебное пособие/ под ред. Артамонова В.С., Иванова С.А., Уткина Н.И. и [др].– СПб.: Санкт-Петербургский университет ГПС МЧС России, 2008. – 353 с.
3. Ишмеева, А. С. К вопросу обеспечения безопасности людей при пожарах / А. С. Ишмеева, А. Э. Галин // Инновации технических решений в машиностроении и транспорте: Сборник статей XI Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых и студентов с международным участием, Пенза, 16–17 марта 2023 года / Под научной редакцией. – Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2023. – С. 181-185. – EDN LEGLDD.

УДК 556.167

### **ГЕОИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА «ПАВОДОК 2.0» В ОПЕРАТИВНОЙ ОЦЕНКЕ ОБСТАНОВКИ ПРИ НИЗКОЙ МЕЖЕННОЙ АКТИВНОСТИ НА КРУПНЫХ ВОДОХРАНИЛИЩАХ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН**

*Л.Р. Каримова*

*Уфимский университет науки и технологии г. Уфа, аспирант,  
зам. председателя Государственного комитета Республики Башкортостан  
по чрезвычайным ситуациям)*

*Д.В. Александров*

*(Уфимский университет науки и технологий, аспирант)*

Доклад посвящен проблеме продолжающейся низкой меженной активности на территории Республики Башкортостан. Этот природный феномен, характеризующийся низкой меженной активностью, требует тщательного анализа и принятия действенных мер для уменьшения возможных негативных последствий. В данной работе рассматриваются периоды, когда низкая меженная активность проявляется наиболее ярко, а также определяются ключевые моменты, предшествующие ее возникновению. Изучение этих аспектов существенно для разработки комплексных стратегий управления водными ресурсами региона и обеспечения устойчивости водных систем.

Межень является явлением водного режима, характеризующимся низкими уровнями воды в водоемах, что может привести к снижению водно-экологического баланса и потенциальным проблемам для природных и антропогенных систем [1]. Это важный аспект управления водными ресурсами, который требует внимательного анализа и эффективных стратегий регулирования, особенно в условиях, когда низкая меженная активность становится продолжительным явлением [2].

В 2023 году весеннее половодье на реке Белой в Республике Башкортостан отмечено исключительно низкими показателями, являясь самыми минимальными за всю историю наблюдений гидропоста реки Белой в районе города Уфы, который функционирует уже 136 лет. Данный факт свидетельствует о серьезной проблеме - низкой водности во время летне-осенней и зимней межени, аналогичной чрезвычайно маловодным годам 2010, 2012, 2021 и 2022 годов по бассейну реки Белой.

Особое влияние на уровни рек Уфа и Белая в районе города Уфы оказывают сбросные расходы с Павловского водохранилища. В 2023 году уровень водохранилища достиг 95% своей регулируемой емкости (1341 миллионов кубических метров).

В мае 2023 года в связи с необходимостью обеспечения транспортной безопасности прохождения по реке теплохода «Мустай Карим» принято решение увеличить сбросные расходы с Павловского водохранилища с 300 м<sup>3</sup>/с до 550 м<sup>3</sup>/с, в связи с чем судно успешно преодолело реку Белую в г. Уфе.

Осенний период характеризовался заметным дефицитом воды в реках и водохранилищах. На бассейне реки Белой в сентябре-октябре месяца текущего года отмечено значительное снижение водности, а также минимальные уровни на судоходных участках. Этот дефицит воды затронул не только реки, но и водохранилища, влияя на притоки и общий баланс водных систем.

В Республике Башкортостан эксплуатируется множество водохранилищ, в том числе Павловское, Юмагузинское и Нугушское, которые являются крупнейшими в регионе и играют важную роль в обеспечении водоснабжения, энергетики и сельского хозяйства.

Сложность гидрологической ситуации 2023 года отражает не только проблемы в управлении водными ресурсами, но и необходимость в развитии инновационных подходов к мониторингу и реагированию на изменения водных режимов в условиях изменчивости климата.

В ответ на эти вызовы с недавнего времени введена в эксплуатацию геоинформационная система «Паводок 2.0», предназначенная для оперативного мониторинга водных ресурсов. Три автоматические станции мониторинга уровня воды на водохранилищах обеспечивают постоянный контроль, а полученная информация теперь легко доступна в режиме реального времени [3].

Система «Паводок 2.0» стала ключевым инструментом в оперативном отслеживании гидрологической обстановки в регионе. Ее функциональность включает в себя отображение данных об уровне воды на водохранилищах в режиме реального времени, что позволяет эффективно реагировать на изменения в гидрологической ситуации.

Интегрированная ГИС позволяет оперативно принимать решения по регулированию водных ресурсов, минимизируя риски чрезвычайных ситуаций и обеспечивая устойчивость в управлении водными системами в Республике Башкортостан.

### **Список использованные источники:**

1. Гидрология: учебник / под ред. В.М. Котлякова. – М.: Высшая школа, 2003.
2. Завадский А. С. и др. Опасные русловые и гидрологические процессы и их учет при разработке региональных стратегий защиты приречных территорий // Эрозионные и русловые процессы. – 2020. – С. 84-112.
3. Паводковая обстановка [Электронный ресурс]. – URL: <http://portal.introgis.com/CoGIS/FloodRB#> (дата обращения: 13.11.2023).

УДК 614.84

## **РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ**

***И.М. Маликова***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, магистрант)*

***Р.М. Султанов***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, профессор)*

***И.В. Озден***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доцент)*

Несмотря на стремительное развитие нефтедобывающей отрасли, большое количество проблем в этой сфере еще не решены. Объекты нефтедобывающей отрасли относятся к объектам повышенной опасности и представляют опасность для здоровья работников, опасные условия могут привести к гибели людей или ущербу, поэтому меры предосторожности в нефтедобывающей отрасли имеют жизненно важное значение, а объекты нефтедобывающей отрасли требуют тщательного контроля за соблюдением норм пожарной безопасности [1-2].

Увеличивающийся с каждым годом уровень аварийности на объектах нефтедобывающей отрасли свидетельствуют о недостаточной информации о фактическом состоянии из-за несовершенства существующих методов их оценки [3-4]. Поэтому разработка новых методов оценки организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности является актуальной задачей.

Разрабатываемая методика представляет собой последовательность действий. Анализ эффективности и качества организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности осуществляется методом структуризации целей, механизмом анализа иерархий, методом дерева целей, методом решающих матриц, методом экспертных оценок. Цель представляет собой иерархическую систему. Разработка методики оценки организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности объектов нефтедобывающей промышленности состоит из нескольких шагов: формирования дерева целей; формирования квадратной матрицы суждений, суммирование векторов матриц, взвешивание и оценивание согласованности иерархии, вычисление вектора приоритета, составление матрицы сравнения, обобщение приоритетов и оценка эффективности организационно-технических мероприятий.

Предложенная методика оценки организационно-технических мероприятий позволяет оценить степень пожарной безопасности объектов нефтедобывающей отрасли



на этапах разработки проектной документации и при их эксплуатации, и тем самым предостеречь от возможных нарушений требований пожарной безопасности.

#### **Список использованных источников:**

1. Козлачков, В.И. Проблема оценки пожарных рисков при применении требований пожарной безопасности по ограничению распространения пожара / В. И. Козлачков, И. А. Лобаев, А. А. Волошенко // Технологии техносферной безопасности / Академия ГПС МЧС России. – М., 2016. – № 2 (66). – С. 79-81.
2. Пожарные риски. Динамика, управление, прогнозирование / Под ред. Брушлинского Н.Н. – М., 2007.– 285 с.
3. Медведков, А.А. Моделирование влияния одного из профилактических мероприятий на возникновение пожаров / Медведков А.А., Мешалкин Е.А., Дударев Г.И. // Организация работ по профилактике и тушению пожаров: Сб. науч.тр. – М.: ВНИИПО, 1988.
4. Козлачков, В.И. Экспресс-оценка пожарных рисков при обследовании зданий и сооружений / Козлачков В.И., Хохлова А.ТО. – М.: ВИНТИ, 2001.– 178 с.

УДК 614.849

### **ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ**

*М.С. Малкова*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, магистрант)*

*Т.В. Латыпова*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, ассистент)*

*Э.Д. Муфтахова*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, ассистент)*

С каждым годом увеличивается количество разрабатываемых месторождений. Для отправки нефти на нефтеперерабатывающие заводы сначала требуется ее подготовить. Для выполнения данной задачи существует мобильные установки подготовки нефти [1].

Мобильная установка подготовки нефти – это портативное оборудование, которое используется для очистки нефти от примесей и других веществ, которые могут повлиять на ее качество или привести к негативным последствиям при ее транспортировке и использовании.

Мобильные установки подготовки нефти обычно могут быть перемещены на местах, где происходит добыча нефти, и могут быстро установлены и демонтированы. Они часто используются на нефтяных месторождениях, где нефть содержит большое количество воды, газа, песка и других примесей, которые должны быть удалены, чтобы нефть соответствовала требованиям качества для транспортировки и переработки.

При эксплуатации любого производственного объекта повышенной опасности всегда существует возможность возникновения серьезных чрезвычайных происшествий, аварий, технических инцидентов, а также несчастных случаев, в том числе со смертельным исходом. Подобные процессы, как правило, проявляется в форме разрушения зданий и сооружений, а также технических механизмов и устройств.

Происходит это обычно из-за взрывных процессов и последующих выбросов горячих и токсичных веществ, которые зачастую не поддаются контролю [2].

Источником взрывопожароопасной ситуации объектов добычи является нефть и газ. За аварийную ситуацию принимается разгерметизация технологического оборудования и фонтанной арматуры. Нефть относится к легковоспламеняющимся жидкостям. Температура вспышки сырой нефти до 36 °С, температура самовоспламенения 223 °С. В парах нефти велико содержание метана, этана; подготовленной нефти - этана, пропана, бутана [3].

Физико-химические свойства нефти в парообразном состоянии для пожарной безопасности более важны, чем свойства жидкой фазы, так как обычное горение возникает и развивается только в паровой фазе. Пожарная опасность объекта связана с возможностью разгерметизации трубопроводов и оборудования с выходом большого количества нефтяного газа и нефти наружу [4].

#### **Список использованных источников:**

1. Совершенствование условий безопасности и охраны труда на производственных объектах / И. В. Озден, Р. М. Султанов, И. Ф. Хафизов [и др.] // Техносферная безопасность. – 2018. – № 4(21). – С. 158-164.

2. Эффективный метод синтеза N-замещенных 1,11-диокса-4,8-дитиа-6-азациклотридеканов / Е. Б. Рахимова, И. В. Озден, А. Г. Ибрагимов, У. М. Джемилев // Журнал органической химии. – 2016. – Т. 52, № 4. – С. 584-588.

3. Применение ингибитора коррозии для повышения безопасности промышленных трубопроводов / И. Ф. Хафизов, С. Ф. Урманчеев, Ф. Ш. Хафизов [и др.] // Технологии техносферной безопасности. – 2017. – № 2(72). – С. 93-97.

4. Разработка тренажерных установок для подготовки персонала нефтеперерабатывающих предприятий / И. А. Мелюсева, И. В. Озден, Д. И. Шевченко, А. А. Кудрявцев // Безопасность труда в промышленности. – 2021. – № 10. – С. 82-87.

УДК 614.849

## **РАЗРАБОТКА КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ В ЗДАНИИ КОТЕЛЬНОЙ**

*Д.С. Мелешина*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, магистрант)*

*А.В. Краснов*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, доцент)*

Безопасная эксплуатация котельной напрямую зависит от соблюдения ряда мероприятий по подготовке и обслуживанию здания. Разработка конструктивных решений по обеспечению взрывобезопасности в здании котельной предполагает применение специальных технических решений и мероприятий, чтобы минимизировать риск взрыва и снизить его последствия [1].

При проектировании и строительстве зданий особенно важно решение вопроса снижения массы отдельных конструкций и всего здания в целом, что в свою очередь приводит к снижению затрат на строительство [2]. Также немаловажным при проектировании зданий является их пожарная безопасность. Одним из потенциально

приоритетных направлений стало использование легкого бетона, защищенного огнестойкими обшивками [3].

На основе анализа литературных данных, опыта исследований свойств полистиролбетона российскими и зарубежными учеными в течение более сорока лет, анализа состояния эксплуатирующихся объектов установлено, что основным недостатком трехслойных панелей со средним слоем из полистиролбетона является их повышенная деформативность, приводящая к снижению долговечности этих изделий. Основным способом повышения эффективности трехслойных полистиролбетонных панелей является улучшение физико-механических характеристик среднего слоя из полистиролбетона.

В качестве критерия оптимизации целесообразно рассматривать повышение прочности полистиролбетона при сохранении его плотности в пределах значений, соответствующих легкому бетону [4].

Полистиролбетонные блоки могут быть использованы для строительства стен котельной. Они обладают высокой прочностью и устойчивостью к воздействию огня, что помогает предотвратить пожар и уменьшить риск. Полистиролбетонные плиты могут использоваться для теплоизоляции котельной, особенно при установке системы теплового нагрева, чтобы предотвратить перегрев и риск возгорания от высоких температур. Полистиролбетонные оболочки или оболочки из других огнестойких материалов могут использоваться для защиты трубопроводов от механических повреждений, а также для предотвращения проникновения взрывоопасных газов или жидкостей.

Предложен состав полистиролбетона (плотностью  $850 \text{ кг/м}^3$ , прочностью  $5,6 \text{ МПа}$ ) на основе подбора суперпластификаторов, ускорителей подбора прочности, активных минеральных добавок для использования в качестве стеновой легкобрасываемой конструкции. Полученная конструкция обладает высокой прочностью, что позволяет ее использовать как элемент самонесущей стены; а также малой массой, что позволяет ее использовать в качестве легкобрасываемой конструкции при взрывах внутри помещений котельных и других объектов теплоэнергетического комплекса отнесенных к категории Г по признаку пожарной и взрывопожарной опасности.

По результатам мы видим, что:

- полученные образцы имеют в 1,5 раза больший запас прочности, что позволит не разрушиться им быстрее того, как они вылетят при взрыве;
- имеют более низкую массу, что позволит им быстрее вылететь при взрыве, а именно при достижении давления взрыва выше  $2,75 \text{ кПа}$ ;
- общий коэффициент, отражающий эффективность использования стеновой панели как легкобрасываемой при взрыве на 15% выше (эффективными признаются конструкции с коэффициентом менее 1,0 и чем он ниже, тем лучше для выбрасываемой конструкции).

В целом, применение полистиролбетона в котельной помогает улучшить ее взрывобезопасность, предотвращая возникновение пожаров, уменьшая риск взрыва и обеспечивая дополнительную защиту от различных опасностей. Однако, для правильного применения полистиролбетона в котельной требуется соответствующая экспертиза и соблюдение строительных норм и правил безопасности.

#### **Список использованных источников:**

1. Баклушин, П.А. Автоматизация теплоэнергетических установок / А.П. Баклушин, И.К. Киселев, Л.И. Кубасова. – М.: Госэнергоиздат, 1960. – 352 с.
2. Тарасюк В.М. Эксплуатация котлов: практ. пособие для оператора котельной

/ В.М. Тарасюк; под ред. Б.А. Соколова. – М.: ЭНАС, 2013. – 272 с.

3. Гейданс И.У. Исследование способов облегчения теплоизоляционноконструкционных стеновых материалов (применительно к строительству в отдаленных районах): Автореферат дис. канд. техн. наук – М., 1974. – 24 с

4. Овчинников, Л.С. Теплоснабжение. Котельное оборудование [Текст] / Л.С. Овчинников, - М.: Дизайн ПРО, 2007. – 432с. – ISBN: 985– 452-113-3.

УДК 614.849

## **ВЛИЯНИЕ СТРЕССОВЫХ ФАКТОРОВ НА ЗДОРОВЬЕ ПОЖАРНЫХ**

*Э.Б. Мухтаруллина*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, студент)*

*Л.Х. Зарипова*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, доцент)*

При осуществлении профессиональной деятельности пожарным нередко приходится действовать в экстремальных условиях, быстро принимать решения, от которых зависит жизнь пострадавших и сохранность значительных материальных ресурсов. Помимо профессиональных навыков, знаний и умений, правильность принимаемых решений во многом определяется их стрессоустойчивостью [1].

Экстремальные условия деятельности, с которыми сталкивается личный состав пожарных подразделений, с психологической точки зрения, характеризуется сильными психотравмирующими факторами[2].

Наиболее частыми стресс-факторами при выполнении боевых задач пожарных являются: высокая температура окружающей среды, высокая плотность дыма, воздействие шума, отравление ядовитыми химическими веществами.

Напряженная физическая работа, связанная с теплообразованием в организме, при высокой температуре окружающей среды на пожаре, сочетающаяся со значительной влажностью воздуха ставит организм пожарного в чрезвычайно трудные условия. Чаще всего такой микроклимат создается при тушении пожаров в подвалах, подземных галереях, газопроводных и кабельных коммуникациях. В период работы в этих условиях ухудшается самочувствие, появляются головная боль, головокружение, «круги» перед глазами, стук в висках, ощущение жара и духоты, слабости, нежелание двигаться, повышается температура тела. В результате чего появляются функциональные нарушения организма, которые ведут к возникновению различных заболеваний[3].

Воздействие дыма вызывает сильное раздражение слизистой оболочки глаз и носоглотки, вызывает кашель, одышку, приводит к нарушению у пожарных функции дыхания и потере работоспособности[3].

Из практики тушения пожаров на промышленных объектах замечено, что всевозможные шумы – довольно распространенное явление. Его влияние приводит к возникновению неприятных ощущений, страха, тревоги, беспокойства, удрученности, недомогания. Это, безусловно, приводит к снижению боевой деятельности, а иногда и к отказу выполнения боевой задачи некоторыми пожарными [4].

Отравление парами и газами, выделяющимися в период тушения пожара, считается одним из сильных стрессовых факторов, воздействующих на здоровье пожарных. При отравлении окисью углерода, прежде всего, страдает высшая нервная

деятельность, что выражается в нарушении процессов торможения: наступает общая слабость, сердцебиение, спутанность сознания и психическое возбуждение, нарушение ритма и глубины дыхания, потеря сознания [5].

Таким образом, наличие стресс-факторов создает трудности в работе пожарных, ухудшает их физическое и психическое состояние, что влияет на эффективность тушения пожаров.

#### **Список использованных источников:**

1. Кошкарлов, В. С. Влияние стресс-факторов на психику пожарных // Актуальные вопросы современной психологии: материалы I Междунар. науч. конф. (г. Челябинск, март 2011 г.). — Челябинск: Два комсомольца, 2011. — С. 53-55. — URL: <https://moluch.ru/conf/psy/archive/30/142/> (дата обращения: 01.11.2023).

2. Бакиров И.К. Психологическая составляющая профессиональной деятельности пожарных как фактор повышения эффективности эвакуации из здания с массовым пребыванием людей / Бакиров, И.К., Решетова, С. Г., Хафизов, Ф.Ш., Хафизов И.Ф // Пожары и чрезвычайные ситуации: предотвращение, ликвидация. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. — Т.1. — С. 156-158.

3. Марьин М.И., Мешалкин Е.А. Медико-психологические проблемы профессиональной деятельности пожарных. — М.: ВНИИ110 МВД России, 1997. — С.172-178.

4. Рыбников, В.Ю. Оценка состояния здоровья и профилактика заболеваний руководящего состава МЧС России / В.Ю. Рыбников, М.В. Санников, К.К.Роголев, С.Г. Жернакова // Медико-биологические и социально психологические проблемы безопасности в чрезвычайных ситуациях. — 2016. — № 4. — С. 67-72.

5. Алексанин С.С. Результаты оценки состояния здоровья спасателей МЧС России // Вестник психотерапии. — 2007 — Т.26, №21. — С. 83-89.

УДК 614

### **АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПОЖАРОВ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ**

*Л.Р. Надршина*

*(Уфимский университет науки и технологий г. Уфа. студент)*

*И.Н. Губайдуллина*

*(Уфимский университет науки и технологий г. Уфа. доцент)*

В данной статье рассматривается вопрос о причинах возникновения пожара на производствах, анализ этих причин. Производственные объекты – это специально оборудованные и организованные помещения или территории для осуществления производственных процессов.

К производственным объектам относятся:

1. Здания и сооружения: заводские помещения, цеха, склады, мастерские, фабрики.

2. Техническое оборудование: станки, конвейеры, различное оборудование

3. Инфраструктура: электрические сети, водоснабжение, отопление, вентиляция, системы оповещения, безопасности.

Производственные объекты в первую очередь характеризуются своей высокой пожарной опасностью, так как на многих производствах используются горючие вещества и легковоспламеняющиеся жидкости. Помимо этого на таких объектах происходят сложные процессы, при которых может начаться возгорание. Также на таких производствах очень много электрических установок, паров, сжиженных газов.

Аварии и пожары на современных производствах случаются довольно часто. Их динамика развития сложна и представляет собой комплексный процесс, который довольно тяжело анализировать и предупреждать [1].

Некоторые причины, по которым может возникать пожар на производственных объектах: нарушение правил пожарной безопасности: неправильное хранение и обращение с горючими веществами; возможное короткое замыкание электропроводки: это может произойти из-за неправильного подключения или неисправности; перегрузка электрической сети: использование более высокой мощности электрооборудования, чем сеть может выдержать; применение ядовитых и агрессивных веществ – кислоты, газовые смеси, сухое топливо - данные вещества не всегда инициируют возгорание, но поддерживают горение, обеспечивая поступление веществ, его обеспечивающих; несоблюдение мероприятий осторожности при проведении сварочных и паяльных работ; неконтролируемое распространение искр или пыли от горения; самовозгорание: некоторые легковоспламеняющиеся материалы могут начать гореть при высокой температуре; влияние работников: курение в неположенных местах, опасная работа в непроветриваемых помещениях, неосторожное обращение с огнем и взрывоопасными веществами; технические воздействия: неосторожное обращение с огнем, пренебрежение правилами техники безопасности; влияние окружающей среды: неблагоприятные погодные условия, удары молнии.

В зависимости от сферы деятельности и технологических процессов к организации и оборудованию предъявляются особые требования, такие как соответствие нормам безопасности, гигиены и экологии, а все промышленные предприятия делятся на категории А, В, С, D, E и E в зависимости от степени пожаро- и взрывоопасности [2]. Промышленные предприятия категорий А и В имеют самую высокую степень пожароопасности, а категория E – самую высокую степень взрывоопасности.

Анализ пожаров на промышленных предприятиях является важным средством определения причин возникновения пожаров, оценки степени риска и разработки противопожарных мероприятий. На первом этапе анализируются возникновение и прошлые пожары на данном участке. На основании этого можно вывести дальнейшие аналогии и закономерности. На втором этапе оценивается степень риска на рабочем месте. Затем проводится сравнение существующих мер и стандартов безопасности с реальным положением дел на производстве. Выявляются слабые места и формулируются необходимые изменения.

Следует отметить, что анализ промышленных пожаров - это непрерывный процесс, требующий постоянного мониторинга и обновления в соответствии с изменяющимися условиями на производстве. Анализ промышленных пожаров является важным инструментом обеспечения безопасности на производстве и предотвращения пожаров.

#### **Список использованных источников:**

1. Ишмеева, А. С. Обеспечение пожарной безопасности в зданиях жилого назначения / А. С. Ишмеева, Д. Н. Акбашев // Охрана труда и техносферная безопасность на объектах промышленности, транспорта и социальных инфраструктур :

сборник статей II Всероссийской научно-практической конференции, Пенза, 27–28 февраля 2023 года. – Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2023. – С. 186-189. – EDN KZYTXC.

2. Аксенов, С. Г. Организация обеспечения пожарной безопасности промышленных предприятий / С. Г. Аксенов, И. А. Вильданов // Охрана труда и технологическая безопасность на объектах промышленности, транспорта и социальных инфраструктур : сборник статей II Всероссийской научно-практической конференции, Пенза, 27–28 февраля 2023 года. – Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2023. – С. 8-11. – EDN UVGJWN.

УДК 614.8.084

## **ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ НА ОБЪЕКТАХ ПАО АНК «БАШНЕФТЬ» «БАШНЕФТЬ-УФАНЕФТЕХИМ»**

***З.Р. Насибуллина***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, магистрант)*

***Л.Х. Зарипова***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доцент*

***Т.В. Латыпова***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, ассистент)*

Одним из самых опасных пожаров, являются пожары, происходящие на объектах нефтяной промышленности. Несмотря на принятие ряда законодательных и нормативных актов, пожары на объектах нефтяной промышленности происходят в Республике Башкортостан с регулярной периодичностью [1].

Согласно данным, представленной на официальном сайте Ростехнадзора 15 марта 2017 года Комиссией Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, выявлены технические причины аварии, произошедшей 16 июля 2016 года на установке Гидрокрекинг газокаталитического производства филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Уфанефтехим». Причиной аварии стала разгерметизация теплообменных трубок входного коллектора секции аппарата воздушного охлаждения вследствие коррозионно-эрозионного износа [2].

В ходе анализа установлено, что разрушение произошло в результате истончения трубопровода, обусловленного повышенным содержанием марганца и неметаллических включений в металле трубы, наличием влаги и сероводорода в водородосодержащем газе, что привело к снижению прочностных характеристик металла трубы и его хрупкому разрушению с последующим выбросом водородосодержащего газа и его возгоранием [2].

Также были выявлены основные причины возникновения аварий. Они делятся на две группы:

### **1. Технические аварии:**

- разрушение или неисправность оборудования, вследствие коррозионного износа;
- разрушения в результате внешнего механического воздействия;

- потеря герметичности оборудования;
2. Организационные:
- отсутствие должного производственного контроля;
  - нарушения порядка проведения ремонтных работ;
  - несоблюдение правил промышленной безопасности [3].

Для более точного анализа требуется наличие в открытом доступе расширенной информации по аварийности, причинам и последствиям. Но несмотря на это, по имеющимся результатам видно, что необходимо обеспечивать производственный контроль, обслуживание и ремонт оборудования, обучение персонала, соблюдение порядка безопасного проведения газоопасных работ, не допускать к производству работ лиц, не имеющих аттестации в области промышленной безопасности. Проводить проверку технического состояния и комплектности оборудования перед пуском в эксплуатацию [4].

#### **Список использованных источников:**

1. Бакиров И.К., Хафизов Ф.Ш., Зарипова Л.Х. Проблемы ведомственных нормативных положений нефтеперерабатывающих предприятий в области пожарной безопасности // Безопасность труда в промышленности. – 2022. – № 2. С. 39-43.
2. Расследование на «Башнефть-Уфанефтехим». URL: <http://www.sibnrs.gosnadzor.ru/news/64/1624/> (дата обращения: 03.11.2023).
3. Бакиров И.К. Анализ аварийных ситуаций в нефтегазовой отрасли при возникновении дефектов в металлических элементах оболочковых конструкций /Баширов М.Г., Хуснутдинова И.Г., // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – № 2 (108). – С. 155-164.
4. Бакиров И.К. О сложностях определения пожарного риска и угрозы жизни людей от пожара / Халиуллина И.Р. // Пожаровзрывобезопасность. –2015. – Т. 24. – № 1. – С. 5-8.

УДК 614

## **НЕКОТОРЫЕ МЕРЫ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ**

***Е. В. Попович***

*(Уфимский университет науки и технологий г.Уфа, студент)*

***Р.М. Яппаров***

*(Уфимский университет науки и технологий г.Уфа, доцент)*

В докладе рассматриваются вопросы обеспечения пожарной и электрической безопасности при эксплуатации силовых трансформаторов. Электроэнергия может проходить через несколько повышающих и понижающих трансформаторов в зависимости от дальности нахождения потребителя. Для дальнейшего пояснения обеспечения пожарной и электрической безопасности силовых трансформаторов стоит разобраться в принципе его работы.

Трансформатор – статическое электромагнитное устройство, предназначенное для преобразования переменного тока одного напряжения в переменный ток другого



напряжения за счет электромагнитной индукции. Простейший трансформатор состоит из двух обмоток, называемых первичной и вторичной обмотками. К одной из них подключен источник переменного тока, к другой – нагрузка. Напряжение на обмотках можно регулировать, меняя количество витков в обмотке.

У каждого трансформатора имеется своя система охлаждения, контуре может быть естественно воздушным, естественно масляным или с негорючим жидким диэлектриком. В зависимости от вида охлаждения трансформатора присваивается категория ее пожароопасности.

В процессе эксплуатации происходит старение изоляции трансформаторов. Старение изоляции также делится на виды в зависимости от причины старения. Механическое старение происходит из-за колоссальных статических и динамических нагрузок. Под их действием диэлектрик постепенно начинает разрушаться, и микротрещины, которых изначально не было, начинают становиться с каждым разом больше. Влияет также на изоляцию влага, адсорбирующаяся на поверхности изоляции, сильно уменьшаемая сопротивление утечки.

Электрическое старение возникает из-за маленькой величины напряженности электрического поля равного в 5-20 меньше пробивных напряжений. При увеличении напряжения скорость старения изоляции растёт, а срок эксплуатации уменьшается. Темпы теплового старения внутренней изоляции определяются скоростями химических реакций. Чем меньше мы перегружаем трансформатор, тем дольше мы можем его использовать в режиме перегрузки.

Для защиты трансформаторов и обеспечения ее пожарной безопасности могут применяться следующие ее виды: газовая защита, релейная защита, автоматическое повторное включение (АПВ).

Газовая защита основывается на перегреве масла в трансформаторе. При повышении температуры масло начинает разлагаться на продукты распада, находящиеся в газообразном состоянии, и в нормальных условиях выходит через маслорасширитель в воздух. Если поток газа превышает допустимый, то нижний поплавок замыкает контакты на отключение трансформатора. Релейная защита – это система, предназначенная для защиты электрических сетей, оборудования и потребителей от аварийных режимов и коротких замыканий. Она работает по принципу быстрого отключения поврежденных участков электрической сети для предотвращения серьезных аварий. Автоматическое повторное включение (АПВ) трансформаторов автоматически поочередно отключает потребителей до тех пор, пока перегрузка трансформатора не устраняется.

На сегодняшний день температурные датчики обычно используют только для измерения старения изоляции. Можно попробовать их сделать частью автоматической системы пожаротушения для трансформаторов. Для этого необходимо их разместить по всему баку трансформатора, сохраняя определенное расстояние между ними. Объективные значения температурных режимов будут выводиться на определенное электронное табло. При достижении температуры масла в трансформаторе выше установленной критической «сработает» датчик, от него поступит сигнал на пульт управления, который обесточит электропитание трансформатора и включит автоматическую систему пожаротушения.

Таким образом, будет гарантировано обеспечена пожарная безопасность на силовом трансформаторе.

### Список использованных источников:

1. Основные понятия и виды старения изоляции [Электронный ресурс]. – URL: [https://studopedia.ru/3\\_83843\\_osnovnie-ponyatiya-i-vidi-starenii-izolyatsii.html](https://studopedia.ru/3_83843_osnovnie-ponyatiya-i-vidi-starenii-izolyatsii.html) (дата обращения: 26.03.2023).
2. Газовая защита тр-ра, назначение, схема, конструкция газового реле. [Электронный ресурс]. – URL: <https://studfile.net/preview/5337583/page:6/> (дата обращения: 26.03.2023).
3. Устройства послеаварийной автоматики электрических сетей [Электронный ресурс]. – URL: <https://studme.org/183476/tehnika> (дата обращения: 26.03.2023).

УДК 622.19

## ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПЛОЩАДИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИ АВАРИЯХ НА ТРУБОПРОВОДАХ, ПРОИЗОШЕДШИХ В РЕЗУЛЬТАТЕ КОРРОЗИИ

*Э.Ф. Рахматуллина*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г. Уфа,  
ст. преподаватель)*

*А.В. Пермяков*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г. Уфа, доцент)*

Трубопроводный транспорт является распространенным способом доставки газа и нефтепродуктов. Коррозия трубопроводов является одной из главных причин снижения эксплуатационного ресурса, а возникающие вследствие коррозии аварии наносят материальный и экологический ущерб.

С целью прогнозирования площади загрязнений проведен анализ отчета об аварийности на трубопроводах Ханты-Мансийского автономного округа – Югры за 2022 г. За данный период произошло 2699 аварий, с последующим разливом загрязняющих веществ. Большинство аварий (85,4%) произошло на трубопроводах 1960 года ввода в эксплуатацию, а также на трубопроводах диаметром 114 мм (42,47%). В таблице 1 приведено распределение аварий на трубопроводах в зависимости от их диаметра.

*Таблица 1 – Распределение аварий, в зависимости от диаметров трубопроводов*

Диаметр трубопровода, мм	Доля аварий, %
89	1,69
114	42,47
120	0,12
159	6,25
219	24,70
273	12,59
325	4,44
426	4,19
530	2,98
720	0,36
1020	0,16

На основании параметров аварий [1]: диаметр трубопровода, дата ввода в эксплуатацию, площади загрязненного участка, времени года, выведено уравнение множественной регрессии (1), позволяющее прогнозировать площадь загрязненного участка.

$$y = 0,33088x_1 - 4,8457x_2 - 8,47145x_3, \quad (1)$$

где  $y$  – площадь загрязненного в результате аварии участка,  $m^2$ ,

$x_1$  – диаметр трубопровода, мм,

$x_2$  – год ввода в эксплуатацию,

$x_3$  – время года, качественная номинальная переменная.

#### **Список использованных источников:**

1. Краснов А.В. Разработка зависимости по определению площади пролива горючих жидкостей / А.В. Краснов, Э.Ф. Рахматуллина // Роль математики в становлении специалиста: сборник трудов всероссийской научно-методической конференции / ред. кол. Р.А. Исмаков [и др]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 46-48.

УДК 622.691.4

### **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЦИФРОВОЙ РЕНГЕНОГРАФИИ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ УСЛОВИЯХ**

*А.Е. Романова*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, студент)*

*И.Ф. Кантемиров*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, профессор)*

В этом исследовании рассматривается разработка усовершенствованной методики цифровой рентгенографии для повышения эффективности контроля сварных соединений стальных трубопроводов в эксплуатационных условиях. Основная цель - улучшение точности и надежности выявления дефектов в сварных соединениях магистральных трубопроводов.

В рамках исследования проведен анализ влияния различных рабочих сред в трубопроводах на качество рентгеновских снимков и точность диагностики, а также исследовать возможности оптимизации существующего оборудования для цифровой рентгенографии.

Анализ включает в себя разработку методики контроля сварных соединений без предварительной подготовки трубопровода, что значительно упрощает и ускоряет процесс диагностики. Ключевым аспектом является улучшение обнаружения дефектов, учитывая влияние рабочих сред внутри трубопровода, что является новаторским подходом в данной области. Также предполагается оценка необходимости усовершенствования текущего оборудования для цифровой рентгенографии с целью повышения его эффективности в разнообразных эксплуатационных условиях.

Исследование направлено на повышение безопасности и надежности эксплуатации магистральных трубопроводов, что имеет важное значение для нефтегазовой отрасли и общественной безопасности."

Важной частью исследования является экспериментальная оценка влияния различных факторов эксплуатационных условий, таких как заполнение трубы и рабочей среды, на качество и точность рентгенографических снимков. Элементы экспериментальной оценки:

- проведение расчетов и теоретического моделирования процессов взаимодействия, а также испытания предложенных методик;
- идентификации и анализу потенциальных проблем, которые могут возникать при цифровой рентгенографии в различных эксплуатационных условиях, и поиску путей их решения;
- разработка конкретных рекомендаций по усовершенствованию оборудования для цифровой рентгенографии и методик ее применения.

Практическая апробация разработанных методик и их анализ на основе полученных данных позволят сформулировать конкретные рекомендации, направленные на повышение эффективности диагностических процедур. Результаты данного исследования будут способствовать повышению безопасности и надежности эксплуатации магистральных трубопроводов, что имеет важное значение для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения стабильной работы нефтегазовой инфраструктуры

#### **Список использованных источников:**

1. РД 19.100.00-КТН-001-10. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов // ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 206 с.
2. ПНАЭ Г-7-030-91. Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов, атомных энергетических установок. Ультразвуковой контроль. Часть II. Контроль сварных соединений и наплавки // Москва: ЦНИИАтоминформ, 1992. – 164 с.
3. ГЭСН 81-02-25-2001. Государственные элементные сметные нормы на строительные работы. Сборник № 25. Магистральные и промысловые трубопроводы // Москва: Росстрой, 2008. – 221 с.
4. Буллер, А.И. Мобильная система цифровой радиографии для неразрушающего контроля трубопроводов большого диаметра / А. И. Буллер [и др.] // Контроль. Диагностика. – 2012. – № 13. – С. 185–189.

УДК 614.844

### **ГАЗОВОЕ ТУШЕНИЕ ПОЖАРОВ В НАСОСНЫХ ПОМЕЩЕНИЯХ УСТАНОВКИ АТМОСФЕРНО-ВАКУУМНОЙ ТРУБЧАТКИ**

*А.В. Саяпов*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г. Уфа, студент)*

*М.И. Исмаилов*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г. Уфа,  
к.т.н., доцент)*

В данной статье рассматривается автоматическая система газового пожаротушения, на основе огнетушащего вещества – хладона, для улучшения уровня пожарной

безопасности в насосных помещениях установки атмосферно-вакуумной трубчатки. Также раскрывается проблема тушения пожаров на объекте защиты в соответствии с имеющимися актуальными инновациями.

Основная область применения систем газового пожаротушения – защита закрытых помещений. Они особенно подходят для помещений с чувствительными предметами или оборудованием, в которых нельзя использовать воду. Газы хранятся в баллонах под давлением:

– сжатые инертные газы Ar, N<sub>2</sub> и газовые смеси хранятся в газовых баллонах под давлением 300 бар.

– в системах высокого давления CO<sub>2</sub> (который разжижается под давлением) хранится в газовых баллонах под давлением 56 бар; в системах низкого давления его хранят в больших охлаждаемых емкостях.

Пожарная опасность насосных помещений атмосферно-вакуумной трубчатки характеризуется пожароопасными свойствами перекачиваемых жидкостей, их количеством и технологическими параметрами работы насосов – высоким давлением, большими скоростями потока и др. [1].

Некоторые типы огнетушащего газа основываются на удалении кислорода, в то время как другие полагаются на химическое ингибирование процесса горения.

Автоматизированные системы пожаротушения, использующие такие газы (или газовые смеси), основываются на частичном вытеснении воздуха (и, следовательно, кислорода) из защищаемой зоны.

Газ будет выпущен только после того, как заранее определенная задержка даст людям достаточно времени для эвакуации из зоны. При срабатывании системы клапаны баллонов систем высокого давления (или клапаны баллонов систем низкого давления) открываются. Двери и другие отверстия закрываются автоматически, а любое другое оборудование для обработки воздуха (например, системы вентиляции и дымовые заслонки) контролируется, чтобы гарантировать изоляцию помещения. Однако прорыв огнетушащего газа в закрытое помещение автоматически повысит давление в помещении [2].

В первой стадии реализации газового тушения в насосных помещениях является монтаж трубопровода, на концах которого устанавливаются разгрузочные насадки. Затем устанавливаются модули с газом, производится монтаж автоматики системы газового пожаротушения, монтируется линейная часть, датчики дыма, приборы контроля, средство оповещения о срабатывании системы, информационные таблички внутри и снаружи защищаемого помещения. Перед входом в помещение устанавливается кнопка ручного запуска системы.

При возникновении очага возгорания датчик дыма фиксирует наличие задымленности, прибор контроля переходит в режим «Внимание!», при срабатывании второго датчика дыма прибор контроля переходит в режим «Пожар!». Запускается система оповещения, отключается система вентиляции, закрываются огнезадерживающие клапана, загораются информационные таблички над входом в защищаемое помещение «Газ. Уходи» [3, 4].

Далее при условии, что все двери закрыты начинается отсчет времени от 0 до 60 секунд, для возможности эвакуации персонала. По истечению указанного времени табличка переходит в мигающий режим и снаружи помещения загорается табличка «Газ. Не входи». Далее происходит сброс газа в течение 60-секунд. Излишнее давление воздуха, создавшееся в помещении, сбрасывается через клапан сброса избыточного давления.

### **Список использованных источников:**

1. Никитин Б.А., Багаутдинов Н.Я., Шарафиев Р. Г. Охрана окружающей среды от нефтяных загрязнений. Учеб. пособие / Б.А. Никитин [и др.]; под ред. В.В. Ерофеева и Р.Г. Шарафиева. – Челябинск, Уфа. – 2014. – 380 с.
2. Шарафиев Р.Г., Багаутдинов Н.Я., Киреев И.Р. Экологический словарь-справочник. / Р.Г. Шарафиев и др.; под ред. Р.Г. Шарафиева и В.В. Ерофеева. – Челябинск, Уфа. – 2011 – 400 с.
3. Абдрахманов Н.Х., Киреев И.Р., Еникеева Т.М. и др. Основы токсикологии для специалистов нефтегазового производства: монография/ Н.Х. Абдрахманов, И.Р. Киреев, Т.М. Еникеева, В.Б. Барахнина. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – 130 с.
4. Бахтизин Р.Н., Шарафиев Р.Г., Киреев И.Р. и др. Энциклопедия безопасности жизнедеятельности. Учеб. пособие / Р.Г. Шарафиев, В.Б. Барахнина, И.Р. Киреев, В.В. Ерофеев. М.: – Недра, 2016. – 719 с.

УДК 614.849

## **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ПОЖАРНОГО НАДЗОРА И ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБЫ ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ**

***Н.Е. Сорокина***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, студент)*

***И.К. Бакиров***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, доцент)*

Одним из направлений реформы контрольно-надзорной деятельности, проводимой в Российской Федерации, является разработка и внедрение системы оценки результативности и эффективности контрольно-надзорной деятельности [1].

На сегодняшний день она имеет трудность практического использования, т.е. после сбора и анализа необходимых данных, проведённых расчётов по утвержденным показателям результативности и эффективности деятельности соответствующих контрольно-надзорных органов сложно принимать какие-либо обоснованные решения по улучшению работы. Нет чёткой структуры, на повышение или уменьшение каких показателей в большей степени опираться, планируя на будущий год мероприятия по повышению результативности и эффективности деятельности контрольно-надзорных органов.

В настоящее время деятельность органов ФГПН будет оценена по трём ключевым показателям (группа А): количество погибших и травмированных и отношение материального ущерба от пожаров к ВВП страны [2].

Но в то же время огромный блок показателей группы «В» совместно с группами «А» и «Б» не включены в одну величину, оценивающую деятельность органов, поэтому и как таковой методики оценки сейчас нет.

Аналогичная ситуация происходит с показателями результативности и эффективности контрольно-надзорной деятельности при осуществлении федерального государственного надзора в области промышленной безопасности, утверждёнными приказом Ростехнадзора №466 «Об утверждении показателей результативности и эффективности деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору» [3]. Т.е. перечень показателей существует, а единой оценки работы надзорного органа нет.

Данные проблемы можно решить, если органы контроля (МЧС и Ростехнадзор) перейдут на иную модель принятия решений и оценки.

Предлагается внедрить конечный расчёт результативности и эффективности контрольно-надзорного органа. Суть данной методики заключается в получении и анализе необходимых данных, проведении расчётов всех показателей по установленным формулам, и дальнейшей оценке каждого показателя по 5-тибальной шкале.

Оцениваться показатели будут по отношению к целевым значениям (группа «А») или по отношению к показателям прошлого года (группы «Б» и «В»). Например, ухудшение показателя более 20% – 1 балл, ухудшение показателя в пределах от 5 до 20% – 2 балла, ухудшение показателя в пределах до 5% – 3 балла, равно целевому значению/ значению прошлого года или улучшение в пределах 10% – 4 балла, выше целевого значения/значения прошлого года на 10% – 5 баллов.

И последним этапом будет итоговый расчёт результативности и эффективности, который будет рассчитан как отношение суммы баллов всех показателей к максимально возможному.

Благодаря использованию предлагаемой методики, которая приведена к одному основному параметру, возможно отслеживание проблемных показателей, с последующим использованием этой информации при планировании мероприятий на следующие периоды деятельности и возможном перераспределении ресурсов, а также в целом анализировать деятельность надзорных органов МЧС и Ростехнадзора.

#### **Список использованных источников:**

1. Об утверждении основных направлений разработки и внедрения системы оценки результативности и эффективности контрольно-надзорной деятельности: Распоряжение Правительства РФ от 17.05.2016 № 934-р. Доступ из информ.-правового портала «Гарант».
2. Об утверждении показателей результативности и эффективности деятельности надзорных органов МЧС России: Приказ МЧС России от 18.12.2017 № 576. Доступ из информ.-правового портала «Гарант».
3. Об утверждении показателей результативности и эффективности контрольно-надзорной деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору: Приказ Ростехнадзора от 01.11.2017 №466. Доступ из информ.-правового портала «Гарант».
4. Бакиров, И.К. Несовершенство государственной системы надзора в области пожарной безопасности // Экспертиза промышленной безопасности и диагностика опасных производственных объектов: сб. матер. науч.-практ. конф. Уфа: Нефтегазовое дело, 2015. – С. 110-111.
5. Бакиров, И.К. О сложностях определения пожарного риска и угрозы жизни людей от пожара / И.К. Бакиров, И.Р. Халиуллина // Пожаровзрывобезопасность. – 2015. – Т. 24. – № 1. – С. 5-8.

## О ПРИЧИНАХ РАЗВИТИЯ БИОКОРРОЗИИ ПОДЗЕМНЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

*Е.А. Спыну*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, аспирант)*

*Л.Х. Зарипова*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доцент)*

Основной причиной отказов нефтепромысловых трубопроводов является внутренняя коррозия под действием агрессивной перекачиваемой продукции. Перекачиваемая продукция агрессивно влияет на внутреннюю поверхность нефтепромысловых трубопроводов, создавая условия для образования продуктов коррозии. Коррозия является основной причиной отказов промысловых трубопроводов [1]. В настоящее время процессу биокоррозии уделяют большое внимание. Внешние проявления биокоррозии мало отличаются от обычной коррозии, сопровождающейся появлением ржавчины. Прежде всего, коррозию могут вызывать агрессивные продукты метаболизма микроорганизмов – кислоты, основания, ферменты и др. Они создают коррозионно-активную среду, в которой в присутствии воды протекает коррозия по обычным законам электрохимии [2]. Выделяют пять этапов процесса биоповреждений материалов техники и сооружений: [3].

Первый этап – перенос микроорганизмов из воздушной (в состоянии спор), водной сред или из почв на поверхность металлоконструкций. Этот этап предшествует возникновению биоповреждений.

Второй этап – адсорбция микроорганизмов и загрязнений на поверхности материалов конструкций. Процесс адсорбции микроорганизмов и загрязнителей на поверхности конструкций весьма сложен и зависит от строения и свойств микроорганизмов, характера поверхности и особенно степени шероховатости, состояния среды (наличия кислорода, температурно-влажностных условий, pH водных пленок), характера контакта между микроорганизмами..

Третий этап – образование и рост бактерий от микроколоний до видимых невооруженным глазом. В процессе жизнедеятельности одни виды микроорганизмов подготавливают условия для развития других видов. Это способствует накоплению продуктов метаболизма и усилению эффекта биоповреждений грибами.

Четвертый этап – воздействие продуктов метаболизма, образующихся в результате жизнедеятельности колоний микроорганизмов, на материал конструкций.

Пятым этапом можно считать стимулирование электрохимической коррозии, которая происходит в результате появления концентрационных элементов на поверхности конструкций.

Колонии микроорганизмов могут создавать на поверхности металлов наросты мицелия или слизи, под которыми в результате разности электрических потенциалов на различных участках поверхности металла и ассимиляции ионов металлов самими микроорганизмами может развиваться язвенная коррозия [4].

Коррозия, протекающая в присутствии СВБ, характеризуется определенными признаками: на металлической поверхности появляются коррозионные отложения в виде темной корки и рыхлых бугорков. Они состоят из сульфидов, карбонатов и гидратов окиси железа и включают многочисленные колонии СВБ. Под слоем отложений



быстро развиваются коррозионные поражения в виде питтингов, скорость образования которых растет во времени. Гипотеза о механизме анаэробной коррозии стали, железа, алюминия, и их сплавов под влиянием СВБ состоит в том, что при высоком содержании сульфида железа в среде он образует гальваническую пару с железом, в которой сульфид является катодом, а железо, являясь анодом, подвергается коррозии [2, 4].

На сегодняшний день нет общепризнанного показателя количества бактерий, вызывающих те или иные осложнения, связанные с закупоркой пластов, коррозионными процессами в системе труб скважины и оборудования на поверхности и в трубопроводах. Считается, что даже присутствие единичных клеток уже может вызвать различные осложнения.

#### **Список использованных источников:**

1. Зарипова Л.Х., Хафизов И.Ф., Спыну Е.А., Хафизов Ф.Ш., Пермьяков А.В., Иванова Ю.С. Исследование влияния сульфатовосстанавливающих бактерий на коррозионные свойства магистральных трубопроводов // Нефтегазовое дело. – 2022. – № 4. – С. 46-68.
2. Спыну Е.А., Зарипова Л.Х., Хафизов И.Ф., Пермьяков А.В., Хафизов Ф.Ш. Исследование влияния биокоррозии на магистральных трубопроводах. // Материалы 73-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – УГНТУ. – 2022. – С. 133.
3. Сторожева М.Е, Денисова Я.В. Микробиологическое воздействие на трубопроводы и оборудование для транспортировки нефти, газа и газового конденсата // Нефтегазовый комплекс: проблемы и решения: материалы Первой национал. науч.-практ. конф. Южно-Сахалинск: СахГУ, 2018. – С. 16-18.
4. Андреева Д.Д., Фахрутдинов Р.З. Коррозионно-опасная микрофлора нефтяных месторождений // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – Т. 15. – № 10. – С. 237–242.

УДК 614.841.41

## **О МЕХАНИЗМЕ ОГNETУШАЩЕГО ДЕЙСТВИЯ ПОРОШКОВЫХ СРЕДСТВ ПОЖАРОТУШЕНИЯ**

*А.Ю. Тимашева*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет  
г. Уфа, аспирант)*

**Ф.Ш. Хафизов**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет  
г. Уфа, профессор, зав. кафедрой ППБ)*

Более эффективными огнетушащими веществами, появившимися в Европе (Франция и Германия) в 30-40-х годах прошлого века в качестве средств тушения пожаров в самолетах, оказались галогенированные углеводороды. Галогениды - элементы VII группы таблицы Менделеева (фтор F, хлор Cl, бром Br и йод I) – более химически активны, чем кислород, для большинства углеводородов. Поэтому они более

интенсивно реагируют с углеводородами при высоких температурах, прерывая реакцию окисления углеводородов кислородом воздуха [1].

Первой в авиационной промышленности для тушения пожаров в двигателях в полете были использованы четыреххлористый углерод  $CCl_4$ , бромистый этил  $C_2H_5Br$ , а затем бромистый метилен  $CH_2Br_2$ . Попадая в зону химической реакции горения, эти вещества разлагаются с выделением свободных галогенидных радикалов. Эти галогеноводороды активно взаимодействуют с радикалами атома водорода H или  $H_2$ , наиболее активными продолжателями химической реакции горения в кислороде воздуха, и прерывают цепную химическую реакцию горения (образуя "инертные" соединения  $HCl$ ,  $HBr$ ,  $HI$  и т.д.). (Например,  $C_2H_5Br$  тушит "бедную" смесь углеводородов, образуя горючие "осколки" молекул  $C_2H_5$ , которые сами хорошо горят при наличии кислорода в воздухе) [2].

Однако эффективность их тушения была настолько высока, что вскоре специалисты остановили свой выбор на бромфторуглеродах, таких как тетрафтордибромэтан  $C_2Br_2F_4$  и трифторбромметан  $CF_3Br$ . Их огнетушащая эффективность в четыре-пять раз превышала эффективность углекислого газа, а все остальные физико-химические свойства делали их практически незаменимыми в качестве огнетушащих веществ. По этим огнетушащим веществам существует большой объем литературы. Эти огнетушащие вещества особенно необходимы для специализированных объектов, таких как самолеты, вертолеты, подводные лодки, ракетные установки и вычислительные центры. Это связано с тем, что данные огнетушащие вещества наиболее быстро действуют ( $t_{туш} = 1 \div 2$  с), требуют наименьшего количества и обладают отличными структурными и физико-химическими свойствами.

Однако вскоре возникли непредвиденные препятствия для его использования в целях пожаротушения и взрывоподавления. Был выдвинут тезис о том, что использование "фурадона" ("фреона" на иностранных языках) оказывает разрушительное воздействие на озоновый слой атмосферы, что может усилить жесткое ультрафиолетовое излучение (солнечную радиацию) на Землю и усилить парниковый эффект атмосферы. При этом экологи не учитывают, что те же хладагенты используются в холодильной технике (в сотни раз больших количествах), даже в механизмах открытого цикла, т.е. использованные хладагенты выбрасываются непосредственно в атмосферу.

Многие из этих газов используются и в бытовой технике, как, например, пропилен (привод для вытеснения и распыления содержимого технических и парфюмерных баллончиков). Ежемесячно производятся сотни миллионов этих продуктов, которые постоянно и повсеместно используются. В системах пожаротушения фреоны также всегда хранятся в герметичных контейнерах и выпускаются только при особых обстоятельствах. Они могут выпускаться для тушения сложных пожаров, а иногда и взрывов на специальных объектах. В результате расход ХФУ на противопожарную защиту в сотни и тысячи раз меньше, чем в других областях. Однако Международная комиссия "под одну гребенку" перечеркнула право на использование ХФУ для нужд и целей пожаротушения и взрывоподавления даже на специальных объектах, а аналогов для их замены пока не найдено. Поэтому научные исследования и практические разработки в этом направлении должны вестись особенно активно. Тем более что фреон особенно хорошо показал себя при создании композиционных (составных) составов и, в частности, при разработке композиционных методов тушения сложных пожаров [3].

Поэтому совершенствуя и уточняя знания и представления о механизме огнетушащего действия средств пожаротушения, можно ожидать успешных научных

исследований, практических разработок средств пожаротушения, новых технологий и методов пожаротушения.

#### **Список использованных источников:**

1. Баратов А.Н., Иванов В.Н. Пожаротушение на предприятиях химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности. – М.:Химия,1979. – 414 с.
2. Абдурагимов И.М. Критерий тушенияпожаров охлаждающими огнетушащими средствами // ЖурналВХОим Д.И. Менделеева. – 1982. – XXVII. – С. 11-17.
3. Абдурагимов И.М. Новые эффективные составы и способы тушения пожаров // ЖурналВХО им Д. И. Менделеева. – 1976. – XXI. – Т. 4. – С. 18.

УДК 614.8.084

### **ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ТЕХНОСФЕРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ**

***А.В. Тимофеева***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет  
г. Уфа, студент)*

***А.Ф. Муфазалов***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет  
г. Уфа, доцент)*

Настоящая статья представляет обзор существующих методов оценки эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности и исследует их применимость и достоинства в различных контекстах. Существующие методы оценки эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности включают:

1. Оценку рисков: определение вероятности возникновения угроз и потенциального ущерба, а также разработка мер по их смягчению.
2. Анализ последствий чрезвычайных ситуаций: изучение возможных негативных последствий инцидентов и разработка планов предотвращения и реагирования на них.
3. Измерение уровня защиты техносферных объектов: оценка эффективности систем защиты и выявление потенциальных уязвимостей.
4. Анализ затрат и результатов: оценка эффективности вложенных средств в безопасность с учетом полученных результатов и улучшения общей защиты.
5. Дополнительные методы оценки эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности включают в себя анализ технических показателей безопасности (например, надежность систем), проведение аудитов безопасности для выявления нарушений и уязвимостей, а также учет статистики инцидентов и реакции на них для формирования и улучшения стратегий безопасности [2, №. 3, с. 164-173].

Техносферная безопасность является важной составляющей современного общества, и эффективность мероприятий по ее обеспечению играет ключевую роль в предотвращении техногенных катастроф [5, т. 3, с. 17-28]. Методы оценки эффективности таких мероприятий позволяют выявить и анализировать уязвимости и риски, а

также оптимизировать системы техносферной безопасности для принятия обоснованных решений [1, №. 1, с. 41-48; 2, №. 3, с. 164-173].

Целью исследования является разработка комплексного подхода к оценке эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности, который учитывает взаимосвязь между техническими, организационными и человеческими аспектами системы безопасности [3, №. 4, с. 144-161].

Для улучшения практики оценки и управления техносферной безопасностью, исследования могут предоставить следующие результаты:

1. Анализ скрытых уязвимостей: выявление уязвимых мест в технологической среде, которые могут послужить точками входа для потенциальных угроз.

2. Оценка эффективности текущих методов безопасности: выявление сильных и слабых сторон существующих практик оценки и управления техносферной безопасностью.

3. Изучение статистики инцидентов: анализ случаев нарушений и инцидентов для выявления общих тенденций и паттернов угроз, что позволит улучшить методы предотвращения.

4. Разработка новых методов оценки рисков: исследование новых подходов к определению и управлению рисками в техносферной среде.

5. Изучение лучших практик: анализ успешных случаев управления техносферной безопасностью, чтобы использовать их опыт в разработке более эффективных практик.

Эти результаты исследований могут послужить основой для улучшения практики оценки и управления техносферной безопасностью, с целью создания более устойчивой и безопасной технологической среды [4, т. 39, с. 41-48].

#### **Список использованных источников:**

1. Глущенко, С.В. Методика оценки эффективности технических мероприятий по обеспечению техносферной безопасности / С.В. Глущенко, Е.А. Иванова // Вестник Московского университета. Серия 15: Вычислительная математика и кибернетика. – 2017. – № 1. – С. 41-48.

2. Зайцев, В.С. Оценка эффективности системы обеспечения техносферной безопасности / В.С. Зайцев, А.В. Кокорин, О.Б. Гашина // Труды Московского государственного инженерно-физического института (Технического университета). – 2018. – Т. 11. – № 3. – С. 164-173.

3. Константинов, А.Г. Анализ рисков в системах техносферной безопасности / А.Г. Константинов, Ю.А. Платов, А.Г. Софонов // Проблемы безопасности. – 2016. – № 4(24). – С. 107-112.

4. Панарин, А.Д. Экономика и безопасность техносферы: метод контролируемого хаоса / А.Д. Панарин // Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия 5: Экономика. – 2019. – Т. 39. – № 2. – С. 144-161.

5. Уилсон, Дж. Техносфера и безопасность / Дж. Уилсон // Безопасность и риск. – 2015. – Т. 3. – С. 17-28.

## ПОЖАРОТУШЕНИЕ РЕКТИФИКАЦИОННОЙ КОЛОННЫ, ЭЛЕМЕНТЫ ЗАЩИТЫ

**Э.И. Хайбрахманов**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет  
г. Уфа, магистрант)*

**Е.В. Попова**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет  
г. Уфа, доцент)*

Ректификация представляет собой процесс разделения смесей разных жидкостей, которые частично либо полностью растворяются друг в друге. Суть этой процедуры в многократном химическом взаимодействии паров жидкости и флегмы – жидкости, образуемой при конденсации этих паров. Иными словами, в основе процесса отделения лежит перегонка: жидкость нагревается до температуры кипения, пар, образующийся при нагреве, конденсируется в установке. Получившийся конденсат представляет собой жидкость иного состава по сравнению со структурой первоначальной смеси. Повторяя этот процесс многократно, можно почти на 100% разделить исходную жидкость на отдельные компоненты.

Для выполнения химических реакций ректификационные колонны (РК) снабжаются специальными теплообменными устройствами, для уменьшения тепловых потерь установки покрывают термоизоляцией. Если установка размещается на открытой площадке, то она комплектуется отдельными блоками – соединенными в один комплекс. Это, к примеру, блок колонн, блок печей, блок теплообменников и т.п.

Несомненно, эти установки относятся к категории А и Б взрывоопасных и пожароопасных конструкций, взрывоопасность и пожароопасность которых охарактеризуется следующими факторами: количеством взрывоопасных веществ; свойствами горючих материалов; рабочим режимом РК (давление, температура) [1, с. 16]. При разделении горючих газов и легковоспламеняющихся жидкостей пожароопасными являются и ректификат (дистиллят) и остаток смеси. Следовательно, пожарная профилактика является обязательной на РК.

Противопожарная защита колонны построена по принципу временной локализации очага возгорания, чтобы обезопасить взрывоопасный объект от пожара до прибытия аварийно-спасательной службы и пожарной охраны [2, с. 6]. При разной высоте РК используются различные схемы распределения огнетушащего вещества. Если колонна невысокая, а подача воды стабильная можно использовать ручной ствол для тушения огня с применением пожарного гидранта. Высотные РК предполагают применение лафетных стволов с пожарных вышек или стационарных оросительных систем. Основной целью гидравлического расчета РК будет определение величин гидравлических сопротивлений, возникающих при прохождении пара через колонну. Для того чтобы стабилизировать напор воды, площадка оборудуется гидрантами. Чтобы оповестить персонал о возгорании в строении операторной, у поташной очистки, у печного и у реакторного блоков должны располагаться извещатели – пожарные датчики. На каждом из участков установки пожаротушения предусматриваются ограничительные шайбы.

Автоматическая установка пожаротушения (АУП) предполагает правильную установку распылителей, выбрасывающих огнетушащее вещество. Для

ректификационной колонны важно, чтобы вода или пена равномерно орошала конструкцию и препятствовала дальнейшему распространению огня в помещении или на открытой площадке. Оросители располагаются на небольшом расстоянии друг от друга, чтобы водяная струя была в каждую точку горящей конструкции [3, с. 46].

При этом, тип АУП зависит от месторасположения конструкции. Так, на открытой площадке применяются водяные и пенные АУП. Лафетные стволы располагаются так, чтобы каждая точка РК орошалась минимум двумя водяными струями, колонны от 80-ти метров высотой дополнительно оборудуют системами воздушно пенного, водяного охлаждения и тушения. При наружном тушении огня используется водопровод предприятия, при этом расход воды – не менее 120 л/сек [3, с. 47]. В помещении можно использовать порошковые или газовые установки, но для газовых АУП необходимы дополнительные меры безопасности. В компрессорной рекомендуется прокладка водопровода с пожарными кранами. Вся система оборудуется стояками во всех потенциально опасных местах, пожаротушение сухотрубное, пар подается от пожарных гребенок. Если используется дренчерный или спринклерный тип АУП, трубопровод в дежурном режиме также должен быть пустым.

Таким образом, для ликвидации пожара на РК целесообразно применять водяные спринклерные или дренчерные системы.

#### **Список использованных источников:**

1. Бакиров, И.К. Недостатки методик определения расчетных величин пожарного риска / И.К. Бакиров // В сборнике: Экологические проблемы нефтедобычи. Сборник трудов Всероссийской научной конференции. ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – 2010. – С. 16-17.

2. Бакиров, И.К. О сложностях определения пожарного риска и угрозы жизни людей от пожара / И.К. Бакиров, И.Р. Халиуллина // Пожаровзрывобезопасность. – 2015. – Т. 24. – № 1. – С. 5-8.

3. Карпов, С.В. Автоматизированные системы пожаротушения для энергетики и нефтегазовой промышленности / С.В. Карпов // Турбины и дизели. – 2020. – № 3(90). – С. 46-50.

## ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЗА СЧЕТ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ОТ ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ

*К.М. Халикова*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет  
г. Уфа, магистрант)*

*А.В. Пермяков*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет  
г. Уфа, доцент)*

Продукция нефтяных и газовых скважин представляет собой многокомпонентную смесь, состоящую из нефти, газа, воды и различных примесей. В процессе движения этой смеси по трубопроводам происходят различные физические и химические процессы (отложение парафинов, солей, абразивный износ, коррозионное разрушение поверхности), в результате которого нарушается нормальная работа трубопроводов.

Для обеспечения эффективности работы трубопроводов необходимо предотвратить возможность развития этих процессов.

Скорость коррозии металла внутренней поверхности магистральных газо-, нефтепроводов и нефтепродуктов обычно не превышает допустимые значения. Однако одной из основных причин аварий на водоводах и промысловых газонефтепроводах является внутренняя коррозия.

При наличии в транспортируемой среде воды и других коррозионно-активных компонентов, таких как сероводород и углекислый газ, значительно повышается скорость коррозии стальных труб. По оценкам экспертов, срок службы стальных труб без покрытия на отдельных промыслах составляет от 6 месяцев до 5 лет. Потери при добыче и транспортировке нефти составляют 3...7 % от добываемого объема, что значительно превышает мировые показатели. Поэтому необходимость защиты внутренней поверхности труб от коррозии очевидна.

Ограничения, связанные с проектированием и строительством. Эти трубопроводы проектируются с учетом первоначальных эксплуатационных требований. Материал конструкции выбирается в соответствии с этими требованиями. Зачастую спроектированный трубопровод не выдерживает условия, которые были предусмотрены для его первоначального назначения.

Мониторинг внутренней коррозии. Трубопроводы должны быть промыты в соответствии с их графиком для очистки и удаления осевших жидкостей из трубопровода. Контролировать внутреннюю коррозию рекомендуется наблюдать с помощью датчиков и образцов-свидетелей или измерительных матриц [1].

Состав сырья из разных скважин может значительно отличаться, и от этого зависит дальнейший его путь по переработке. Именно с этой целью и проводятся различные анализы.

В лаборатории проводят ряд лабораторных исследований сырья, такие как: определение содержания серы, содержание воды, содержание хлористых солей, фракционный состав, содержание механических примесей и др. Работы проводят на современном оборудовании. Иначе нельзя, контроль в лаборатории должен быть на высоком уровне.

Если эти параметры приближаются к предельным значениям, то группа, отвечающая за мониторинг внутренней коррозии должна проявлять бдительность и гарантировать, что оперативная группа предпримет немедленные действия для устранения проблемы. Следует периодически анализировать жидкость, поступающую в трубопроводы.

Технологии как ингибиторная защита трубопровода [2]:

1. Постоянное дозирование ингибиторов коррозии совместно с ударными обработками.
2. Метод пробковых обработок ингибиторами коррозии для защиты нефтепроводов.
3. Путем регулярной подачи ингибиторов коррозии для защиты системы ППД.
4. Переработка добывающих скважин ингибиторами и бактерицидами.
5. Защита нагнетательных скважин раствором АКЖ.
6. Защита поверхности покрытия РВС.

Для предотвращения проблемы внутренней коррозии в нефтепромысловых трубопроводах при перекачке жидкости для ввода сырой нефти, природного газа и воды включает в себя все вышеуказанные шаги с применением таких технологий как ингибиторная защита трубопровода, которые необходимо осуществить для предотвращения разрушений промысловых трубопроводов для бесперебойной добычи нефти и газа. Данная проблема имеет немалое значение в пожарной безопасности, прежде всего это связано с ресурсом материалов, гарантирующий безопасность жизни людей.

#### **Список использованных источников:**

1. Плетнёв М.А., Чаусов Ф.Ф., /Устройство коррозионного мониторинга действующего трубопровода/. Патент РФ на полезную модель №48026, МПК А17D 3/00 опубл. 10.09.2005 г.
2. Васильев Г. И., Быков Л. И., Мустафин Ф. М., Кузнецов М. и др. / Защита трубопроводов от коррозии: учебное пособие [Текст] / Т. 1,2. – СПб. – Изд-во: НЕДРА, 2005.

УДК 502.65:622.276

### **АВАРИИ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПЛЕКСАХ НЕГАТИВНО ВЛИЯЮЩИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ**

**Ф.Ш. Хафизов**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет  
г. Уфа, профессор, зав. кафедрой ППБ)*

**Н.А. Абдуллин**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доцент)*

**В.А. Батищева**

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, аспирант)*

Нефть может нанести серьезный вред водным экосистемам и водному биоразнообразию. Нефть является токсичным веществом, которое может проникать в почву, воду и воздух, нанося значительный вред живым организмам. Это может привести к



нарушению экосистем и снижению биоразнообразия, а также негативно влиять на здоровье людей и может иметь серьезные экономические последствия.

В связи с этим актуально разрабатывать мероприятия по предотвращению и борьбе с разливом нефти. Это включает в себя разработку более безопасных и экологически устойчивых методов добычи нефти, улучшение технологий очистки. Разливы нефти зачастую обусловлены неправильным складированием или обращением с нефтепродуктами на суше, что приводит к проникновению воды и утечке нефти в море; сливание или выброс нефти и нефтепродуктов в море со стороны промышленных объектов, судов или береговых участков; нарушение экологических требований и неправильная эксплуатация морских нефтегазовых месторождений; природные бедствия, такие как ураганы или землетрясения, которые могут вызвать повреждения нефтепроводов, платформ и другой инфраструктуры, приводящие к утечке нефти в море [1].

Одним из наиболее эффективных способов очистки водной поверхности является механический способ очистки [2]. Механическая очистка состоит из отстаивания и последующей фильтрации загрязненной воды с использованием нефтеловушек, бензомаслоуловителей или ручным методом. Усовершенствование механического способа очистки позволит эффективно удалить нефть с поверхности воды, и тем самым повысить пожарную безопасность.

#### **Список использованных источников:**

1. Вылкован А.И., Венцюлис Л.С, Зайцев В.М., Филатов В.Д. Современные методы и средства борьбы с разливами нефти: Научно-практическое пособие. – СПб.: Центр-Техинформ, 2000. – 204 с.

2. Горбунова Е.А. Экстракционная очистка, как наиболее эффективный метод очистки сточных вод от нефти и нефтепродуктов. Аллея науки. –2019. – Т. 3. – №12(39). – С. 420-423.

УДК 371.261

### **СИСТЕМА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОЦЕНКИ УРОВНЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОЦЕССА ПРИГОТОВЛЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

***В.А. Христовуло***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет»,  
г. Уфа, студент),*

***В.Б. Барахнина***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет»,  
г. Уфа, доцент),*

***К.А. Маликова***

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет»,  
г. Уфа, студент)*

Широкая номенклатура и изменчивость вредных и опасных факторов процесса обуславливает необходимость разработки стратегии повышения безопасности процесса приготовления буровых растворов (БР) с учетом ключевых показателей безопасности (КПБ). Определить весовые значения ключевых показателей возможно методом экспертного опроса [1].

Целью данной работы явилось определение значимости КПБ процесса приготовления БР для выработки стратегии повышения промышленной безопасности и охраны труда при бурении нефтегазовых скважин [2].

Для определения числовых показателей КПБ проводили опрос экспертов в области промышленной безопасности и охраны труда бурового предприятия. Данный метод заключался в анкетировании группы заранее подготовленных специалистов. На основании обработки результатов анкетирования определяли количественную оценку фактора [3].

Этапы экспертного опроса: выбор экспертов, формирование вопросов; составление анкет, проведение опроса среди экспертов, анализ экспертных оценок, обработка экспертных оценок и выдача рекомендаций. Определить весовые значения ключевых показателей, оказывающих наибольшее влияние на уровень безопасности, предлагалось следующим образом: составление матрицы «эксперты-факторы», в которой представлены балльные оценки весового значения по каждому ключевому показателю безопасности → расчет относительной значимости ключевых показателей безопасности и подфакторов для каждого эксперта → расчет средней оценки каждого ключевого показателя безопасности для группы из 15 экспертов, данного всеми экспертами в совокупности. Оценить значение того или иного показателя специалистам предлагалось по пятибалльной шкале.

Сначала эксперты определяли ключевые показатели безопасности процесса. После каждый ключевой показатель разбивался на подфакторы, и экспертам предлагалось оценить значимость каждого отдельного подфактора. [3]. Затем рассчитывали относительную значимость факторов для каждого эксперта. Для этого оценки, полученные от отдельного эксперта, суммировали, и высчитывали относительную значимость. Далее находили численное значение КПБ – среднее арифметическое для каждого фактора.

Полученные в работе результаты экспертного опроса свидетельствуют о том, что токсикологические свойства буровых реагентов оказывают наиболее сильное влияние на уровень промышленной безопасности и охраны труда процесса приготовления БР.

Для уточнения степени влияния исследуемых КПБ представлены результаты экспертного опроса по одиннадцати подфакторам. Полученные результаты наглядно отражают степень влияния каждого отдельного ключевого показателя безопасности и их подфакторов на уровень промышленной безопасности и охраны труда процесса приготовления БР с учетом особенностей работы специалиста по приготовлению буровых растворов. Далее осуществляли проверку согласованности суждений экспертов – определяли, насколько сильно различаются суждения специалистов. Согласованность суждений экспертов по КПБ оценивали по коэффициенту конкордации. Применение данного коэффициента в рамках решаемой задачи являлось наиболее целесообразным, так как он использовался при оценках в физических единицах факторов и балльных оценках.

По мнению опрошенных экспертов, такой фактор, как токсикологические свойства буровых реагентов оказывает наибольшее влияние на уровень безопасности процесса приготовления БР. Кроме того, в результате исследования выявлено значительное влияние следующих подфакторов: присутствие в рецептуре полиактриламида, углеводородной основы или феррохромлигносульфоната. Очевидна необходимость разработки метода оценки уровня безопасности исследованного технологического процесса, который учитывал бы особенности приготовления БР, а именно – применение безопасных химических реагентов. Использование БР на углеводородной основе рекомендуется исключить из технологического процесса строительства нефтяных и

газовых скважин из-за пожаро-, взрывоопасности и нежелательности их попадания в окружающую природную среду.

#### **Список использованных источников:**

1. Способы интенсификации биоочистки почвы и воды от нефти, нефтепродуктов и некоторых буровых отходов, дисс. канд. техн. наук. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. – 24 с.
2. Фаррахова А.Т., Барахнина В.Б. Повышение промышленной и экологической безопасности на объектах нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Экологический вестник России. 2016. № 3. – С. 25-28.
3. Исмагилов М. И., Юсупова А. Б., Барахнина В.Б. Определение значимости ключевых показателей безопасности процесса приготовления буровых растворов. XXI век: итоги прошлого и проблемы настоящего плюс, Том 11, № 2 (58), 2022. – С. 186-192.

УДК 331.453

### **АНАЛИЗ ПРОЦЕДУРЫ ОЦЕНКИ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ РИСКОВ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

*Г.М. Шарафутдинова*

*(ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»,  
доцент)*

*А.А. Окунева*

*(ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»,  
магистрант)*

В настоящее время наблюдается следующая тенденция: все процессы по охране труда законодательно «завязываются» на специальной оценке условий труда и оценке профессиональных рисков (составление инструкций по охране труда, организация обучения, организация обеспечения выдачи СИЗ и дерматологических СИЗ). Важность вопросов оценки и управления профессиональными рисками в России в настоящее время резко увеличивается еще и со становлением страховых механизмов обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, а также формированием обязательных профессиональных пенсионных систем.

Поэтому представляется актуальным исследование методологии оценки профессиональных рисков, существующих концепций управления профессиональными рисками, а также анализ изменений по охране труда, коснувшихся процедуры управления профессиональными рисками, вступивших в силу с 1 марта 2022 года.

Процедура управления профессиональными рисками направлена на идентификацию и снижение уровня риска. Оценка рисков выявляет опасности, воздействующие на работника при выполнении должностных обязанностей, а также определяет тяжесть воздействий и возможные последствия путём [1-2]:

- сбора общей информации о рабочем месте и изучения локальной нормативно-технической документации, осмотра рабочих мест;
- контроля за выполнением работниками их трудовых функций;

– опроса работников и их руководства на наличие неблагоприятных факторов производственной среды и проверки оборудования на наличие неисправностей.

Перед тем, как провести оценку рисков, необходимо идентифицировать опасности на каждом из рабочих мест на предприятии [3]. В работе рассмотрены и проанализированы наиболее распространенные методы оценки профессиональных рисков и выделены наиболее эффективные.

Объектом данного исследования является анализ теоретических основ управления профессиональными рисками и порядок их проведения на предприятии. Предметом – методы оценки профессиональных рисков. В качестве методической основы был выбран анализ текстов научных статей отечественных авторов, проработка патентной документации о существующих способах оценки профессиональных рисков [4-5].

Если устранить опасность представляется невозможным, необходимо оценить степень её воздействия на работника и повысить безопасность с помощью мероприятий, позволяющих это воздействие минимизировать. Эффективной оценка рисков для предприятия будет только в том случае, если это мера профилактики.

#### **Список использованных источников:**

1. Садовников М.А. Роль системы оценки профессиональных рисков в системе управления охраной труда в организации / М.А. Садовников, Д.В. Семин, Г.Г. Попов, А.А. Рыжкова // Техносферная безопасность. – 2019. – №4(48). – С. 101-105.

2. Несчастные случаи, производственный травматизм и профессиональные заболевания: учебное пособие / Донской ГАУ; сост. В.Ю. Контарева, С.Е. Башняк, Н.Г. Папченко. – Персиановский: Донской ГАУ, 2021. – 96 с.

3. Белов П.Г. Управление рисками, системный анализ и моделирование в 3 ч. Часть 1: учебник и практикум для бакалавриата и магистратуры / П.Г. Белов. – М.: Издательство Юрайт, 2019. – 211 с.

4. Карначев И.П. О концепции управления профессиональными рисками в сфере охраны здоровья и безопасности труда работников промышленных предприятий / И.П. Карначев, С.П. Левашев, Р.В. Шкрабак, А.А. Челтыбашев // Горный журнал. – 2018. – №4. – С. 87-92.

5. Федеральная служба по труду и занятости. Отчеты о деятельности Федеральной службы по труду и занятости за 2018-2022 гг. [Электронный ресурс]. – URL: <https://rostrud.gov.ru/rostrud/deyatelnost/?CATID=14167> (дата обращения: 01.08.2023).

## СЕКЦИЯ 7. МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ

УДК 621.644

### К ВОПРОСУ ОБ АКТУАЛИЗАЦИИ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ В ОБЛАСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

*Р.Х. Абдрахманов, Е.А. Удалова*  
(Уфимский государственный нефтяной  
технический университет г. Уфа)

Современное состояние нефтегазовой отрасли в области проектирования, строительства и эксплуатации технологических трубопроводов характеризуется повышением безопасности относительно нефтегазовой эпохи Советского союза. Однако в некоторых вопросах законодательная база движется в обратном направлении.

Технологические трубопроводы – это трубопроводы, находящиеся в границах производственных комплексов, по которым перекачивают различное сырье, сжатый воздух, инертные газы, пар, воду, реагенты, нефтепродукты и другие газы и жидкости, которые позволяют вести технологические операции по производству этих же самых продуктов. Технологические трубопроводы состоят из труб и примыкающих к ним деталей, таких как отводы, тройники, переходы фланцы и т.д.

Для обеспечения правильного и безопасного проектирования и строительства технологического трубопровода необходимо оперировать актуальной информацией о материалах и методах сооружения данного опасного производственного объекта и грамотной нормативно-технической базой, соответствующей современным требованиям в области строительства нефтегазовой промышленности. Обеспечение долговечной работы и непрерывной транспортировки продуктов представляет собой большую проблему, оказывающую прямое влияние на безопасность и надежность объекта.

Современная Россия унаследовала от Советского Союза огромный ресурс нормативно-технической базы, который позволяет реализовать большое число смелых нефтегазовых проектов. Однако требования, прописанные в этих документах, устанавливались экспериментально с применением технологий, многие из которых сегодня уже утратили свою актуальность. Поэтому законодательная база должна меняться в сторону усиления требований в сфере безопасности промышленных объектов и защиты окружающей среды [1].

К сожалению, в некоторых аспектах проектирования такая практика не получила развития, и нормы проектирования необоснованно упрощаются. В качестве примера можно привести нормативный документ ПБ-00-540-03 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических нефтеперерабатывающих производств», в котором регламентируется минимальное время приведения в действие запорных устройств с ручным приводом в 300 с. Актуализация этого документа привела к тому, что вышеописанное требование в нем теперь не регламентируется, а время приведения в действие запорной арматуры определяется

проектировщику. Это, на наш взгляд, может привести к снижению уровня безопасной эксплуатации опасных производственных объектов.

Таким образом, необходимо проанализировать нормативно-техническую базу для выявления ее соответствия современным требованиям и нормам, чтобы обоснованно и разумно актуализировать ее и при необходимости внести в нее изменения.

#### **Список использованных источников:**

1. Недзвецкий М.Ю., Маянц Ю.А., Елфимов А.В., Ширяпов Д.И. Научно-техническое сопровождение проектирования и строительства объектов газовой отрасли как фактор снижения инвестиционно-строительных рисков [Электронный ресурс] // Газпром ВНИИГАЗ URL: [https://vniigaz.gazprom.ru/d/textpage/c8/712/m.yu.-nedzvetskij\\_nts.pdf](https://vniigaz.gazprom.ru/d/textpage/c8/712/m.yu.-nedzvetskij_nts.pdf) (дата обращения: 13.11.2023).

УДК 622.276

### **НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НА КУБЕ**

*Г.М. Адриан, З.М. Лисет, Р.Г. Юлейдис, Т.Х. Марлон А.  
(Уфимский государственный нефтяной  
технический университет г.Уфа, магистрант)*

Месторождение Бока-де-Харуко эксплуатируется четыре десятилетия. Его продуктивные пласты сильно выработаны, а запасы углеводородов находятся в стадии истощения. Однако значительное количество добываемой продукции остается в матрице горных пород из-за обводнения и отсутствия современных технологий добычи. Тяжелая нефть промышленных запасов залегает на небольшой глубине, и разработка сдерживается отсутствием соответствующей технологии. В данном случае месторождение является битуминозным. По этой причине необходимо использовать современные методы увеличения нефтеотдачи, в том числе закачку пара, что позволит продлить продуктивный срок месторождения и оптимизировать его добычу [4].

В процессе эксплуатации нефтяных месторождений образуются отходы производства, загрязняющие окружающую среду. Для каждого из отходов необходимо использовать профилактические методы утилизации. В случае с попутной водой, которая извлекается вместе с нефтью, ее необходимо закачать в пласт с двумя основными целями: поддержание пластового давления и предотвращения загрязнения окружающей среды [2].

Месторождение Ипама вначале работало в режиме растворенного газа с небольшим количеством воды, содержание которой увеличивалось по мере разработки. Добытая вода загрязняет окружающую среду, и ее закачка необходима в соответствии со стандартами, установленными на Кубе, чтобы не влиять на уровень грунтовых вод. Когда в процессе эксплуатации начинает появляться вода, возникает необходимость в нескольких скважинах вблизи нефтепарка, где осуществляется сбор и подготовка нефти, использовать эти скважины в качестве нагнетательных. В частности, необходимо внедрить технологию закачки воды [1].

ENERGAS.SA – смешанная кубинско-канадская компания с предприятиями в Варадеро, Пуэрто-Эскондидо и Бока-де-Харуко, созданная в 1996 году с целью использования попутного газа, сжигаемого в атмосфере при добыче нефти. Сохранение и

переработка этого газа обеспечивает дешевым топливом для производства электроэнергии, снижая воздействие вредных газовых выбросов на окружающую среду. Однако существует проблема утилизации углекислого газа, который выбрасывается в атмосферу, способствуя усилению парникового эффекта. Поэтому необходим поиск перспективной технологии использования газообразных отходов, содержащих углекислый газ, сероводород. В мире существует несколько современных технологий улавливания CO<sub>2</sub> и его использованию [3]. Предполагается внедрить одну из лучших технологий, которая адаптируется к конкретным характеристикам и условиям газового завода.

Сырая нефть месторождения Варадеро имеет плотность от 8 до 12° API, высокое содержание серы и газообразного сероводорода от 8 до 12% соответственно, а также до 20% попутной воды с механическими примесями. Добываемая продукция требует очистки до необходимых для продажи параметров. Требуется также усовершенствовать процесс добычи и стабилизации сырой нефти месторождения Варадеро. С этой целью проанализирована работа установки подготовки нефти типа «Хиттер-тригер» для термической обработки и прямого нагрева для сокращения времени очистки и подготовки скважинной продукции, которое в настоящее время превышает 15 часов. Данная установка, помимо сокращения времени обработки, позволит заменить громоздкое металлоемкое существующее оборудование, имеющее износ и большие затраты на техническое обслуживание и ремонт. Установка будет размещена на входе сырья на завод, обеспечивая непрерывный поток сырой нефти со скоростью около 240 м<sup>3</sup>/ч.

#### **Список использованных источников:**

1. Álvarez Castro, J. Modelo geológico del yacimiento Pina // 1996.
2. Ferrer M. P. De Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos / M.P. De Ferrer, Ediciones astro data SA Maracaibo, Venezuela, 2001.
3. Gámez N., Cobo M. Purificación de dióxido de carbono emitido en plantas de tratamiento de gas // Ciencia en Desarrollo. 2018. № 2 (9). С. 137–148.
4. García E.M., Fernández E.T. Posibilidades de incremento del potencial gasopetrolífero en el bloque este del yacimiento Boca de Jaruco.

## ЗАЩИТА ГЛУБИННОНАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ МЕХПРИМЕСЕЙ ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ СКВАЖИНАХ

**Ш.А. Алиматов**

*(ООО «ЛУКОЙЛ Западная Сибирь»*

*ТПП «Когалымнефтегаз», г. Когалым, инженер-технолог)*

**В.А. Молчанова**

*(Уфимский государственный нефтяной*

*технический университет г. Уфа, к.т.н., доцент)*

**Л.А. Муталова**

*(Уфимский государственный нефтяной*

*технический университет г. Уфа, магистрант)*

Механизированная добыча нефти и, особенно, ее интенсификация в условиях высокообводненного фонда скважин, эксплуатируемого установками электроприводных лопастных насосов (УЭЛН), всегда осуществляется в осложненных условиях. Наиболее распространенное, являющееся основной причиной отказов оборудования – механические примеси. Для защиты насосного оборудования от механических примесей наиболее широкое распространение получили различные фильтры.

Существуют такие конструкции для защиты глубиннонасосного оборудования как шламоуловители ШУМ 5 и МВФ, фильтр ЖНШ, сепаратор механических примесей, скважинный фильтр-кожух, фильтр-насадка.

Перечисленные конструкции фильтров, используемые в составе УЭЛН решают задачу защиты глубинно-насосного оборудования от механических примесей, однако, не отвечают требованиям надежности, недостаточно эффективны в условиях интенсификации отборов флюида, содержащего повышенное количество механических примесей [1,2]. Необходима доработка имеющихся конструкций фильтров с целью повышения эффективности за счет уменьшения гидравлического сопротивления в области входа флюида в фильтроэлемент. Предложена конструкция фильтра в составе УЭЛН с низким гидродинамическим сопротивлением и получен патент на изобретение «Фильтр скважинный». Данное устройство может быть использовано в эксплуатации нефтяных скважин при откачке жидких сред с механическими примесями. Решена задача повышения эффективности скважинного фильтра за счет уменьшения гидравлического сопротивления и увеличения межремонтного периода работы насоса, оборудованного фильтром. Основным элементом устройства является скважинный фильтр тонкой очистки, в котором витки профилированной проволоки выполнены с скругленными во внутрь гранями в сечении, и тем, что при выбранном радиусе кривизны профиля образуется завихрение потока, которое создает разрежение в области после входа жидкости в фильтр в верхней части профиля проволоки. Общий вид фильтра на рисунках 1, 2.



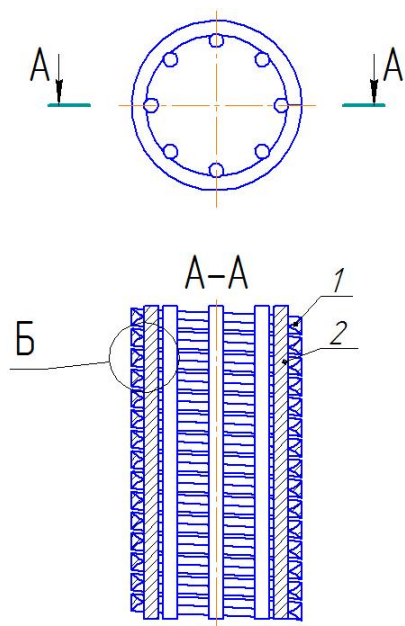


Рисунок 1 – Конструкция  
фильтра скважинного

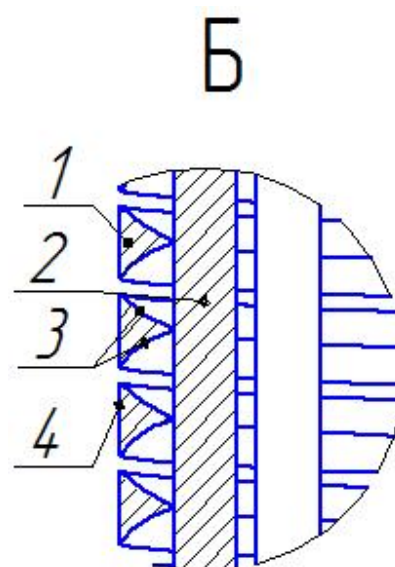


Рисунок 2 – Устройство  
фильтроэлемента

Скважинный фильтр включает опорные стержни 1, витки профилированной проволоки 2 (или наборные кольца из пластмассы или пропилена, на чертеже не показано) с образованием расширяющихся щелей во внутреннюю сторону фильтра. Витки профилированной проволоки выполнены сужающимися во внутреннюю сторону фильтра, нижние 3 из которых скруглены под одинаковым радиусом с обеих сторон, а верхняя грань 4 выполнена под прямым углом. Скважинный фильтр, включающий опорные стержни и витки профилированной проволоки, образующие горизонтальные щели, отличающийся тем, что горизонтальные щели выполнены сужающимися во внутреннюю сторону фильтра, а витки профилированной проволоки выполнены с скругленными гранями в сечении, нижние из которых скруглены во внутреннюю сторону под одинаковым радиусом с обеих сторон, а верхняя грань выполнена под прямым углом. Скважинный фильтр отличается еще и тем, что горизонтальные щели выполнены сужающимися во внутреннюю сторону фильтра с боковыми гранями, описываемыми уравнением второго порядка.

Предложена конструкция скважинного фильтра, защищающая УЭЛН от мехпримесей при добыче высокообводненной нефти.

#### Список использованных источников:

1. Методы защиты насосного оборудования для добычи нефти от механических примесей / Смольников С.В., Топольников А.С., Уразаков К.Р., Бахтизин Р.Н. // Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело» - 2010. - 41 с.
2. Пат. РФ 2382237. Погружная электроцентробежная насосная установка / Д.П. Казаков, К.Р. Уразаков, А.С. Топольников, А.А. Кудрявцева; заявитель и патентообладатель Д.П. Казаков. – № 2008122743; заявл.04.06.2008; опубл. 20.02.2010.

## РАЗЛИЧНЫЕ КОНСТРУКЦИИ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ВИБРАЦИИ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

*А.С. АльХубайши*

*(Уфимский государственный нефтяной  
технический университет, г. Уфа, студент)*

Вибрация УЭЦН может привести к повреждению насоса, ухудшению качества добычи нефти и возникновению аварийных ситуаций. источником повторно-переменных нагрузок. Основное воздействие повышенной вибрации воспринимают вал, рабочие ступени насоса, опорные элементы, подшипники и шлицевые соединения секций насоса.

Существует несколько конструкций, которые могут помочь в снижении вибрации при эксплуатации УЭЦН, в данной статье рассмотрены некоторые из них.

В работе [1] систематизированы основные типы сломов валов и их причины. Рассмотрены крутильные колебания УЭЦН и их влияние на усталостные разрушения. Приведены результаты испытаний валов на статическое кручение и усталость. Рекомендуется ряд мероприятий по снижению вероятности слома вала при выводе на режим и при работе УЭЦН. В работе [2] проведен анализ отказов месторождений Западной Сибири, что помогло выявить, что 44% сломов имеют пластический характер и 56% отказов связано с усталостным сломом валов. Анализ изломов валов показал, что основной причиной усталостных сломов происходят по шлицам в районе муфтового соединения. Представлены данные по наработке до отказа УЭЦН, преждевременным отказам УЭЦН, связанным с усталостным сломом вала, показавшие, что средняя наработка по причине усталостного слома вала составляет 74 сут, при этом больше половины УЭЦН (53 %) отработали не более 40 сут. В работе [3] описывается влияние вибрации на увеличение отказов типа «полет УЭЦН», указаны основные места расчленения УЭЦН и приведена соответствующая статистика. Представлен вибрационный стенд, который позволяет воспроизводить и измерять величину вибрации при разных скоростях вращения вибронагружающего устройства, различной величине дисбаланса, а также при разных углах наклона испытываемых элементов насоса и НК. В статье [4] был проведен анализ работы УЭЦН, рассмотрена динамичность работы ЭЦН и предложена конструкция виброгасителя, которая снижает растягивающие, сжимающие и крутильные колебания действующие на УЭЦН. Гасят сжимающие нагрузки с помощью упругих элементов, установленных между верхним кулачком и корпусом. Крутильные колебания гасятся за счет сжатия и разжатия резиновых элементов выступами кулачков. А гашение растягивающих колебаний происходит за счет сжимающих и крутильных колебаний возникающих при работе УЭЦН.

Известен компенсатор [5], в котором осуществляется гашение вибрации за счет наличия упругих элементов, которые поглощают энергию крутящего момента и предотвращают передачу момента на подъемную колонну НКТ. Так же известен демпфирующий узел [6], гашение энергии удара демпфирующим узлом приводит к гашению вибраций и уменьшению усталостных напряжений крепежных элементов оборудования и фланцевых соединений УЭЦН. Крепежные элементы служат дольше, что гарантирует повышение надежности крепления силового кабеля и снижение риска его повреждения. Известна модель протектора погружного электродвигателя [7]. Данный

протектор, может быть использовано для защиты ЭЦН от механических повреждений при спускоподъемных операциях и для снижения уровня вибраций и колебаний при запуске электродвигателя ЭЦН и охлаждения его при работе. Идея заключается в том, что протектор погружного электродвигателя выполнен в виде полого цилиндра, который имеет присоединительную резьбу со стороны одного торца полого цилиндра.

На основе проделанного анализа технической и литературной проработки выявлены следующие проблемы:

1. Существующие методы заключаются в использовании виброгасителей, что имеют малую эффективность и высокую стоимость;
2. Отсутствуют конструкционные методы;
3. Отсутствуют методы борьбы с вибрацией в шлицевом соединении.

#### **Список использованных источников:**

1. Смирнов Н.И. О причинах сломов валов УЭЦН / Н.И. Смирнов, Н.Н. Смирнов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 2012.
2. Деговцов А.В. Анализ причин усталостных сломов валов ЭЦН / А.В. Деговцов, В.Н. Ивановский, С.В. Кривенков, И.В. Кузнецов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 2018.
3. Канев П.И. Создание экспериментального стенда для исследования вибрации ЭЦН для добычи нефти // Севергеоэкотех, 2016.
4. Габрахимов М.С. Динамические нагрузки скважинного оборудования и виброзащита УЭЦН / Габрахимов М.С., Фахриева К.Р. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 2013.
5. Патент N 2681563, МПКF04D 13/10(2006.01), Компенсатор для снижения вибрации в УЭЦН: 02.28.2018 : опубликовано 11.03.2019 / К.Р. Уразаков, Е.Б. Думлер, Р.И. Вахитова, В.А. Молчанова (РФ)
6. Патент N 129545, МПКЕ21В 17/00(2006.01), Демпфирующий узел: опубл. 27.06.2013 / Д.С. Ищеряков, С.Ф. Ищеряков, М.Н. Парфенов. (РФ).
7. Патент N 2504639, МПКЕ21В 17/10, Протектор погружного электродвигателя: опубл. 20.01.2014 / Рыженков В.А., Волков А.В., Парыгин А.Г., Хованов Т.П. (РФ).

УДК 622.276.6

## **ПОВЫШЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ, ЗА СЧЁТ ВЫВОДА ИЗ БЕЗДЕЙСТВИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН**

*В.А. Белилов, Н.Э. Курдагия, М.В. Омелянюк  
(АМТИ (филиал) ФГБОУ ВО «КубГТУ», г. Армавир)*

*Исследование выполнено при финансовой поддержке Кубанского научного фонда в рамках научного проекта № МФИ-20.1/54*

Для всех месторождений Краснодарского края характерна значительная изношенность фонда добывающих скважин, многие бездействующие скважины требуют консервации или ликвидации. Но при этом месторождения Западно-Кубанского

прогиба и Восточно-Кубанской впадины все еще рассматриваются как перспективные, причем не только с точки зрения эксплуатации, но и как объекты геологической разведки. Уже давно замечено, что истощенные месторождения продолжают давать продукцию много времени спустя после исчерпания расчетного запаса. Всего в крае учтены 98 месторождений с разбуренными и разведанными запасами около 35 млн.т [1].

Основным источником опасности являются ликвидированные скважины, набуренные в первой половине XX века, которые не являются непосредственно инфраструктурой нефтедобывающих предприятий, находятся за пределами лицензионных участков, и всю ответственность за аварии и катастрофы с ними берет на себя не только государство, но и руководство края.

Поэтому поиск новых технологических решений, совершенствование и разработка технологий, повышающих эффективность и обеспечивающих промышленную безопасность проведения работ при выводе скважин из бездействующего фонда, являются актуальной проблемой, не только для Краснодарского края, но и для страны в целом. На ликвидацию аварии с образованием возгорания грифона из-за разгерметизации кондуктора на скважине Анастасиевско-Троицкого месторождения 14.09.2008 года, было затрачено два месяца, и комплексный ущерб на то время и предприятию, и окружающей среде составил сотни миллионов рублей. И такие случаи не единичны – их количество растет из года в год. В связи с тем, что для нефтегазовых месторождений Краснодарского края характерна значительная изношенность фонда добывающих и ликвидированных скважин, зачастую миграция углеводородов и пластовых вод происходит менее заметно, без аварийных ситуаций, однако, загрязнение пластовыми водами, углеводородами водозаборов подземных вод влечет за собой большую экологическую проблему.

Целью исследования является повышение экологической безопасности (предупреждение загрязнения углеводородами водоносных горизонтов питьевого назначения и воздушного бассейна Краснодарского края) действующих, бездействующих, законсервированных и ликвидированных нефтегазовых скважин на территории Краснодарского края.

По результатам уже выполненных по месторождению методов интенсификации добычи были сделаны следующие выводы:

1. Технология разглинизации с применением разглинизирующего реагента показала высокую эффективность при минимальных затратах, т.к. при её реализации не требовалось привлечения бригады КРС или ПРС.

2. Технология обработок гидродинамическим пульсаторами также показала высокую эффективность, но при затратах существенно выше, т.к. для её реализации привлекалась бригада КРС.

3. Для получения более высокой эффективности по технологии обработки гидродинамическими пульсаторами, необходимо использовать комплексную обработку, т.е. проведение разглинизации и обработок гидродинамическими пульсаторами.

Разработанные технологические решения и внутрискважинное оборудование низконапорной кавитационной волновой интенсификации дебита водозаборных скважин являются эффективными, не приводят к химическому коррозионному или механическому разрушению фильтровых сеток и эксплуатационных колонн [1].

Основные результаты проекта:

1. Улучшение экологических условий в Краснодарском крае;
2. Понижение вероятности экологической катастрофы;

3. Увеличение дебита скважины минимум на 50%, в среднем – в 2-3 раза;
4. Разработанная технология и не требует большого количества наземного оборудования и персонала;
5. Затраты на реанимацию скважины в несколько раз меньше, чем бурение новой скважины;
6. Возобновление эксплуатации бездействующих скважин.

#### **Список использованных источников:**

1. Омелянюк М.В. Техника и технология физико-химического восстановления дебитов скважин. НТЖ «Вода и экология: проблемы и решения». 2017. № 2 (70). С. 90-105.
2. Дзоз Н.А., Жулай Ю.А. Инициирование водяных скважин путем кавитационного гидродинамического воздействия, Горный информационно-аналитический бюллетень/МГГУ. - М, 2008, с. 345-350.

УДК 621.643

## **FEASIBILITY STUDY OF POLYMER-COMPOSITE PIPE APPLICATION IN EXPLORATION AND PRODUCTION**

*A.A. Garifullin*

*(LLC RN-BashNIPIneft, senior technician)*

Currently, a significant portion of field pipeline systems within the Russian fuel and energy complex comprises steel pipelines. Their utilization in oil and gas production, despite their robust structural properties, is linked to the risk of accidents, primarily due to corrosion-induced defects. Existing national and international experiences highlight that approximately 90% of failures in field pipelines are attributed to various forms of corrosion [1]. The application of polymer composite pipes (PCP) offers an innovative solution to address this issue. A comprehensive survey, as detailed in [2], underscores the extensive global market for PCP, which finds applications in gas distribution, water supply, as well as hydrocarbon production and transportation. Nevertheless, the process of pipe selection presents several challenges and necessitates a thorough investigation. Previous encounters with tubing pipelines reveal that approximately 90% of accidents occurred due to the inappropriate selection of pipe designs concerning the specific conditions in oil and gas fields.

Hence, the primary aim of this study is to formulate a methodology and tools for conducting feasibility studies pertaining to the application of SCT in field design and development.

The analysis conducted indicates that the Russian market encompasses a wide range of PCPs with various designs, sourced from both domestic and foreign manufacturers. To furnish the relevant entities with access to comprehensive and current product information available in the market, a corporate catalog of tubing has been compiled. This catalog comprises offerings from a dozen manufacturers and suppliers of PCPs, which are deemed suitable for application in field conditions. The tubing items in the catalog are systematically categorized based on their design, application, installation method, internal diameter, operational pressures, temperature range of the transported medium, minimum installation temperature, and the anticipated service life of the pipelines. Using this catalog and the integration of

applicability criteria, a matrix has been established to identify the most optimum PCP solutions from a technical perspective for the specific conditions associated with pipeline construction and operation. To make the field development with non-metallic pipelines a viable prospect, it is imperative that these solutions also demonstrate economic justification. Accordingly, a calculation template for feasibility studies has been developed. This methodology is grounded in a comparative analysis of the costs linked to steel and polymer-composite products, the expenses for construction and installation work, their implementation timeframe, the costs of pipeline maintenance during operation, alongside the accident rate of each structure and the associated cost of addressing the resulting consequences.

In conclusion, this study marks the first instance in Russia where a methodology and tools for the optimal selection of tubing, accounting for specific operating conditions, have been developed. The integration of this solution across entities involved in production and design is anticipated to yield substantial improvements in the reliability of the pipeline infrastructure, reducing accident rates, while simultaneously addressing the overarching issue of the absence of regulatory documentation concerning PCP application, suitability evaluation, and cost assessment.

#### **References:**

1. Chukhareva, N.V., Rudachenko, A.V., Barkhatov, A.F., & Fedin, D.V. (2011). Transport skvazhinnoy produktsii: uchebnoe posobie [Transport of well products: a textbook]. National Research Tomsk Polytechnic University, 354.
2. Salnikov, A.F. (2016). Metodika diagnostiki i otsenki ostatochnogo resursa truboprovodov iz nemetallicheskih materialov [Methodology for diagnosing and assessing the residual life of pipelines made of non-metallic materials]. Inzhenernaya praktika, 9, 28-40.

УДК 629.114

### **ПРОМЫШЛЕННЫЙ РОБОТ УРАЛ ДЛЯ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ И РЕЗЕРВУАРОВ**

*Л.З. Зайнаглина*

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ  
в г. Октябрьском, к.т.н., доцент)*

Промышленный робот Урал – это новейшая технология, которая предоставляет возможность передавать информацию с трубопровода или резервуара на пункт управления в реальном времени. Разработанный промышленный робот (рисунок 1) предназначен для сбора информации на удаленных нефтегазовых объектах в сложных географических условиях при помощи датчиков различного назначения (газоанализатор, датчики температуры, влажности, камера GoPro и система First Person View). Диагностика состояния трубопроводов и обследование нефтяных резервуаров на наличие сероводорода без непосредственного участия персонала позволит повысить безопасность данных технологических операций и снизить затраты на их осуществление [1, 2].



*Рисунок 1 – Опытный образец робота*

Основные технические характеристики промышленного робота Урал 1 представлены в таблице 1.

Разработанная мобильная платформа проста в своем исполнении, не имеет сложных механических и электрических узлов. Конструкция модели позволяет эксплуатацию как на твердой поверхности, так и на воде. Урал 1 имеет полную гидроизоляцию и оснащен воздушной подушкой, что позволяет управлять роботом на участках с отсутствием контакта с твердой поверхностью. Оснащение модели генератором обеспечивает наибольшее время работы. Особый эффект достигается при использовании системы FPV, которая состоит из камеры, передатчика и приёмника видеосигнала, с очками виртуальной реальности. Робот может быть использован для обнаружения несанкционированных врезок в трубопроводы.

*Таблица 1 – Основные технические характеристики промышленного робота Урал 1*

Масса модели «Урал 1»	10.7 кг
Тип двигателя	Калильный
Класс двигателя	15 класс
Объем двигателя	2.5 см <sup>3</sup>
Рабочее топливо	Нитрометан
Габариты модели (длина, ширина, высота)	85 * 55 *45 см
Клиренс подвески	18 см
Максимальная скорость на 1 передаче	6 км/ч
Максимальная скорость на 2 передаче	12 км/ч

Также разработан промышленный робот Урал 2М с электродвигателем и модернизированной ходовой частью.



### Список использованных источников:

1. Промышленный робот Урал 2М для диагностики трубопроводов и резервуаров / Зайнаглина Л.З. Ильясов А.А., Мамедов Б.Х. // Современные проблемы нефтегазового оборудования: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 70-летию кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых промыслов» УГНТУ. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 325-328.
2. Промышленный робот Урал 2М для мониторинга состояния трубопроводов / Мамедов Б.Х., Зайнаглина Л.З. // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии: материалы IV Международной научно-практической конференции молодых ученых. – Альметьевск: Изд-во Альметьевского государственного нефтяного института, 2019. – С. 316-318.

УДК 621.6

## МОБИЛЬНЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ПРОКЛАДКИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

*Н.С. Каргин, Н.В. Мутных, В.В. Шайдаков, А.В. Пензин,  
И.С. Копейкин, И.З. Зайнашев*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г. Уфа)*

На нефтяных и газовых промыслах в условиях повышенной коррозионной активности добываемой продукции находят все большее применение полимерные, полимерные армированные трубопроводы. Для прокладки таких трубопроводов предлагается технологический комплекс, который непосредственно в промысловых условиях производит бесстыковый участок трубопровода с укладкой его в грунт. Конструктивно технологический комплекс включает силовой модуль на базе грузового автомобиля, две платформы, на которых размещается технологическое оборудование для непрерывного производства полимерного армированного трубопровода.

Изготовление трубопровода на мобильном комплексе производства и прокладки непрерывного промыслового трубопровода происходит при помощи экструзионного оборудования, размещенного на двух мобильных платформах.

Электроэнергией комплекс обеспечивает силовая часть в состав которой входит дизель-генератор. В силовой части находится операторская кабина, из которой оператор может дистанционно контролировать процесс производства полимерной трубы и её качество.

Силовая часть должна располагаться относительно мобильных платформ так, чтоб можно было удобно провести электропитание для них. Расположение силовой части оговаривается в плане работ по строительству трубопровода.

После расположения платформ на месте производства трубы, необходимо удостовериться в соосности экструзионного оборудования обеих платформ.

Мобильная платформа первой экструзионной ступени изготавливает внутренний слой трубы и армирует его. В конце платформы производится контроль армирующего слоя трубы. Первая ступень состоит из: экструдер, стеллаж-сушилка, вакуум-калибровочная камера, ванна водяного охлаждения, армирующее устройство

Мобильная платформа второй экструзионной ступени производит наружный слой трубы и укладывает трубу в траншею с помощью укладываемого устройства. На



данный момент разработки проекта укладываемое устройство находится в процессе конструирования. Вторая ступень состоит из: экструдер, бункер-сушилка, ванна водяного охлаждения, тянущие устройство, отрезное устройство, укладываемые устройство.

Использование полимерных труб в нефтегазовом промысле увеличит срок эксплуатации трубопровода, благодаря коррозионной стойкости труб из полимерного сырья. А также будет решена проблема отложений в трубах. Так же останется вероятность повреждения трубы в следствие её транспортировки на место строительства трубопровода, что тоже значительно влияет на надежность трубопровода.

Мобильный технологический комплекс (МКТ) производства и укладки непрерывного полимерного промышленного трубопровода обеспечит изготовление трубопровода без стыкового или с минимальным числом стыков трубопровода, так как трубы будут изготавливаться непосредственно на промысле. Трубопровод будет более коррозионностойкий, в сравнение с стальным (срок службы более двадцати лет в средах, в которых срок службы стальных труб не превышает 6 месяцев).

Комплекс мобильный технологический для производства и укладки непрерывного полимерного промышленного трубопровода позволит уменьшить затраты на строительство промышленного трубопровода, также снизит затраты на перевозку труб. К тому же срок службы трубопроводов, которые будут производиться с помощью данного комплекса, будет значительно больше, чем у стальных труб, используемых в настоящее время в системе нефтесбора.

Для прямого использования МКТ необходимо создание общих требований при строительстве и прокладке полимерного трубопровода и правил эксплуатации, для обеспечения безопасной эксплуатации как самого трубопровода, так и людей, обслуживающих их.

Дальнейшее исследование будет направлено на подбор оборудования, необходимого для создания и диагностики полимерного армированного трубопровода.

#### **Список использованных источников:**

1. Гумеров А.Г., Сираев А.Г., Бажайкин С.Г., Митюшкин В.А. О причинах выхода из строя трубопроводов, построенных из футерованных полиэтиленом стальных труб // Нефтегазовое дело. - 2009. - № 3. - С. 42-47.

2. Тимонин В.А. Техничко-экономические аспекты проблемы коррозии // Антикор-Гальваносервис: Труды Междунар. научно-практ. конф. - М., 2007. - С. 54-57

## **ПОДШИПНИКОВЫЕ ОПОРЫ КАРТЕРНОГО ТИПА ВЫСОКОНАПОРНЫХ НАСОСОВ ЦНС СИСТЕМЫ ППД**

***Н.О. Ковалев***

*(ТПП «Ямалнефтегаз» г. Салехард, ведущий инженер ОГМ)*

***Ф.Ш. Забиров***

*(Уфимский государственный нефтяной  
технический университет г. Уфа, д.т.н., профессор)*

В статье рассматривается проблема эксплуатации маслосистемы центробежных секционных высоконапорных насосов (ЦНС), используемых в системе поддержания пластового давления (ППД) при добыче нефти и газа. В статье приводятся обоснования по модернизации стандартной (заводского исполнения) маслосистемы высоконапорных ЦНС путем установки в последних подшипниковых опор картерного типа.

Существующая маслосистема насоса ЦНС системы ППД, предназначенная для смазки и охлаждения подшипников скольжения насоса и электродвигателя (ЭД), включает в свой состав следующие компоненты: маслонасос шестеренчатого типа с электроприводом, трубную обвязку, запорно-регулирующую арматуру (ЗРА), маслоохладитель и средства КИПиА – электроконтактные манометры. При эксплуатации высоконапорного насоса системы ППД обязательными операциями для поддержания стандартной маслосистемы в работоспособном состоянии являются: закупка трансмиссионного масла; эксплуатация и ремонт маслонасоса и маслоохладителя; плановые замены масла; техническое обслуживание и замена КИПиА. Все вышеприведенные операции суммарно подразумевают повышенные операционные затраты на ремонт и эксплуатацию насоса ЦНС системы ППД. Кроме того, эксплуатация высоконапорных насосов осложняется дополнительными проблемами, возникающими при изготовлении и монтаже подшипников скольжения, связанными с обеспечением формы и расположения взаимно контактирующих поверхностей сопряжения «вкладыши – вал» (например, отклонения от соосности), являющихся причинами повышенного износа [2] антифрикционного материала вкладышей (баббита Б83).

Для повышения надежности [3] и работоспособности маслосистемы насоса ЦНС системы ППД предлагается установить на насосный агрегат подшипниковые опоры картерного типа (рисунок 1), предназначенные для обеспечения автономной смазки подшипников насоса, представляющие собой устройства, внутри которых также установлены вкладыши подшипников скольжения. Установленные в них маслоподъемные кольца позволяют обеспечить циркуляцию масла внутри каждой опоры. Охлаждение масла в опорах насоса осуществляется перекачиваемой насосом пластовой воды, подводимой от разгрузочной трубки насоса [1] к корпусу каждой опоры, а оребрение наружной поверхности корпусов картерных подшипниковых опор позволяют обеспечить их требуемую теплоотдачу.



*Рисунок 1 – Подшипниковая опора картерного типа*

Использование в конструкции высоконапорных насосов типа ЦНС подшипниковой опоры картерного типа виде двух независимых подшипниковых узлов позволит исключить из конструкции насосного агрегата маслосистему с принудительной подачей масла, а также обеспечить: самоцентрирование сопрягаемых поверхностей опоры вала; повышение ее эксплуатационной надежности; снижение уровня вибрационных нагрузок; снижение трудоемкости ее монтажа и технического обслуживания; повышенную энергоэффективность [4].

#### **Список использованных источников:**

1. Патент 2791079 С1 Российская федерация, МПК F04D 29/041 (2006.01), F04D 29/041 (2023.01). Разгрузочное устройство центробежного секционного насоса с геометрически замкнутыми наклонными несущими поверхностями [Текст]/ Ковалев Н.О., Забиров Ф.Ш.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО УГНТУ. – № 2022121244; заявл. 03.08.2022; опубл. 02.03.2023, Бюл. № 7. – 11 с.
2. Ковалев Н.О. Методика определения характера износа осевой опоры центробежных секционных насосов [Текст] / Н.О. Ковалев, Ф.Ш. Забиров // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти – 2022: сб. науч. тр. в 1 т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: УГНТУ, 2022. – С. 274-278.
3. Ковалев, Н.О. Повышение надежности насоса ЦНС 180-340 [Текст] / Н.О. Ковалев, Ф.Ш. Забиров // Современные проблемы нефтегазового оборудования – 2019: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 242-247.
4. Ковалев Н.О. Повышение энергоэффективности центробежных секционных насосов [Текст] / Н.О. Ковалев, Ф.Ш. Забиров // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти – 2022: сб. науч. тр. в 1 т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: УГНТУ, 2022. – С. 278-283.

## **ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК ЭФФЕКТИВНЫЙ МЕТОД ОБЕСПЕЧЕНИЯ КОНТРОЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТА НКТ В ЦЕХУ**

***И.С. Копейкин***

*(Уфимский государственный нефтяной  
технический университет г. Уфа, к.т.н., доцент)*

***К.А. Бойко***

*(Уфимский государственный нефтяной  
технический университет г. Уфа, магистрант)*

Один из основных процессов в нефтегазовой отрасли является качественный ремонт оборудования. Современные условия эксплуатации нефтегазовых месторождений требуют от сервисных предприятий совершенствования, как технического оснащения, так и технологического процесса ремонта насосно-компрессорных труб. Повышенная сложность и вариативность производственного процесса ремонта деталей типа «труба» приводит к увеличению трудозатрат и материальных издержек предприятия. Это, в свою очередь, оказывает влияние на направление дальнейшего развития техники и технологии ремонта труб, так как сервисные предприятия на сегодняшний день являются одним из столпов, поддерживающих основное производство на высоком уровне [1].

Одним из способов безопасного контроля параметров технологических процессов - математическое моделирование [2].

Разработка математического моделирования процессов деятельности предприятий в условиях структурных и параметрических изменений производственной программы, происходит с целью дальнейшего имитационного моделирования процессов функционирования промышленного предприятия для их системного представления с учетом принятия решений и корпоративных информационных систем [3].

Имитационное моделирование позволяет выполнять на компьютере действия с аналогами реальных процессов и делать прогноз. Любое производство можно представить в виде последовательности систем обслуживания. Основными преимуществами имитационного моделирования, является возможность прогнозирования без использования реальных систем. Что в свою очередь дает выигрыш в ресурсах, времени, а иногда даже невозможности в силу каких-либо причин провести эксперимент над реальной системой, например, если система только находится в разработке.

Так как ремонт НКТ является последовательность систем обслуживания, в которую поступают заявки, нормированы постановки заявок в очередь и выбор из нее, а также правило, по которому осуществляется обслуживания, то имитационное моделирование этого процесса позволит отразить поведение и изменение системы во времени при заданных потоках заявок, поступающих на вход системы. Важными параметрами, получаемыми на выходе этого моделирования, служат: коэффициенты использования каналов обслуживания, максимальная и средняя длина очередей в системе, время нахождения заявок в очередях и каналах обслуживания, коэффициент использования устройства (оборудования), количество отремонтированных НКТ [4].

При рассмотрении различных реальных ситуаций на имитационной модели, создаются условия для решения таких задач как оценка эффективности различных принципов управления системой, установление влияния изменений каких-либо параметров

системы и первоначально заданных условий на показатель эффективности системы, сравнение различных вариантов структурных изменений и т.д.

Использование моделирования логистической цепочки движения трубной продукции при ремонте насосно-компрессорных труб в цехе позволит оптимизировать потоки материальных, информационных и финансовых ресурсов.

Имитационные модели работы цехов по ремонту НКТ помогают изучить характеристики производственной системы и улучшить их работу. Цифровые модели позволяют проводить эксперименты по различным сценариям без нарушения работы существующих систем производства. Также они помогают принимать решения в процессе планирования, поскольку имеют обширные средства анализа, такие как анализ «узких мест». Статистика и графики позволяют оценить различные сценарии производственных результатов и предоставить вам необходимую информацию для формирования и принятия быстрых, надежных, взвешенных решений на ранних стадиях планирования производства.

#### **Список использованных источников:**

1. Ильин К.О. Разработка концепции автоматизации и роботизации технологических операций для ремонта насосно-компрессорных труб / К.О. Ильин, О.А. Гаврилова, Н.Н. Краевский // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 76–80.

2. Копейкин, И.С. Применение математических инструментов при диагностике и повышение эффективности производственных процессов// Роль математики в становлении специалиста-2023. – 2023.– С. 8-10.

3. Копейкин, И.С. Применение феномологических моделей и математических методов в расчетах напряженно-деформированного состояния базовых узлов пакерно-якорного комплекса, работающего в открытых стволах скважины // Концепт. – 2016. – Т.11. – С. 416-420.

4. Копейкин, И.С. Результаты исследований цанговых элементов, используемых в узлах активации пакерного оборудования // В сборнике: Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа 2019. – Уфа, 2019. С. 14-15.

УДК 001.894:622.276

### **ПАТЕНТНАЯ АНАЛИТИКА В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ**

***А.В. Мухетдинова***

*(Уфимский государственный нефтяной  
технический университет, г. Уфа, ассистент)*

***В.В. Шайдаков***

*(Уфимский государственный нефтяной  
технический университет, г. Уфа, д.т.н., профессор)*

В докладе рассматривается важность патентной аналитики для развития компаний нефтегазового комплекса.

Инновационная деятельность от генерации идеи до выхода на рынок разработанного продукта связана с постоянным процессом поиска новых и улучшения существующих решений поставленной задачи.

Патентные исследования позволяют получить наиболее актуальную научно-техническую информацию о разрабатываемых продуктах, технологиях, оборудовании, позволяют выделить перспективные направления разработок.

Патентная информация используется на всех этапах жизненного цикла объектов техники. С ее использованием осуществляется разработка технических новшеств и их патентование, определяются перспективы коммерциализации созданных объектов промышленной собственности и их конкурентоспособность, решаются вопросы продвижения на рынке новых объектов техники и обеспечивается их патентная чистота и т.п.

Основные правила и требования к проведению патентных исследований регламентируются п.6 ГОСТ 15.011-96 «Патентные исследования» [1].

Патентная аналитика позволяет повысить качество программ инновационного развития, проанализировать работу конкурентов, найти технологические преимущества перед другими компаниями, не использовать малоэффективные решения, применять эффективные технологии, удовлетворяющие потребности компании, повысить эффективность НИОКР и сократить время на их разработку. Поэтому компании нефтегазового сектора активно используют этот инструмент.

Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы ПАО «ГАЗПРОМ» направлены на разработку и внедрение отечественного высокотехнологичного оборудования, сложных технологических комплексов, не имеющих аналогов, и создание перспективных научно-технических решений. По состоянию на 31 декабря 2022 г. организациям Группы Газпром принадлежит 3 119 патентов на изобретения, полезные модели и промышленные образцы [3].

В 2022 году Роснефть получила более 100 патентов на инновационные изобретения. Компании принадлежит более 950 продуктов интеллектуальной собственности, прошедших государственную регистрацию. Большинство патентов касается вопросов геологоразведки и разработки нефтегазовых месторождений, добычи, переработки и использования углеводородов [4].

Предприятием ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» зарегистрировано 98 действующих патентов на изобретения, 2 патента на полезные модели, 19 «ноу-хау», 20 программ для ЭВМ и 1 База данных (по состоянию на 31 декабря 2022 года). Основные направления разработок посвящены геологоразведке и подсчету запасов углеводородов; исследованиям керна и пластовых флюидов; исследованиям скважин; проектированию строительства скважин; технике и технологии добычи нефти и газа; технологиям разработки месторождений [5].

У ОАО «Татнефть» и дочерних предприятий зарегистрировано более 1500 патентов РФ на изобретения и более 300 патентов РФ на полезные модели. Подавляющее большинство патентов относится к нефтедобыче (подкласс МПК E21B) и вспомогательных устройств (F23Q и др.) [6].

АО «Транснефть» владеет более 250 действующими патентами РФ на изобретения и 22 на промышленные образцы. Также у компании 37 свидетельств на баз данных и 254 на программы для ЭВМ [7]. Большая их часть патентов затрагивает вопросы технологий, промышленных устройств и новых веществ в области безопасной и эффективной прокладки и эксплуатации магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

Патентная аналитика помогает определить технологические тренды, найти разработчиков, выявить существующие патенты, ее эффективное использование

позволяет открыть новые перспективы для предприятий на внутренних и экспортных рынках.

#### **Список использованных источников:**

1. Медунецкий В.М. Содержание и структура патентных исследований. – СПб: Университет ИТМО, 2015. – 46 с.
2. ГОСТ Р 15.011-96 «Система разработки и постановки продукции на производство. Патентные исследования. Содержание и порядок проведения»
3. Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2022 год URL: <https://investonic.ru/wp-content/uploads/2023/07/godovoj-otchet-kompanii-gazprom-za-2022-god.pdf> (дата обращения 03.11.2023)
4. Роснефть реализует масштабные проекты по внедрению собственных импортозамещающих технологий URL: <http://https://www.rosneft.ru/press/news/item/213423/> (дата обращения 03.11.2023).
5. ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». Патенты. URL: <https://engineering.lukoil.ru/ru/Activities/patents> (дата обращения 03.11.2023).
6. Татнефть и ее интеллектуальная собственность. Часть I. URL: <https://onlinepatent.ru/journal/tatneft/> (дата обращения 03.11.2023).
7. «Транснефть» и ее интеллектуальная собственность URL: <https://onlinepatent.ru/journal/Transneft/> (дата обращения 03.11.2023).

УДК 622.276.6

### **РАЗРАБОТКА УСТАНОВКИ ДЛЯ КАВИТАЦИОННО-РЕАГЕНТНОЙ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕГО ПРОСТРАНСТВА ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ГАЗА К ТРАНСПОРТУ ДЛЯ БЕРЕЗАНСКОГО ЛПУМГ**

*М.В. Омелянюк, Н.Э. Курдагия, В.А. Белилов  
(АМТИ (филиал) ФГБОУ ВО «КубГТУ», г. Армавир)*

Березанское линейное производственное управление магистральных газопроводов (ЛПУМГ) – это одно из крупнейших предприятий газовой промышленности России, которое занимается транспортировкой и хранением природного газа. ЛПУМГ расположено в Ростовской области и является частью компании «Газпром».

Для кавитационно-реагентной очистки внутреннего пространства пылеуловителя мультициклонного типа был разработан способ установки.

Изобретение относится к области очистки внутреннего пространства технологического оборудования и может быть использовано в газовой промышленности для очистки пылеуловителей мультициклонного типа.

В процессе работы пылеуловитель заполняется уплотненной тонкодисперсной фракцией с минеральными, полимерными и металлическими включениями, которую необходимо удалить. Для этого используют различные методы очистки, такие как пневмоимпульсная очистка, химическая очистка с помощью раствора поверхностно-активных веществ и гидродинамическая очистка с помощью соплового аппарата.

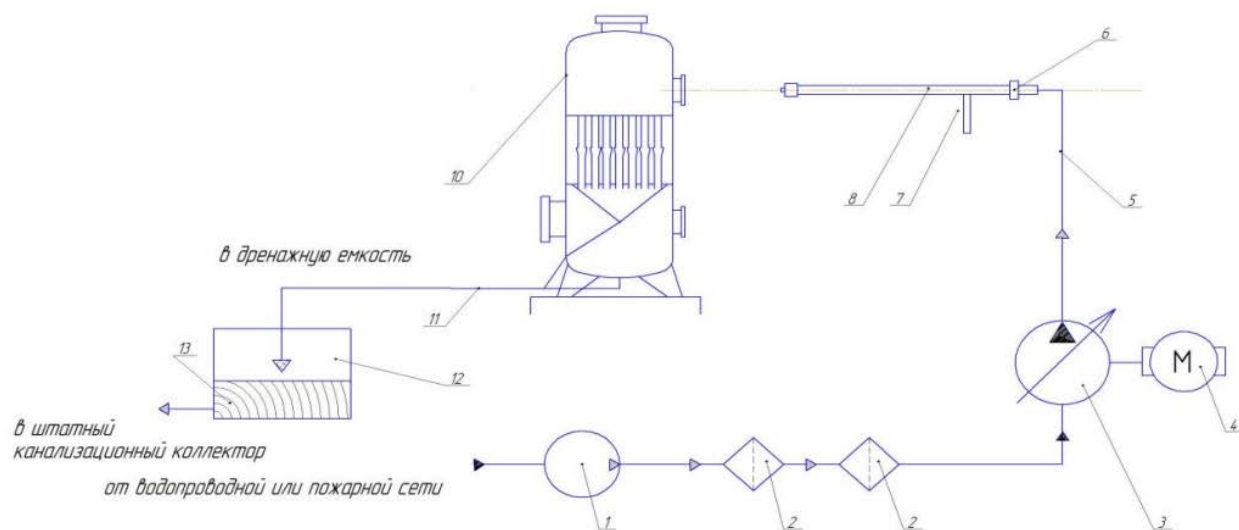
Оценка степени заполнения пылеуловителя позволяет определить оптимальный способ очистки и выбрать необходимое оборудование. Например, при высокой степени

заполнения может потребоваться использование пневмоимпульсной очистки, а при низкой - химической очистки.

Таким образом, изобретение позволяет эффективно очистить внутреннее пространство пылеуловителя от загрязнений и продлить его срок службы.

Данная формула изобретения не раскрывает во всей мере сущности гидродинамического метода очистки внутренних поверхностей пылеуловителей, дает лишь поверхностное представление о методе, является менее экономически выгодным, так как, судя по требуемому оборудованию, несет значительно большие капитальные затраты на промышленное внедрение.

Принципиальная схема установки для гидродинамической очистки внутренних полостей пылеуловителей представлена на рисунке 1.



1 – подпорный насос; 2 – фильтр грубой и тонкой очистки; 3 – насос высокого давления; 4 – электродвигатель; 5 – рукава высокого давления; 6 – курок; 7 – рукоятка пистолета; 8 – штанга высокого давления; 9 – насадок; 10 – пылеуловитель; 11 – дренажная линия; 12 – дренажная емкость, 13 – абсорбент  
Рисунок 1 – Принципиальная схема установки гидродинамической очистки внутренних полостей и циклонных элементов пылеуловителя

Вода из водопроводной сети поступает на подпорный насос 1, где происходит поднятие давления, далее через фильтры грубой и тонкой очистки 2 вода подается в насос высокого давления 3. Насос высокого давления приводится в движение электродвигателем 4. Вода под высоким давлением проходит по рукавам 5 и поступает в пылеуловитель 10 к гидродинамическому пистолету оператора. После этого рабочая жидкость (водопроводная вода) со взвешенным шламом поступает по штатной дренажной линии в дренажную емкость 10. Скопившийся шлам с водой и жидкими углеводородами периодически удаляется и нейтрализуются специализированной организацией по удалению промышленных отходов, содержащих углеводороды.

В ходе анализа всех примеров выбора метода очистки наиболее эффективным и экономически оправданным методом является гидродинамическая очистка. В работе был проведен поиск патентов, разработаны основные компоненты установки гидродинамической очистки и разработана принципиальная схема установки.



### Список использованных источников:

1. Современные методы строительства компрессорных станций магистральных газопроводов / В.Ф. Крамской, Л.Г. Телегин, В.В. Новоселов, Г.Г. Васильев, В.А. Иванов, С.И. Сенцов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. - 263 с.: ил.
2. Пахлян, И. А. Совершенствование технологии и модернизация погружного эжекционного оборудования для очистки забоя скважин от глинисто-песчаных пробок / И.А. Пахлян // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 3. – С. 60-63. – EDN RBNZXS.

УДК 622.276

## ПРОБЛЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК

*Р.С. Парфёнов, В.Р. Тимев*

*(Уфимский государственный нефтяно  
технический университет г. Уфа, магистрант)*

Добыча нефти при помощи штанговых насосов – один из самых распространенных способов искусственного подъема нефти, что объясняется их простотой, эффективностью и надежностью.

При работе штанговых насосных установок в осложнённых условиях, причинами появления неисправностей являются: коррозионная активность добываемой продукции, наличие механических примесей, высокое газосодержание, отложение неорганических солей и другие.

Нередко данные осложняющие факторы действуют совместно, и поэтому требуется комплексный подход.

Механические примеси в процессе эксплуатации месторождений приводят к целому ряду осложнений. Прежде всего, выносимые из пласта механические примеси является высоко абразивным агентом.

Высокая концентрация механических примесей в продукции скважин является главной причиной преждевременного износа и отказа скважинного оборудования, что приводит к росту издержек в нефтедобыче.

Твёрдые частицы, попадая в штанговый насос, существенным образом влияют на работоспособность плунжерной и клапанной пары, проходя через рабочие органы ШГН, являются основной причиной заклинивания плунжеров в цилиндре, обрыва штанг, отказа клапанных пар, забивают фильтр насоса [1].

Проблема механических примесей осложняет не только эксплуатацию насосного оборудования для добычи нефти. Механические примеси вызывают катастрофический износ резьбовых соединений насосных труб: при малейшей негерметичности соединений, особенно в обводненных скважинах, он быстро изнашивает резьбу и через образовавшийся канал протекает жидкость, снижая подачу, а в дальнейшем приводит к полному ее прекращению. Выносимыми из скважины механические примеси оказывают негативное влияние на штуцера фонтанных и газоконденсатных скважин. Штуцера из легированных сталей разъедаются песком в течение 1,5-2 суток, а в отдельных случаях в течение часов [1].

Наиболее эффективным подходом к проблеме выноса механических примесей совместно с добываемой продукцией является разработка и применение комплекса

мероприятий, нацеленных на предупреждение, задержание и снижение негативного влияния примесей на промышленное оборудование.

К основным способам борьбы с выносом песка относятся:

- оборудования скважин специальными фильтрами (гравийными, керамическими, щелевыми, проволочными);
- уменьшение выноса песка (снижение дебита скважины);
- ликвидация песчаных пробок при подземном ремонте: с помощью желонки специальной конструкции, специальных пик для разрыхления гидробуров; путем промывок скважин или продувки их сжатым воздухом и т.д.

Также для увеличения производительности и ресурса работы насоса, за счёт уменьшения износа пары плунжер – цилиндр, модернизируют конструкцию плунжера, путём изменения микрорельефа поверхности. Наносят канавки различной формы и глубины, которые задерживают абразив и увеличивают межремонтный период штанговой глубинной насосной установки. Данное решение также способствует снижению утечек между плунжером и цилиндром.

Одним из методов борьбы с механическими примесями является создание гидрозатвора в зазоре плунжерной пары. Суть данного процесса заключается в подведении потока затворной жидкости с устья скважины, через армированный трубопровод небольшого диаметра, к насосу оборудования, в зазор плунжерной пары. Результатом данного решения является снижение утечек добываемой жидкости, путём создания противодействия, и предотвращение попадания механических примесей в зазор между плунжером и цилиндром.

Формирование эффективного комплекса мероприятий должно проводиться на основании анализа о строении выбранного объекта и учитывать взаимовлияние различных видов осложнений в конкретной скважине.

#### **Список использованных источников:**

1. Бахтизин Р.Н. Особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей /Р.Н. Бахтизин, Р.Н. Смольников// Нефтегазовое дело, 2012. - № 5. - С.159-170.

УДК 622.276.6

### **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ БАРАКАЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗА СЧЁТ РАЗРАБОТКИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОГО ПЛАНА РАБОТ НА КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИНЫ № 43**

***И.А. Пахлян, А.М. Хачатурян, Н.Э. Курдагия, М.В. Омелянюк**  
(АМТИ (филиал) ФГБОУ ВО «КубГТУ», г. Армавир)*

*Исследование выполнено при финансовой поддержке Кубанского научного фонда в рамках научного проекта № МФИ-20.1/54*

Баракаевское газонефтяное месторождение входит в состав Псебайского района Краснодарского края. Данное месторождение разрабатывается с 1956 года и уже в значительной степени выработано, что делает его отличным объектом для доработки в наиболее перспективных с генерационной точки зрения майкопских отложениях.

Разработка месторождения планируется до 2182 года - добыча газа из газовой шапки, и добыча нефти планируется до 2042 года. Достичь данных результатов возможно при своевременном проведении мероприятий по увеличению межремонтного периода работы фонда скважин. Для поддержания нужных объемов добычи газа требуется постоянный контроль состояния скважин, своевременный текущий, капитальный или аварийный ремонт скважин. [1]

Объектом изучения в работе является скважина № 43 глубиной 1630 м с фонтанным способом эксплуатации на горизонтах Шв-г (бат-байосский). Скважина работала с дебитом по жидкости 0,02 м<sup>3</sup>/сут. и дебитом по нефти 0,016 т/сут., причиной вывода в ремонт является замена фонтанной арматуры. Возможными осложнениями скважины могут являться: поглощения, песчаная пробка, асфальтосмолопарафиновые отложения, негерметичность эксплуатационной колонны в интервале: 1005-1040 м и 780-815 м.

Исходя из этого, разработаны мероприятия капитального ремонта скважины с планируемым дебитом по жидкости 0,5 м<sup>3</sup>/сут., по нефти 0,41 т/сут. План для восстановления продуктивности:

1. Ликвидация пробки.
2. Ревизия фонтанной арматуры.
3. Цементирование зоны перфорации, ввиду возросшей обводненности.
4. Перенос фильтра на другую часть эксплуатационной колонны путем перфорации.

Перед установкой цементного моста на НКТ спускается промывочное «перо», которым восстанавливают забой до глубины 1279 м, осуществляют циркуляцию до полного выноса механических примесей.

Закачивают в НКТ-60 на циркуляцию: 0,5 м<sup>3</sup> технической воды, 0,4 м<sup>3</sup> цементного раствора (плотностью 1,75 г/см<sup>3</sup>), 0,2 м<sup>3</sup> технической воды, 2,6 м<sup>3</sup> буферной (продавочной) жидкости.

Закрывают скважину на ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента) – 48 часов. Спускают компоновку долото диаметром 93 мм, забойный двигатель Д-88 на НКТ-60 до кровли цементного моста и осуществляют разбуривание до глубины 1492 м. После чего проводится перфорация в интервале 1472 м - 1462 м, зарядами плотностью по 8 отв./п.м.

Заключительным этапом работы является вызов притока и сдача скважины в эксплуатацию. Азотно-компрессорной установкой и цементировочным агрегатом посредством эжектора создают и закачивают пену в затрубное пространство. [2] Вытесненный флюид транспортируется в емкость. После вызова притока скважина работает на факельную линию в течении 72 часов. Проводят промыслово-геофизические исследования, по результатам которых определяют профиль притока, продуктивность работы скважины.

Таким образом, был разработан план работ необходимый для восстановления продуктивности скважины № 43 Баракаевского месторождения. Реализация разработанного плана капитального ремонта скважины позволит восстановить продуктивность скважины № 43 и приведет к росту добычи нефти с Баракаевского месторождения.

#### **Список использованных источников:**

1. Омелянюк М.В., Пахлян И.А., Зотов Е.Н., Проценко А.А., Березина А.Н., Наумова В.О. База данных результатов научных исследований «Капитальный ремонт

нефтяных и газовых скважин как средство поддержания экологической безопасности на объектах нефтегазодобычи» № RU 2021622572

2. Пахлян И.А., Мелюхов Е.В., Кавитационные устройства технологического назначения в процессах смешивания, диспергирования и гомогенизации // Наука и технологии в нефтегазовом деле. – Армавир, 2020. С.112-113.

УДК 621.6

## ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

*А.В. Пензин, Н.В. Мутных, В.В. Шайдаков, К.С. Любимов,  
Н.С. Каргин, И.З. Зайнашев  
(Уфимский государственный нефтяной  
технический университет г. Уфа)*

Современные промышленные трубопроводные коммуникации, состоящие из стальных труб, подвергаются воздействию различных нагрузок – внутреннему давлению, осевым, сжимающим, изгибающим, перепадам температур. Решение проблемы разгерметизации трубопроводных систем актуально на сегодняшний день, т.к. разлив нефти, который происходит в результате аварий, оказывает негативное воздействие на окружающую среду и приводит к значительным экономическим потерям. Технология строительства стальных трубопроводов, включающая в себя сварку отдельных труб, диагностику стыков, изоляцию, укладку имеет множество недостатков. Однако, основной проблемой стальных промышленных трубопроводов является внешняя и внутренняя коррозия металла труб. До 90 % отказов нефтетранспортных трубопроводов являются следствием коррозии [1].

Анализ мировой практики показал, что армированные металлополимерные трубопроводы (АМПТ) являются хорошей альтернативой стальным. АМПТ – это композитные трубы, которые состоят из термопластичного полимера с армирующим каркасом из стального материала. Они обладают рядом преимуществ перед традиционными стальными трубопроводами: имеют высокую химическую и механическую стойкость, устойчивость к отложениям, высокую скорость монтажа, меньший вес, высокие диэлектрические показатели. Основные слои полимерных труб: внутренний и наружный слой – выполняется из полимерного материала; силовой слой – выполняется из металла в виде проволоки или ленты [2]. На объектах с высоким давлением могут использоваться трубы, состоящие из 6 различных слоев и более [3, 4].

Традиционные методики расчетов на прочность металлических трубопроводов хорошо изучены, но применять их для АМПТ не совсем корректно. Главное отличие заключается в том, что прочностные параметры полимерной армированной трубки рассчитываются на основе математического моделирования путем нахождения её предельного состояния. Связано это с тем, что при расчете прочности армированной трубы необходимо учитывать не только армирующий каркас, но и внутренний, внешний полимерные слои.

Наиболее перспективной и технологичной конструкцией является полимерная гибкая труба высокого давления, включающая двухслойную армирующую оплетку из металлической проволоки диаметром 0,75-1,5 мм и стальной ленты. Данная труба надежна, производится диаметром до 160 мм, позволяет работать при давлении до 18

МПа, имеет широкий диапазон рабочих температур (от минус 60 до +60°C), простую технологию производства и укладки.

Существует два способа прокладки полимерного трубопровода. Первый – это создание труб на производстве, наматывание их на барабан и последующая транспортировка и укладка. Второй способ – использование специального технологического комплекса для непрерывного изготовления полимерной армированной трубы в условиях промышленной прокладки трубопровода. При использовании данного технологического комплекса создается высоконадежный трубопровод с меньшим числом стыков.

Дальнейшие исследования будут направлены на модернизацию существующей конструкции и прогнозирование прочности полимерной гибкой трубы высокого давления, разработку технологии прокладки этого трубопровода.

#### **Список использованных источников:**

1. Густов, Д.С. Обоснование пределов прочности армированных стекловолокном полиэтиленовых труб, использующихся для транспорта газа: специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ»: Диссертация на соискание кандидата технических наук / Густов, Д.С.; Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». – Санкт-Петербург, 2016. – 119 с.
2. Патент №165000 Российская Федерация, МПК F16L 9/00(2006/01). Гибкая высоконапорная полимерная армированная труба: №2015143502/06: заявл. 12.10.2015: опубл. 27.09.2016 / Робин А.В., Робина Т.А. – 9 с.
3. Dong-Hyun Yoo A simplified multi-layered finite element model for flexible pipes / Dong-Hyun Yoo, Ran-Hui Yun // Marine Structures. – 2019. – vol. 63.
4. Rodrigo Provasi Friction coefficient influence in a flexible pipe: A macroelement model / Rodrigo Provasi, Fernando Geremias Toni, Glovis de Arruda Martins // Marine Structures. – 2022. – vol. 266.

УДК 621.928

## **КОНСТРУКТИВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ГИДРОЦИКЛОНА И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ПРОЦЕСС ОЧИСТКИ**

***В.Р. Титев, Р.С. Парфенов***

*(Уфимский государственный нефтяной  
технический университет, г. Уфа, магистрант)*

Для правильной регулировки технологического процесса очистки бурового раствора в гидроциклоне, а также для контроля работы аппарата необходимо установить характер влияния основных конструктивных факторов на эффективность очистки. К основным конструктивным параметрам, влияющим на эффективность процесса разделения фаз, относятся: диаметр гидроциклона, давление на входном патрубке, размер и форма отверстия входа, размеры слива, диаметр песковой насадки и угол конуса.

Давление на входе в аппарат определяет количество потока, проходящего через гидроциклон, обуславливает скорость движения жидкости и твердых частиц, а также определяет время пребывания бурового раствора в аппарате. Поэтому давление на входе играет наиболее важную роль в определении производительности гидроциклона.

Для определения оптимального давления питающего патрубка Келсаллом Д.Ф. проводились исследования, где изменяли давление в пределах от 0,5 до 2,2 атм. Результаты исследований показали, что, увеличивая давление с 0,5 до 1,3 атм., эффективность очистки возрастает с 49 до 69%, однако при дальнейшем нагнетании смеси с 1,5 до 2,2 атм. показатели очистки получились 67 и 63% соответственно.

Важными конструктивными параметрами, влияющими на работу гидроциклона, являются размеры сливного и разгрузочного отверстий. Для определения оптимальных параметров этих отверстий Келсалл Д.Ф. выяснил, что уменьшение диаметра разгрузочного отверстия вызывает повышение сопротивления потоку жидкости, вследствие чего падает производительность гидроциклона. Однако при уменьшении диаметра слива увеличивается время пребывания материала в гидроциклоне, поэтому очистку от более мелких частиц лучше проводить с возможно меньшим сливным отверстием.

Существует большое количество патентов, в которых показано что уменьшение размеров диаметра песковой насадки в пределах допустимых значений, позволяет предупредить забивание этого отверстия, что в результате дает снижение количества отказов аппарата. Так, например, моделирование процесса очистки в гидроциклоне, с песковой насадкой со встроенной упругой манжетой, изменяющей проходное сечение разгрузочного отверстия, доказывает эффективность применения данного метода для предупреждения забивания песковой насадки.

По данным исследования Келсалла Д.Ф. можно сказать, что диаметр песковой насадки должен быть не менее трехкратного размера зерен максимальной крупности обрабатываемого материала, а оптимальный размер сливного отверстия должен быть определен экспериментальным путем.

Келсалл Д.Ф. также подтвердили, что лучшие показатели очистки получаются при угле конуса гидроциклона от 45 до 70°.

Зависимость эффективности очистки бурового раствора от диаметра и формы входного отверстия заключается в следующем. Уменьшение диаметра на входном патрубке (с 15,9 до 6,3 мм) обеспечивает заметное увеличение эффективности классификации, однако длинное, узкое, прямоугольное отверстие по сравнению с круглым равной площади не обеспечивает повышение эффективности очистки. При постоянном давлении на входе производительность гидроциклона, возрастает с увеличением размера входного отверстия.

Влияние диаметра гидроциклона на эффективность очистки заключается в том, что на гидроциклоне меньшего диаметра, при прочих равных условиях, получаются лучшие результаты разделения материала по крупности и плотности.

Данные, полученные в ходе исследования Келсала Д.Ф. можно применять для определения оптимальных размеров составных частей гидроциклона. Основные выводы полученные в ходе исследования:

- уменьшение диаметра питающего отверстия (с 15,9 до 6,3 мм) обеспечивает заметное увеличение эффективности классификации;
- длинное, узкое, прямоугольное питающее отверстие по сравнению с круглым отверстием равной площади не обеспечивает повышение эффективности классификации;
- существует определенная зависимость между давлением питания и эффективностью разделения;
- оптимальные размеры угла конуса гидроциклона от 45 до 70°;

- при уменьшении диаметра сливного отверстия увеличивается время пребывания материала в гидроциклоне, поэтому обогащение мелкого материала лучше проводить с возможно меньшим сливным отверстием [1].

#### **Список использованных источников:**

1. Бауман, А.В. Гидроциклоны. Теория и практика / А.В. Бауман. – Новосибирск: Гормашэкспорт, 2018. – 56 с.

УДК 622.276

## **РАЗРАБОТКА НОВЫХ ЭЖЕКТОРНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ И ГАЗА**

*Х.А. Туманян*

*(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, м.н.с.)*

В настоящее время в мире все больший интерес представляют трудноизвлекаемые запасы углеводородов для разработки, которых необходимо создание нового оборудования и технологий. Множество перспективных технологий добычи нефти и газа не получают должного развития из-за нерешенной проблемы с компрессорами высокого давления. Основная проблема заключается в отсутствии доступных по цене компрессоров и технологий с низкими эксплуатационными расходами. Анализ научной информации позволил наметить перспективное направление исследований, и оно связано с созданием компрессорной техники при нестационарных режимах работы эжектора и силового насоса.

Создание новой струйной насосно-компрессорной установки осуществляется в рамках импортозамещения и модернизации, включающей цифровую трансформацию и интеллектуализацию, отраслей топливно-энергетического комплекса.

В рамках исследований, создан стенд для испытаний новой компрессорной технологии. В ходе экспериментальных исследований установлено, что выходное давление газа может сравняться с давлением рабочей жидкости, а параметр соотношения давлений достигает значения 1, и этот результат подтвержден экспериментально при проведении стендовых испытаний в лабораторных условиях [1]. Результаты исследований представляют практический интерес, поскольку позволяют вывести на новый уровень эксплуатационные показатели эжекторных систем высокого давления с выходным давлением газа от 20 до 40 МПа. При этом стоимость новой компрессорной техники может быть снижена в 16...20 раз по сравнению с современными компрессорами. Разработанная установка включена в Центр коллективного пользования Губкинского университета. Новизна полученных научных результатов подкреплена патентами №2680028, №2680021, №2702952, №2707989, №2714989, №2750833.

Нефтегазовая промышленность активно использует все передовые научные разработки, включая авиационные технологии. Ведутся конструкторские работы по созданию перспективных струйных аппаратов и турбомашин [1-4]. В этих перспективных системах проточные каналы имеют сетчатую структуру. А для управления подобными турбинами целесообразно использовать струйные системы управления. При выполнении исследований активно используются технологии быстрого прототипирования.

Прототипы созданы с использованием 3D-моделирования и аддитивных технологий. В лабораторных условиях успешно проведена проверка работоспособности прототипа сетчатой турбины с системой управления [1,2]. Запланировано использование подобной турбины в составе новой компрессорной установки.

Проводимые научно-исследовательские работы ориентированы на приоритеты государственной энергетической политики: переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике; рациональное природопользование и энергетическая эффективность; максимально возможное использование оборудования, имеющего подтверждение производства на территории Российской Федерации.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках государственного задания в сфере научной деятельности, номер темы FSZE-2023-0004.

#### **Список использованных источников:**

1. Sazonov, Yu.A.; Mokhov, M.A.; Tumanyan, Kh.A.; Frankov, M.A.; Balaka, N.N. Prototyping mesh turbine with the jet control system // *Periódico Tchê Química*. ISSN 2179-0302. (2020); vol.17 (n 36) – P. 1160-1175.
2. Yu.A. Sazonov, M.A. Mokhov, I.V. Gryaznova, V.V. Voronova, Kh.A. Tumanyan, M.A. Frankov, N.N. Balaka. Development and Prototyping of Jet Systems for Advanced Turbomachinery with Mesh Rotor // - *Emerging Science Journal* - Vol 5, No 5 (2021) -pp.775-801- Doi: 10.28991/esj-2021-01311.
3. Yu.A. Sazonov, M.A. Mokhov, I.V. Gryaznova, V.V. Voronova, Kh.A. Tumanyan, M.A. Frankov, N.N. Balaka. Designing Mesh Turbomachinery with the Development of Euler's Ideas and Investigating Flow Distribution Characteristics // *Civil Engineering Journal (C.E.J)* - Vol 8, No 11 (2022) - P. 2598-2627.
4. Yu. A. Sazonov, M. A. Mokhov, I. V. Gryaznova, V. V. Voronova, Kh. A. Tumanyan, M. A. Frankov, N.N. Balaka. Computational Fluid Dynamics (CFD) Simulation of Mesh Jet Devices for Promising Energy-Saving Technologies // *Civil Engineering Journal (C.E.J)* - Vol 8, No 12 (2022) - P. 2749-2767.



## ОСОБЕННОСТИ ПРОИЗВОДСТВА НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ В СОВРЕМЕННЫХ ГЕОЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

*Е.А. Удалова*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа,  
профессор)*

*А.В. Яхин*

*(Уфимский университет науки и технологии, г. Уфа, доцент)*

*Современный этап развития отечественной экономики на фоне санкционной политики и нестабильности цен на нефть оказывает серьезное влияние на рынок оборудования для добычи и переработки нефти и газа. Россия входит в число государств, где стабильное развитие сферы производства нефтегазового оборудования (СПНО) является важной задачей. В работах многих современных исследователей затрагиваются различные аспекты развития отечественного нефтегазового комплекса с позиции создания инновационных технологий добычи, переработки, создания и модернизации прогрессивного оборудования, но остается малоисследованным развитие СПНО, как комплексного фактора в общеэкономической деятельности страны.*

*В то же время наряду с геоэкономической нестабильностью важным условием развития современной России является влияние геополитической неопределенности вследствие турбулентности мировых экономико-политических процессов что неминуемо обостряет проблемы обеспечения национальной безопасности и, как следствие, стимулирует рост промышленного производства оборонно-промышленного комплекса (ОПК).*

*Принимая во внимание тот факт, что значительная доля ВВП страны формируется от добычи и переработки углеводородов, безусловно формирующих экономику и бюджет, очевидна корреляция изменения показателей динамики ВПП с военными расходами и ОПК в целом. Кроме того, взаимоувязанные экономически, указанные отрасли машиностроения являются источниками прогрессивных и инновационных технологий, в том числе обуславливающим рост экономики.*

*Интерес к взаимоувязанной модернизации ОПК и СПНО в разрезе поиска общих технических решений в рамках создания новых или унификации существующих производств, учитывая наличие экономической составляющей, весьма актуален и исторически обоснован. Кроме того, теория модернизации является одним из возможных методов для изучения исторических явлений. А учитывая уникальное геоэкономическое положение нашей страны, наличие богатейших запасов нефти и газа наряду с развивающимися ОПК и СПНО, актуальна специфика модернизационных преобразований, отличающих отечественный путь от аналогичных процессов в других странах.*

*Таким образом, решение сложной и многогранной задачи по исследованию и анализу общих точек соприкосновения отечественной СПНО и ОПК является важным фактором модернизационных процессов и способом формирования экономически обоснованного машиностроительного кластера. Решение такой задачи может способствовать формированию взвешенного и научно обоснованного отношения российского общества к такому сложному вопросу, как роль отечественного СПНО и ОПК в жизни государства.*

### **Список использованных источников:**

1. Славкина М.В. Нефтегазовый комплекс и модернизация 1945–2008 годов: проблемы экономической истории и перспективы развития // Вестник Челябинского государственного университета. – 2012.– №7 (262). – С.65-74.
2. Яхин А.В., Удалова Е.А. Сварочные технологии в нефтегазовом машиностроении. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2022.– 131 с.

УДК 681.5:66.074.31

## **ПРОБЛЕМЫ УДАЛЕНИЯ ВЛАГИ ИЗ ПНЕВМАТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ УСТАНОВКАМИ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ СЫРОЙ НЕФТИ В КАНАСИ**

*Г.А.В. Хабалера*

*(Уфимский государственный нефтяной  
технический университет, г. Уфа, студент)*

*Ф.Ш. Забиров*

*(Уфимский государственный нефтяной  
технический университет, г. Уфа, к.т.н., профессор)*

В статье приводятся обоснования по выбору типа оборудования для удаления влаги из пневматической системы сжатого воздуха, установленной на заводе по переработке сырой нефти в Канаси на Кубе.

Для обоснования выбора оборудования для осушки воздуха были учтены статистические сведения о температуре и относительной влажности атмосферного воздуха на территории расположения нефтеперерабатывающего завода в Канаси. Среднегодовые максимальное и минимальные значения температуры находятся в пределах, соответственно, (21–28) °С и (18–24) °С, в летние месяцы значение средней температуры составляет около 30 °С. Среднее значение относительной влажности атмосферного воздуха составляет 80 %, а дневные максимумы значения относительной влажности воздуха превышают 90 %, которые приходятся на восход солнца. Минимальные значения относительной влажности атмосферного воздуха могут снижаться к полудню до (50–60) % [1]. Из-за особенностей климата Кубы в сжатом воздухе содержится большое количество влаги, отрицательно влияющее на надежность и эффективность функционирования оборудования, используемого в автоматической системе контроля и управления (АСУ) технологическими процессами переработки нефти на заводе в Канаси.

В частности, наличие в сжатом воздухе в пневмосистеме АСУ влаги в виде конденсата приводит к следующим негативным последствиям. Вода, смешиваясь с маслом, создаёт эмульсию, которая может заполнять полости пневматических устройств и приводить к их отказу. Следствием наличия влаги в сжатом воздухе является коррозия стенок воздухопроводов и появление частиц продуктов коррозии в потоке воздуха, загрязняющих пневматические устройства и приводящих к их блокировке или поломкам [2].

Проведенный анализ показал, что для условий тропического климата Кубы использование устройств адсорбционного и мембранного типов для удаления влаги из сжатого воздуха является нерациональным вследствие высоких первоначальных затрат

на их установку как на эксплуатацию и техническое обслуживание первых [2, 4], а также недостаточную эффективность последних [4].

Учитывая высокие значения температуры и относительной влажности атмосферного воздуха на Кубе было обосновано, что использование на заводе в Канаси установок рефрижераторного типа (рисунок 1) для удаления влаги из пневмосистемы сжатого воздуха является наиболее оптимальным из-за низких первоначальных, а также эксплуатационных затрат на их установку и техническое обслуживание.

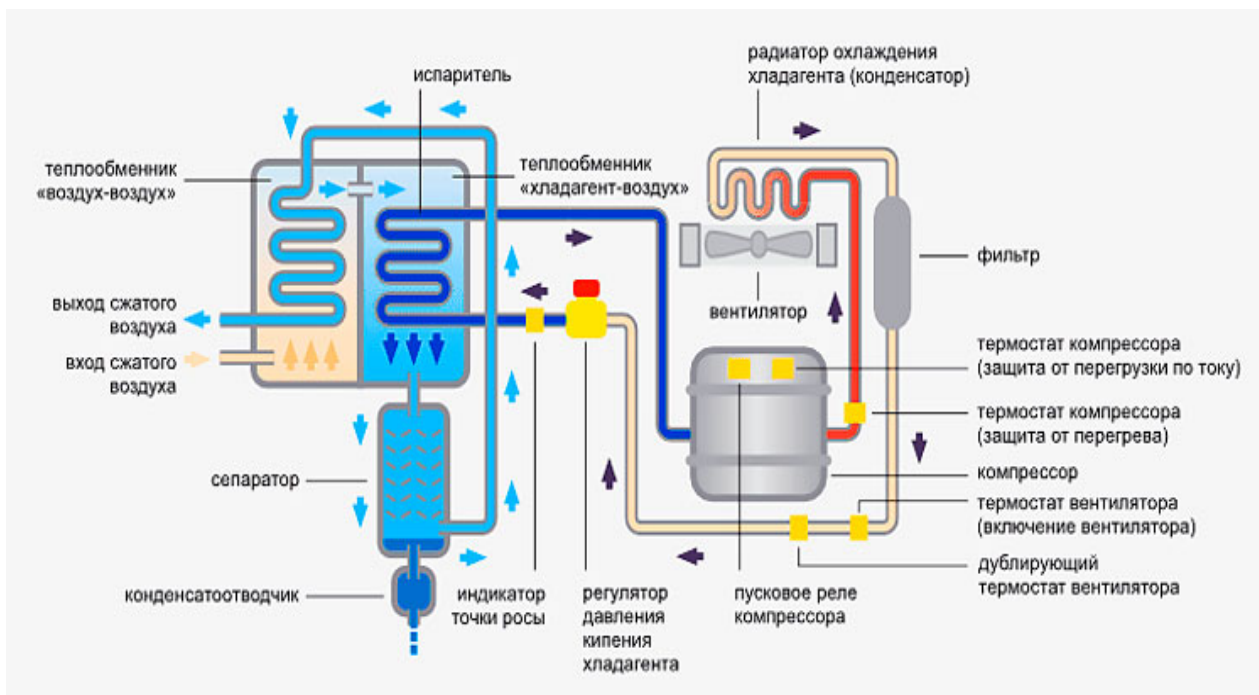


Рисунок 1 – Схема конструкции осушителя воздуха рефрижераторного типа

#### Список использованных источников:

1. Industria, T. Tipos de secadores para compresor de aire: Ventajas y desventajas // Tecnología para la Industria [Электронный ресурс]. URL: [https://tecnologiaparalaindustria.com/cuatro-modelos-de-secadores-para-compresor-de-aire-ventajas-y-desventajas/#¿Que\\_es\\_un\\_secador\\_de\\_aire\\_para\\_compresores](https://tecnologiaparalaindustria.com/cuatro-modelos-de-secadores-para-compresor-de-aire-ventajas-y-desventajas/#¿Que_es_un_secador_de_aire_para_compresores) (дата обращения: 10.02.2023).
2. INSMET Clima, El Clima de Cuba [Электронный ресурс]. URL: <http://www.insmet.cu/asp/genesis.asp?TB0=PLANTILLAS&TB1=CLIMAC&TB2=/clima/ClimaCuba.htm> (дата обращения: 10.02.2023).
3. Об адсорбционных генераторах [Электронный ресурс]. URL: <https://safe-equip.ru/info/tochka-rosy/?ysclid=locjlx6nnr930848853> (дата обращения: 30.10.2023).
4. Типы осушителей сжатого воздуха. Как выбрать осушитель □ «Нижегородтехцентр». Компрессоры. Поставка, обслуживание и ремонт промышленных винтовых и поршневых компрессоров [Электронный ресурс]. URL: <http://gk-ntc.ru/novosti-i-akcii/tipy-osushitelej-szhatogo-vozdusha-kak-vybrat-osushitel/?ysclid=locit23qrc14365646> (дата обращения: 30.10.2023).

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ОСТРОТЫ МЕТАЛЛОРЕЖУЩЕГО ИНСТРУМЕНТА НА ФОРМИРОВАНИЕ СТРУЖКИ ПРИ ЧИСТОВОЙ ОБРАБОТКЕ МИКРОРЕЗАНИЕМ

*С.Р. Хурматуллин<sup>1</sup>,  
Р.У. Каменов<sup>2</sup>*

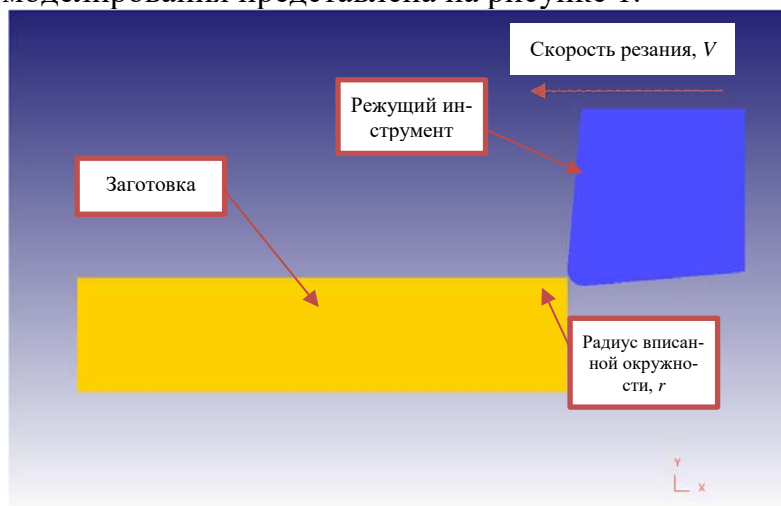
*(Альметьевский государственный нефтяной институт г. Альметьевск, студент<sup>1</sup>,  
начальник научно-исследовательского отдела, научный руководитель<sup>2</sup>)*

К деталям предъявляют высокие требования по качеству, в частности к точности размеров и форм, и шероховатости обработанной поверхности. Существующий мировой опыт механической обработки титановых сплавов охватывает широкий круг вопросов, связанных с требованиями к металлорежущему оборудованию и инструменту, режимам обработки и т. д. [1, 2].

В данной работе представлены исследования особенностей фрезерования на микроуровне. В зарубежных работах [3, 4] понятие «микрообработка» связано с процессом изготовления миниатюрных деталей, имеющих высокую точность. По мнению авторов, это понятие связано с получением поверхностей на микроуровне, то есть определяется процессами формирования стружки и поверхностных слоев обработанной детали, размер которых варьируется в пределах нескольких десятков микрометров.

В статье предлагается провести моделирование влияния остроты металлорежущего инструмента на формирование стружки при чистовой обработке микрорезанием в ПО DEFORM-2D.

Для того, чтобы определить влияние радиуса вписанной окружности (остроты) металлорежущего инструмента на формирование стружки при чистовой обработке микрорезанием, нужно произвести 3 моделирования, с различными радиусами вписанной окружности металлорежущих инструментов и одинаковой глубиной резания ( $t = 0,05$  мм). Схема моделирования представлена на рисунке 1.



*Рисунок 1 – Схема моделирования*

На рисунке 2 представлены результаты моделирования для различной остроты режущего инструмента с отражением напряжений, появившихся в процессе обработки.

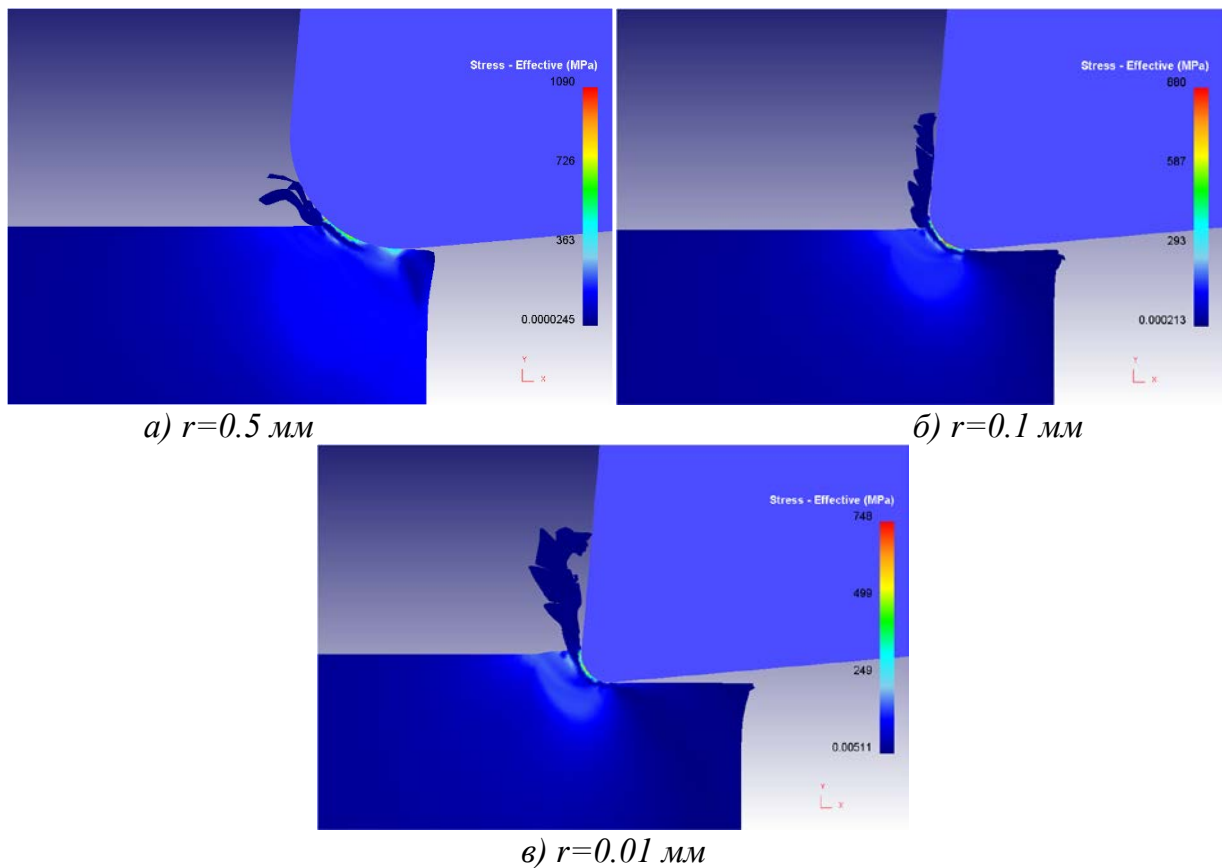


Рисунок 2 – Результаты моделирования

По результатам моделирования можно увидеть, что при радиусе вписанной окружности  $r=0.5$  мм происходит вдавливание материала без образования стружки. При радиусах  $r=0.1$  мм и  $r=0.01$  мм уже начинает формироваться стружка и происходит процесс резания. При этом стоит отметить, что с уменьшением радиуса вписанной окружности уменьшаются и напряжения в заготовке.

На основании проведенных исследований установлено, что для обеспечения условий нормального резания и формирования стружки необходимо обеспечение остроты режущего клина меньше, чем глубина резания.

#### Список использованных источников:

1. Uzun T., Aslantas K., Bedir F. An experimental investigation of the effect of coating material on tool wear in micro milling of Inconel 718 super alloy. *Wear*. 2013. Vol. 300 (1-2). P. 8–19.
2. Jaffery S. I., Mativenga P. T. Assessment of the machinability of Ti-6Al-4V alloy using the wear map approach // *International Journal of Advanced Manufacturing Technology*. 2009. Vol. 40 (7–8). P. 687–696.
3. Ali M. Y., Khan A. A., Banu A. and Asharaf M. Prediction of Minimum Chip Thickness in Tool Based Micro End Milling // *Int. J. Integr. Eng.* 2012. Vol. 4. P. 6–10.
4. Kumar SPL, Jerald J, Kumanan S., Prabakaran R. A review on current research aspect in tool-based micromachining processes // *Materials and Manufacturing Processes*. 2014. Vol. 29. 1291–1337.

## ОПТИМИЗАЦИЯ УТИЛИЗАЦИИ СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ КИСЛЫХ ГАЗОВ

**Э.В. Шакирова**

*(Иркутский национальный исследовательский  
технический университет, г. Иркутск, доцент)*

**Е.А. Остапчук, М.В. Семькин**

*(Тюменский государственный университет, г. Тюмень, студент)*

На сегодняшний день наиболее оптимальным сценарием по утилизации кислых газов является их переработка ввиду критериев экологичности, наличия правовых нормативных актов, а также опыта применения. Но, в связи с отсутствием опыта и знаний у недропользователя по эксплуатации отечественной технологии очистки попутного нефтяного и природного газа от сероводорода, десятки разведанных средне- и малодобитных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в настоящее время законсервированы [1].

Классической многотоннажной технологией по переработке кислых газов является технология Клауса, предприятия по изготовлению и поставке которой на территории РФ отсутствуют [2].

Согласно постановлению Президента РФ от 30.03.2022 года должен быть произведен полноценный переход на отечественное оборудование. В свою очередь, отечественной альтернативой технологии Клауса является установка DirOX, которая была разработана Институтом катализа им. Борескова СО РАН. Принципиальная схема технологии представлена на рисунке 1.

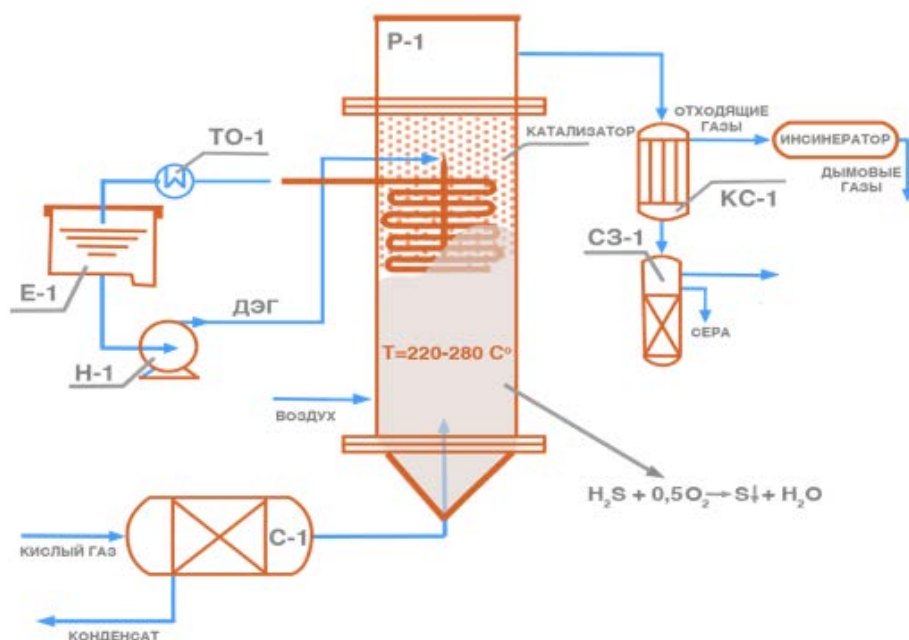


Рисунок 1 – Схема технологии DirOX

В сравнении с классической технологией, технология DirOX обладает рядом преимуществ, которые представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнительные характеристики процесса прямого окисления (технология DirOX) и двухреакторной установки Клауса в (у.е.).

Параметр	Двухреакторная установка Клауса	DirOX
Капитальные затраты	100	< 30
Эксплуатационные затраты	100	< 30
Загрузка катализатора	100	< 15
Себестоимость серы	100	< 40
Концентрация H <sub>2</sub> S в исходном газе, % об.	50-95	10-95
Соотношение капитальных затрат «амин/установка получения серы»	1/2	2/1

Внедрение технологии DirOX на предприятиях нефте- и газоперерабатывающей отрасли будет способствовать уменьшению штрафов за сжигание кислых газов, а также позволит вовлечь в разработку новые месторождения, эксплуатация которых не была возможной ввиду большого содержания сернистых газов. Помимо этого, для данной технологии характерны меньшие капитальные и эксплуатационные затраты, что в свою очередь, приводит к снижению себестоимости продукции.

**Список использованных источников:**

- Исмагилов З.Р., Хайрулин С.Р., Филиппов А.Г., Мазгаров А.М., Вильданов А.Ф. Прямое гетерогенно-каталитическое окисление сероводорода для очистки попутных нефтяных газов // Химия в интересах устойчивого развития. – 2017. – С. 589-597.
- Хайрулин С.Р., Филиппов А.Г., Исмагилов З.Р., Красильникова О.В. Исследование процесса прямого окисления сероводорода в составе природного газа Астраханского газоконденсатного месторождения // Переработка газа и газового конденсата. – 2016. – С. 38-46.

## СЕКЦИЯ 8. НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

УДК 622.24

### ПРИМЕНЕНИЕ ИНВЕРТНЫХ ЭМУЛЬСИОННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН ИЛИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

*Ш. К. Баймурзин<sup>1</sup>*

*Р.Р. Газизов<sup>2</sup>*

*(Уфимский государственный нефтяной технический  
университет г. Уфа, студент магистратуры<sup>1</sup>, аспирант<sup>2</sup>)*

Правильно подобранный буровой раствор является одним из условий, от которого зависит качество строящейся скважины или нового бокового ствола. К нему предъявляются следующие основные требования [1]:

- обеспечение выноса разрушенной породы на поверхность;
- сохранение устойчивости ствола скважины;
- минимальное отрицательное воздействие на свойства и целостность коллектора при вскрытии продуктивного пласта;
- экологическая безопасность.

Для увеличения нефтеотдачи, путем большего охвата зон залежи, а также разработки месторождений, ранее не эксплуатированных из-за сложных геолого-технических условий, всё большую популярность получают строительство скважин с большими значениями зенитного угла и зарезка боковых стволов с горизонтальным окончанием.

При данных условиях традиционно применяемые буровые растворы на водной основе являются практически непригодными. Необходимое качество горизонтального бурения и качественное первичное вскрытие нефтеносного пласта может быть достигнуто в результате применения инвертных эмульсионных буровых растворов [2].

Инвертный (гидрофобный) эмульсионный раствор (ИЭР) изготавливается на основе обратной эмульсии, то есть на основе жидкости, имеющей гидрофобную дисперсную среду и лиофобную дисперсную фазу. В качестве дисперсной среды могут использоваться нефть, дизельное топливо, минеральные масла,  $\alpha$ -олефины и так далее, а в качестве дисперсной фазы обычно применяют воду или водный раствор неорганических солей. Также в состав такого бурового раствора добавляют эмульгатор-стабилизатор, регулятор структурно-реологических свойств, термостабилизатор, понизитель фильтрации, пеногаситель, инертные утяжелители (барит, мраморная крошка) и другие реагенты, адаптирующие раствор к особенностям конкретного месторождения [3].

Инвертный эмульсионный буровой раствор обладает рядом достоинств и недостатков [2, 4]. Его преимуществами являются:

- высокая смазывающая способность, что снижает крутящий момент, исключает затяжки инструмента, и, тем самым, улучшает условия бурения;
- возможность повторного использования раствора;



– нечувствительность к химическому загрязнению солями, ангидридами, двуокисью углерода, сероводородом в процессе бурения, к которому привержены растворы на основе воды или прямой эмульсии.

– минимальная гидратация горных пород, обеспечение качественного первичного вскрытия пласта и завершения бурения.

Недостатки ИЭР следующие:

– значительная дороговизна из-за углеводородной составляющей;

– высокая экологическая агрессивность из-за наличия в составе большого количества ароматических углеводородов;

– загущение при контакте с пластовыми водами, при загрязнении большим количеством гидрофильной твердой фазы или при потере в процессе бурения части дисперсионной среды;

– высокая стоимость добавок, обеспечивающих стабильность эмульсии и реологических свойств в условиях повышенных температур.

Несмотря на приведенные недостатки, опыт применения инвертных эмульсионных буровых растворов свидетельствует об их высокой эффективности при бурении в сложных геологических условиях и заканчивании скважин.

#### **Список использованных источников:**

1. Гайбуллаев П. М. Промысловые жидкости, применяемые при зарезке боковых стволов / П. М. Гайбуллаев // Молодой ученый. – 2022. – № 43 (438). – С. 13-15.

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

3. Хвоцин П. А. Совершенствование технологии строительства горизонтальных скважин с использованием инвертно-эмульсионных буровых растворов / П. А. Хвоцин, И. Л. Некрасова, О. В. Гаршина, Г. В. Окроелидзе // Территория Нефтегаз. – 2013. – № 8. – С. 20 – 25.

4. Гришкорец В. Ю. Преимущества применения буровых растворов на углеводородной основе при бурении нефтяных и газовых скважин // В. Ю. Гришкорец, Ю. С. Давыдов, Т. А. Редкин, Л. В. Николаева, А. В. Карпиков // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАЕН. – 2013. – № 2 (43). – С. 95-102.

УДК 620.193.8

### **АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОЙ КОРРОЗИИ**

*А.И. Бахтегареев*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, студент)*

Современная проблема коррозии подземного оборудования связана с необходимостью нагнетания воды в пласт для поддержания пластового давления. С нагнетаемой водой в пласт попадают как негативные химические соединения, так и различные живые организмы в виде бактерий [1].

Попавшие в пласт бактерии в результате своей жизнедеятельности способны образовывать различные химические соединения. К примеру, сульфатвосстанавливающие бактерии образуют сероводород.

Образование химических реагентов в результате жизнедеятельности бактерий способствуют интенсификации коррозии металлов скважинного оборудования, ухудшению фильтрационных свойств горной породы и прочим проблемам, которые негативно сказываются на эффективности добычи нефти [2].

На месторождении «Гюнешли» был испытан ингибитор «Нефтегаз-2008». Как показали испытания, данный компонент обладает высокими бактерицидными (80%) и ингибирующими (93.8%) свойствами. Несмотря на то, что показатели данного реагента довольно высоки, был разработан новый сосав ингибитора этой же серии. Способность подавлять сульфатредукцию составила 100%. [2].

Применение бактерицидов способно интенсифицировать добычу нефти. Так, по данным применения одного состава на месторождениях Западной Сибири, увеличение приемистости нагнетательных скважин доходит до 50%, снижение обводненности до 5% [1].

Тем самым из-за биозаражения пластов появляются негативные эффекты при добыче нефти. Эффекты от их жизнедеятельности настолько высоки, что существует необходимость применения ингибиторов для их предотвращения [3]. Как было указано выше, уже существующие реагенты показывают достаточно большой эффект при борьбе с бактериями. Но исследования не прекращаются и новые поколения реагентов не заставят долго себя ждать и будут иметь еще более высокий эффект.

#### **Список использованных источников:**

1. Каменских С.В. Анализ опыта применения бактерицидов в бурении и добыче / С.В. Каменских, Т.Д. Ланина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 3. – С. 34-38.

2. Азимов Н.А. Применение бактерицид-ингибитора серии "нефтегаз" для защиты от микробиологической коррозии подземного оборудования обводненных скважин месторождения "нефтяные камни" / Н.А. Азимов, А.В. Ахмедова, Р.К. Газиева, Ибрагимов Г.Б. // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2015. – № 1. – С. 40-45.

УДК 622.276

## **РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕТРАДИЦИОННОЙ НЕФТИ КАК МЕТОД ОЦЕНКИ НЕОДНОРОДНОСТИ**

***Т.Л. Гайфуллин***

*(Альметьевский государственный нефтяной институт, г.Альметьевск, аспирант,  
инженер лаборатории нефтепромысловой химии ЦНТИ)*

В силу истощения «легких» запасов углеводородов возникает необходимость обратить внимание на добычу нетрадиционных ресурсов, характеризующиеся сложными условиями залегания пластов и плохими физико-химическими свойствами нефти. В качестве «аналогов» традиционным запасам нефти на территории Республики Татарстан существуют месторождения трудноизвлекаемых запасов (ТИЗ), которые обладают значительными ресурсами (свыше 1,4 миллиардов тонн). Основная часть запасов связана

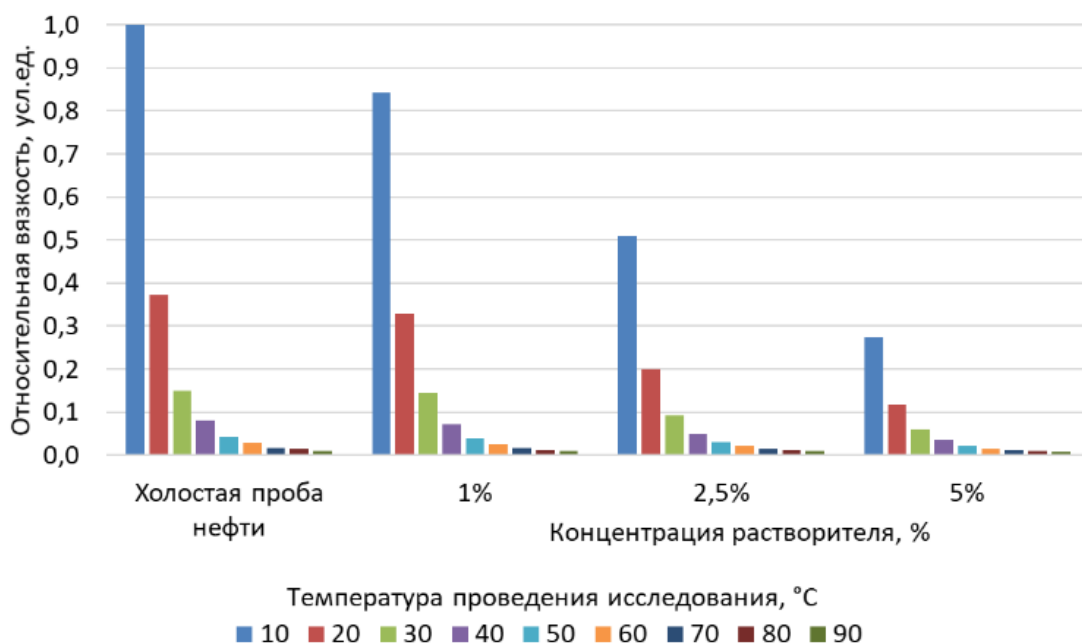
с отложениями уфимского и казанского ярусов пермской системы и залегает на глубине 50-250 метров [1].

Разработка месторождений трудноизвлекаемых запасов осложнена малой подвижностью подобной нефти, что обуславливается высокой вязкостью в пластовых условиях [2]. Одним из перспективных методов увеличения добычи является применение растворителей, которые позволяют увеличить КИН, снизить вязкость, обводненность добываемой продукции [3]. Оценку влияния химических реагентов необходимо проводить, отслеживая изменения реологических свойств пластового флюида [4].

В работе представлены результаты экспериментальных исследований реологических исследований свойств нетрадиционной нефти.

Исследования проводились на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1 в диапазоне температур от 10 до 90°C при увеличении скорости сдвига от 0 до 300с<sup>-1</sup>. Для оценки эффективности использования растворителя подготовлены пробы с содержанием растворителя 1, 2,5 и 5%.

На рисунке 1 представлена зависимость изменения вязкости одной из проб нефти от массового содержания растворителя.



*Рисунок 1 – Изменение относительной вязкости пробы нетрадиционной нефти от массового содержания растворителя*

По результатам исследований определены общие закономерности в изменении реологических свойств проб, рассчитаны изменения вязкости при повышении температуры и массового содержания растворителя, проведен анализ дисперсного состояния асфальтенов и оценена неоднородность изменения вязкостно-температурных характеристик проб.

#### **Список использованных источников:**

1. Сравнительный анализ неоднородности состава и свойств сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения на основе экспериментальных исследований / Р.С. Хисамов, И. А. Гуськова, А. Т. Габдрахманов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 10. – С. 48-52. – DOI 10.24887/0028-2448-2019-10-48-52. – EDN CRJFEN.

2. Низаев, Р. Х. Разработка нефтяных месторождений с вязкопластичными свойствами нефти / Р. Х. Низаев, И. А. Гуськова, Р. Ш. Назмутдинов // Нефтяная провинция. – 2015. – № 2(2). – С. 92-101. – DOI 10.25689/NP.2015.2.92-101. – EDN UNENHN.

3. Методические подходы к исследованию влияния температуры на компонентный состав сверхвязкой нефти / И. А. Гуськова, В. А. Саяхов, Л. К. Шайдуллин, И. М. Ишкулов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 6(120). – С. 61-64. – DOI 10.31660/0445-0108-2016-6-61-64. – EDN XSEWGL.

4. Патент № 2687717 С1 Российская Федерация, МПК G01N 11/02. Метод оценки влияния химических реагентов на реологические свойства нефти : № 2018120840 : заявл. 05.06.2018 : опубл. 15.05.2019 / И. А. Гуськова, Д. М. Гумерова, В. Д. Зимин ; заявитель Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Альметьевский государственный нефтяной институт". – EDN OBFMKL.

УДК 665.658.62

## ИЗВЛЕЧЕНИЕ ЛИТИЯ ИЗ НЕФТЯНЫХ РАССОЛОВ

*К.Б. Карсаков*

*Владивостокский государственный университет  
г. Владивосток, магистрант*

Для РФ литиевые проекты приобретают дополнительную актуальность, учитывая то, что на данный момент отечественная промышленность зависит от поставок импортного сырья [1].

Литий – щелочной металл, соответственно, он легко вступает в реакцию с водой, из-за чего в чистом виде в природе практически не встречается. Из этого факта можно сделать вывод, что данный металл можно добыть двумя способами. Первый из них – рудный, а второй – гидроминеральный. Гидроминеральный способ добычи – это добыча лития из подземных рассолов.

На сегодняшний день большую часть данного щелочного металла получают именно выпариванием литийсодержащих рассолов. Главным преимуществом такой технологии является низкая себестоимость по отношению к рудному способу.

Подавляющее большинство литийсодержащих рассолов находятся в странах Латинской Америки. В России подобный месторождений нет, однако на территории нашей страны расположены крупные рудные месторождения лития.

Но и в случае с рудной добычей рассматриваемого металла в нашей стране не всё так радужно, как может показаться на первый взгляд. Огромное количество месторождений известно добывающим компаниям, но разрабатываются лишь единицы. Это связано с тем, что практически все известные месторождения содержат бедные руды с содержанием оксида лития ( $\text{Li}_2\text{O}$ ) около 1%. Такой низкий процент содержания негативно сказывается на себестоимости производства и, следовательно, на стоимости будущего металла. Но не все месторождения настолько бедны «драгоценным» щелочным металлом, содержание оксида лития на некоторых рудниках достигает 18...23%, однако и на столь богатых местах остаются свои проблемы.

Хоть большая часть разведанных в России запасов лития – это рудные месторождения, забывать про другие способы добычи лития не стоит. Тем более, что Россия

активно ввязалась в литиевую гонку: в стране активно стали производить литий-ионные аккумуляторы, следовательно, лития стране теперь надо много. Поэтому стоит обратить внимание на попутные воды с нефтяных и газовых месторождений. Тот факт, что в них содержится литий, было известно давно, однако о методах извлечения металла из попутных вод задумались лишь в этом столетии.

Ведущие специалисты «Газпром нефти» в своей статье «Извлечение лития из попутных вод на примере Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения» отмечают три способа извлечения лития из рассолов.

Первый способ – осаждение с концентрированием. В данном методе происходит выпаривание жидкости с последующим осаждением лития. Но у данного способа добычи есть свои ограничения: реакция пойдёт только в том случае, если в рассоле мала концентрация Mg и Ca.

Второй способ – осаждение без концентрирования с помощью аморфного гидроксида алюминия [2]. «Данный способ имеет низкую селективность с точки зрения извлечения лития, так как данный сорбент избирателен и к ионам Mg, которые присутствуют в пластовой воде. Также возможны проблемы с отстаиванием и фильтрацией полученного осадка ввиду его геобразной и мелкодисперсной системы», – пишут специалисты из «Газпрома» [1].

Третий способ – сорбционный метод с применением сорбента ДГАЛ-С1. «Метод заключается в сорбции лития сорбентом ДГАЛ-С1 из высокоминерализованных вод с последующей промывкой насыщенного сорбента пресной водой и получением рассола. Рассол концентрируют с осаждением лития в его товарную форму – карбонат лития» [1].

Но и данный метод не является универсальным решением. Ведь наиболее эффективным он будет только при высокой степени минерализации исходного раствора. Из выше сказанного можно сделать следующее заключение: универсальной технологии по извлечению лития из попутных вод на данный момент не существует. Выбор метода в каждом конкретном случае будет зависеть от процентного содержания лития, кислотности среды, в которой содержится металл, и коэффициента R, который характеризует отношение концентрации щелочноземельного металла к концентрации лития. Именно из-за разности показателей на месторождениях для каждого конкретного места добычи необходимо подбирать свой способ извлечения лития.

#### **Список использованных источников:**

1. Халбашкеев А. Извлечение лития из нефтяных рассолов: есть ли будущее у технологии в России? / Нефтегазовая промышленность. – № 2. – 2023. – С. 24–27.
2. Бандалетова А.А., Гаврилов А.Ю., Галин Е.В. Извлечение лития из попутных вод на примере Оренбургского НГКМ / Pro Нефть. Профессионально о нефти – Том 6. – №1. – 2021. – С. 29–32

## ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ ДЛЯ РАЗРУШЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

*Н.С. Кизим*

*(Альметьевский государственный нефтяной институт, магистрант)*

Для предотвращения образования и разрушения уже образовавшихся нефтяных эмульсий широко применяются деэмульгаторы - поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые в отличие от природных эмульгаторов способствуют значительному снижению стойкости нефтяных эмульсий [1].

Воздействие деэмульгатора на нефтяную эмульсию основано на том, что деэмульгатор, адсорбируясь на поверхности раздела фаз нефть – вода, вытесняет и замещает менее активные поверхностно-активные природные эмульгаторы. Природные эмульгаторы – естественные поверхностно-активные вещества, содержащиеся в нефти (асфальтены, нафтены, смолы, парафины) и в пластовой воде [2, 3, 4].

Хорошие деэмульгаторы должны обеспечивать не только сближение диспергированных капелек воды в эмульсии, но также и разрушать окружающие их пленки и способствовать коалесценции (слиянию частиц).

Поступающее из скважины сырье представляет собой смесь нефти, газа и воды. Вода и нефть при этом образуют устойчивые эмульсии.

Эмульсией называется дисперсная система, состоящая из двух или нескольких жидких фаз, т.е. одна жидкость (дисперсная или внутренняя фаза) содержится в другой (дисперсионной или внешней среде) во взвешенном состоянии в виде огромного количества микроскопических капелек (глобул). Глобулы дисперсной фазы имеют форму шара, так как при этом глобула определенного объема будет иметь наименьшую поверхность и наименьшую свободную энергию.

Существуют два основных типа эмульсий: дисперсии нефти в воде (Н/В) и дисперсии воды в нефти (В/Н).

1. Первый тип – прямая эмульсия, когда капли нефти (неполярная жидкость), являются дисперсной фазой и распределены в воде (полярная жидкость) – дисперсионной среде. Такие эмульсии называются «нефть в воде» и обозначаются Н/В.

2. Второй тип – обратная эмульсия, когда капельки воды (полярная жидкость) – дисперсная фаза – размещены в нефти (неполярная жидкость), являющейся дисперсионной средой. Такие эмульсии называются «вода в нефти» и обозначаются В/Н.

3. Множественная эмульсия – это такая система, когда в сравнительно крупных каплях воды могут находиться мелкие глобулы нефти, или в крупных каплях нефти находятся мелкие глобулы воды.

Сегодня на месторождениях действуют принципиально разные технологические схемы сбора и переработки нефти, условия обработки эмульсий и их результаты существенно отличаются от объекта к объекту, хотя перерабатывается практически одна и та же эмульсия. Разнообразие технологических схем и оборудования, используемых в данном случае, привело к тому, что деэмульгатор подбирается отдельно для каждого объекта [5].

Эмульсии образуются в процессе добычи и транспортировки продукции во время перекачивания насосами, при движении через различные штуцеры, повороты и сужения трубопровода. При этом на поверхности раздела дисперсной и дисперсионной

фаз накапливается свободная поверхностная энергия, которая затем идет на образование межфазной пленки.

Деэмульгаторы обычно подразделяются на две группы: ионогенные (образующие ионы в водных растворах) и неионогенные (не образующие ионы в водных растворах).

Таким образом, отмечается, что химическая деэмульсация с использованием деэмульгаторов является практически необходимым элементом технологии переработки нефти. В то же время изучена характеристика технологий и технических средств применения деэмульгаторов для борьбы с образованием водонефтяных эмульсий, их физико-химические свойства и состав.

#### **Список использованных источников:**

1. Плохова С. Е., Саттарова Э. Д., Елпидинский А. А. Изучение влияния анионных и катионных ПАВ на деэмульгирующую эффективность неионогенных ПАВ // Вестник Казанского технологического университета. - 2012. - Т. 15. - №. 16.

2. Учаев А.Я. Разработка композиционных составов на основе ПАВ для разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий. - диссер. на соиск. уч. ст. к.т.н. - г. Москва -2013. - 121 с.

3. Ганеева Ю.М., Барская Е.Е., Охотникова Е.С., Юсупова Т.Н., Давлетшина Л.Ф., Гуськова И.А. Распределение парафиновых углеводородов и асфальтенов в кислотной водонефтяной эмульсии. Нефтехимия. 2018. Т. 58. № 6. С. 742-750.

4. Гуськова И.А., Гумерова Д.М. Оценка реологических свойств водонефтяных эмульсий высоковязких нефтей. В сборнике: Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов. Материалы межрегиональной научно-технической конференции. Под редакцией Н.Д. Цхадая. 2015. С. 125-128.

4 Жансериков Н. Актуальность применения деэмульгатора на разрушение водонефтяных эмульсий // «Вестник науки» - 2023. - №6. - С.63.

УДК 622.276

## **ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ЩЕЛОЧНЫМИ РАСТВОРАМИ**

***К.В. Минлигалин***

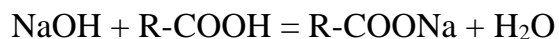
*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, студент)*

Применение растворов щелочей для вытеснения нефти получило широкое распространение благодаря своей простоте применения и эффективности. Данный метод может использоваться самостоятельно, путем закачки раствора щелочи определенной концентрации в пласт, и в комбинации с другими методами увеличения нефтеотдачи пластов.

В ходе использования щелочного заводнения используются следующие реагенты: гидроксид натрия (NaOH); углекислый натрий (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>); гидроксид аммония (NH<sub>4</sub>OH); силикат натрия (Na<sub>2</sub>SiO<sub>3</sub>). Концентрация при использовании данных реагентов колеблется от 0,05 до 5%, но в отдельных случаях увеличивается до 25-30%. [1]

Механизм процесса основан на взаимодействии щелочей с породой-коллектором и пластовой нефтью, в составе которой содержатся активные компоненты – органические кислоты, состав и содержания которых различны. Щелочь при контакте с

нефтью вступает в реакцию с органическими кислотами, в результате чего происходит образование солей щелочных металлов, являющиеся поверхностно-активными веществами.



Образовавшиеся ПАВ оказывают положительный эффект, благодаря которому увеличивается смачиваемость породы и снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз «нефть – водный раствор щелочи». В ходе лабораторных исследований было выяснено, что с увеличением количества органических кислот в составе нефти степень снижения межфазного натяжения возрастает. [2]

При контакте нефти с раствором щелочи наблюдается образование эмульсий как прямого (нефть в воде), так и обратного (вода в нефти) типа. Образование эмульсий происходит из-за сниженного межфазного натяжения, в результате которого улучшаются условия для диспергирования одной жидкой фазы в другой. Так, нефти, неактивно взаимодействующие с раствором щелочи, не образуют стойких эмульсий.

В ходе применения щелочного заводнения наблюдается гидрофилизация породы за счет адсорбции органических кислот на поверхности, то есть уменьшается контактный угол смачивания, что повышает эффективность вытеснения нефти.

#### **Список использованных источников:**

1. Горбунов А.Т., Бученков Л.Н. Щелочное заводнение. – М.: Недра, 1989. – 160 с.
2. Сургучев Л.М. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М.: Недра, 1985. – 308 с.

УДК 622.276.76

## **ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ**

*Д.С. Михайлов*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, магистр)*

На сегодняшний день в нефтедобывающей отрасли остро стоит проблема ограничения попутно добываемой воды. Преждевременное обводнение скважин приводит к большим затратам на добычу, транспортировку нефти и отделение попутно добываемой воды. С каждым годом число обводненных скважин растёт, несмотря на увеличение объёма проводимых водоизоляционных работ. Причинами обводнения скважин служат: потеря герметичности эксплуатационной колонны, возникновение заколонной циркуляции, межпластовые перетоки, конусообразование и т.д.

Целью данного тезиса является предложение технологии, альтернативной разработанным ранее подходам, которая не требует применения специального внутрискважинного оборудования в случае обводнения скважины. При этом затраты на проведение ремонтно-изоляционных работ на горизонтальном участке скважины становятся сравнимыми с проведением работ на наклонно-направленных и вертикальных скважинах [1, с.102].

Одними из наиболее распространенных и эффективных водоизолирующих систем являются гелеобразующие композиции на основе гидролизованных полимеров



акриламида (сополимеров акриламида и акриловой кислоты). В мире выпускается несколько тысяч различных марок ПАА с различными физико-химическими свойствами, но не все из них подходят для проведения РИР [2]. Предлагаемая технология ограничения водопритока состоит из нескольких последовательных действий. Первый этап подразумевает временную изоляцию дальней части горизонтального ствола “жидким пакером”. Далее производится закачка в интервал водопритока гелеобразующей композиции (водоизолирующего раствора) и выдержка на период гелеобразования. Последний этап технологии - это частичное разрушение образовавшегося геля в ближней окоскважинной зоне де-структором с целью очистки нефтенасыщенных продуктивных областей и достижения большей селективности установки водоизоляционного экрана. Концентрации гелеобразующих растворов выбираются для конкретных геолого-физических условий индивидуально, так же, как и объемы их закачки.

Данная технология является эффективным способом ограничения притока воды. Применение данных составов позволяет проводить изоляционные работы без использования внутрискважинного оборудования, а их благоприятные характеристики и стабильность гарантируют эффективность в технологиях ремонтно-изоляционных работ.

#### **Список использованных источников:**

1. Климанова Д.А., Мозговой Г.С., Павлов И.В. Ограничение водопритока в горизонтальном участке скважины //Материалы XVI международной научно-практической конференции 21 век: фундаментальная наука и технологии, 2018. С.101- 104.

2. Павлов Иван Владимирович. Обоснование технологии ограничения притока воды в горизонтальные скважины составами направленного действия. Автореферат. Диссертация на соискание учёной степени. Санкт-Петербург-2009. - 21 с.

УДК 622.276

### **ВАЖНОСТЬ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КОНЦЕНТРАЦИЙ ИОНОВ РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ МЕТАЛЛОВ В ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОДАХ**

*А.С. Павлик<sup>1</sup>, Р.Р. Газизов<sup>2</sup>*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет г. Уфа,  
аспирант<sup>1,2</sup>)*

Удорожание разработки нефтяных и газовых месторождений, нестабильность рынка нефти, западные санкции, а также высокая потребность России в щелочноземельных металлах требует пересмотра существующих подходов к разработке нефтяных месторождений и поиска новых, еще не задействованных ресурсов. Такими ценными ресурсами являются: литий(Li), стронций (Sr) и прочие редкоземельные металлы.

Литиевая индустрия стала одной из самых быстрорастущих в области добычи полезных ископаемых. В то же время литий и другие металлы содержатся в подтоварной воде нефтегазовых месторождений (минерализация вод достигает 400 г/л, а концентрация лития – 500 мг/л). В настоящее время в нефтегазовой отрасли данное ценное сырье не извлекается, а вместе с водой закачивается в систему поддержания пластового давления (ППД).[1]

Авторами [2] была определена минимальная концентрация лития – 200 мг/л и минимальный объем перерабатываемой жидкости – 1,5 млн м<sup>3</sup>/год, при которых установка дополнительного оборудования для извлечения лития является рентабельной.

Поэтому крайне важно проводить лабораторные исследования пластовых вод для определения концентраций ионов редкоземельных металлов и поиска возможности дообустройства систем разработки для их извлечения.

#### **Список использованных источников:**

1. Рябцев А.Д. Переработка литиеносного поликомпонентного гидроминерального сырья на основе его обогащения по литию: дис. доктора технических наук. ЗАО «Экостар-Наутех». – Новосибирск, 2011. – С. 100–130.

2. А.А. Бандалетова, А.Ю. Гаврилов, Е.В. Галин (2021). Извлечение лития из попутных вод на примере Оренбургского НГКМ. ПРОНЕФТЬ, Том 6 №1, 29-32. DOI: 10.51890/2587-7399-2021-6-1-29-32.

УДК 622.276

### **ПРИМЕНЕНИЕ БЛОКИРУЮЩЕГО СОСТАВА С ЦЕЛЬЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПОГЛОЩЕНИЯ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ**

*А.А. Притыченко*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет г. Уфа, студент*

*Жидкости* глушения играют большую роль в процессе ремонтно-восстановительных работ на нефтяных месторождениях. Грамотный выбор жидкостей глушения, учитывающий геолого-технологические особенности месторождений, является ключевым для обеспечения безопасности и эффективности проведения работ, а также сохранения фильтрационно-емкостных свойств пласта [1]. Источниками основных осложнений при глушении скважин являются: трещиноватые коллекторы, высокий газовый фактор, аномально низкие пластовые давления и высокие температуры на забое. Эти факторы зачастую способствуют более активному поглощению пластом технологических жидкостей, что может снизить продуктивность скважины и увеличить время проведения ремонтных работ.

Для решения этой проблемы в данной работе рассматривается использование блокирующего состава, который способен эффективно препятствовать поглощению жидкостей глушения путем создания экранирующей пленки в интервале поглощения [2].

В ходе исследования была создана блокирующая система, ключевым элементом которой является частично гидролизованный полиакриламид. Данная система состоит из сшивателя, который является солью трехвалентного металла; регулятора водородного показателя, представленного оксидом щелочноземельного металла. Кроме того, в состав включен капсулированный полифункциональный деструктор пролонгированного действия.

Разработанный состав не требует больших трудовых и экономических затрат, а также может быть адаптирован под конкретные условия благодаря регулируемому времени "сшивки".

Для оценки эффективности разработанной системы проводились экспериментальные исследования, которые включали в себя определение устойчивости состава к различным термобарическим условиям, а также взаимодействию его с пластовыми жидкостями.

Исследования реологии блокирующего состава состояли из определения его вязкости, а также периода гелирования. При помощи реометра RheolabQC была произведена оценка вязкоупругих свойств состава.

Результаты экспериментальных исследований показали, что представленный в работе блокирующий состав эффективно справляется с проблемой поглощения жидкостей глушения. Он способен создать надежный экран, который успешно перекрывает интервалы поглощения. При его использовании свойства пласта не изменяются, а сам состав может быть полностью разрушен в необходимое нам время за счет специального деструктора.

#### **Список использованных источников:**

1. Кунакова А.М. Жидкости для глушения нефтяных скважин / А.М. Кунакова, Р.О. Олехнович, О.В. Клим, П.Г. Мурахтанова, М.В. Успенская М.В. – СПб: Университет ИТМО, 2020. – 42 с.
2. Мардатов Д.В. Разработка блокирующих составов с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях аномально низкого пластового давления и карбонатных пород-коллекторов // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 667-677. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.6.

УДК 622.276

### **ИССЛЕДОВАНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ СВОЙСТВ РЕАГЕНТОВ КОМПЛЕКСНОГО ДЕЙСТВИЯ**

*А.Р. Раупов*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, студент*

Высокая обводненность является одной из ключевых причин возникновения коррозии и образования стойких высоковязких эмульсий. Высокий уровень устойчивости подобных эмульсий обусловлен содержанием в нефти органических эмульгаторов, образующих прочные бронирующие оболочки на границах разделов фаз. Предупреждение возникновения подобного рода осложнений осуществляется химическими реагентами, чья совместимость – основополагающий критерий надежной защиты. Замена химических реагентов узкой направленности одним многофункциональным реагентом, предотвращающим сразу несколько видов осложнений, обеспечивает экономичность процесса борьбы с их негативными последствиями [1].

В данной работе проводилось исследование поверхностно-активных свойств ингибиторов коррозии, применяемых в различных эксплуатационных условиях, с целью оценки их влияния на вязкостную характеристику продукции. Проведена оценка величины межфазного натяжения на границе раздела водный раствор ингибитора – нефть для исследуемых реагентов. Получены экспериментальные значения критические концентрации мицеллообразования и построены изотермы межфазного натяжения.

Проведено экспериментальное сравнение динамических вязкостей эмульсий с и без добавления реагента при одинаковых условиях, приближенных к реальным.

Определены оптимальные дозировки реагентов ингибиторов коррозии и ингибиторов снижения вязкости продукции [2].

#### Список использованных источников:

1. Давлетгареев, А.И. Коррозионное повреждение металлов на примере влияния соли NaCl / А.И. Давлетгареев, М.Е. Логинова, Г.Л. Гаймалетдинова // Российская наука и образование сегодня: проблемы и перспективы. – 2018. – №1(20). – С. 31–32.
2. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. — М.: Недра, 1972. — 397с

УДК 622.276.63

### ПРИМЕНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ С КАРБОНАТНОЙ ГОРНОЙ ПОРОДОЙ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

*Э.М. Сунагатова<sup>1</sup>, Д.В. Гилимханов<sup>1</sup>*

*<sup>1</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, студент*

Наиболее популярным и эффективным методом воздействия на призабойную зону карбонатного пласта является соляно-кислотная обработка [1]. Эффективность воздействия зависит от ряда факторов, основным из которых является глубина проникновения воздействующего агента в толщу продуктивного пласта, которая в свою очередь зависит от степени реакционной активности кислотного состава [2,3]. Поэтому для достижения плановых показателей эффективности проведения обработки призабойной зоны пласта важным этапом подготовки являются предварительные исследования по изучению кинетики взаимодействия кислоты с образцами горной породы.

Для изучения реакции взаимодействия соляно-кислотного состава с карбонатной горной породой используется установка с вращающим диском [4,5]. Определение кинетических параметров протекания реакции происходит за счет интерпретации результатов периодического отбора проб кислоты с последующим определением концентрации кальция и магния путем титрования. Такими параметрами являются константа скорости реакции и порядок реакции, которые демонстрируют, то с какой скоростью взаимодействуют вещества, связывая исходные концентрации веществ с темпом образования продуктов реакции. Данные параметры часто используются в различных программных симуляторах обработки призабойной зоны пласт с целью определения наиболее эффективной стратегии воздействия [6].

Для повышения эффективности соляно-кислотной обработки призабойной зоны на одном из месторождений Башкортостана были определены кинетические параметры взаимодействия двух кислотных составов с образцами карбонатной породы. Результаты исследований были использованы для моделирования кислотного воздействия в отечественном программном продукте «RockStim» [7] (таблица 1).

*Таблица 1 – Применение результатов для моделирования*

КС	Константа скорости реакции, (моль/см <sup>3</sup> ) <sup>(1-n)</sup> (см/с)	Порядок реакции	Скин-фактор до обработки	Скин-фактор после обработки
№1	0,0000051	0,2715	1,58	-1,93
№2	0,0000074	0,2216		-1,81

Таким образом, по результатам определения кинетических параметров реакции и использования их при моделировании кислотного воздействия в данных геолого-физических условиях применение первого кислотного состава является более эффективным. Так, при использовании первого кислотного состава значение скин-фактора после обработки составляет -1,93, а при применении второго – -1,81.

#### Список использованных источников:

1. Influence of transport conditions on optimal injection rate for acid jetting in carbonate Reservoirs / D. Ridner, T. Frick, D. Zhu, A.D. Hill, R. Angeles, N. Vishnumolakala, C. Shuchart // Society of Petroleum Engineers. – 2018.
2. Дмитриева, А. Ю. Разработка и исследование физико-химических свойств кислотно-углеводородных эмульсионных систем для комплексных ОПЗ карбонатных коллекторов / А. Ю. Дмитриева, М. Х. Мусабилов, Н. И. Батулин // Экспозиция Нефть Газ. – 2020. – № 1(74). – С. 50-55.
3. Мартюшев Д.А., Новиков В.А. Совершенствование кислотных обработок в коллекторах, характеризующихся различной карбонатностью (на примере нефтяных месторождений Пермского края) // Изв. Томского политехнического ун-та. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 9. – С. 7–17.
4. Acid Stimulation Improvement with the Use of New Particulate Base Diverter to Improve Zonal Coverage in HPHT Carbonate Reservoirs / F. Moid [et al.] // International Petroleum Technology Conference. – 2020.
5. Mary S. Anderson. Reactivity of San Andres Dolomite // SPE Journal Paper 20115-PA. - 1991. - P. 73.
6. Булгакова Г.Т., Харисов Р.Я., Шарифуллин А.Р., Пестриков А.В. Математическое моделирование и оптимизация солянокислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2014. № 2 (35). С. 22-28.
7. Стимулятор кислотных обработок «RockStim» : [сайт] / ООО «Тетаком». – Иннополис, 2018 – URL: <https://tetacom.pro/products/rockstim> (дата обращения: 31.10.2023). – Текст: электронный.

## СПОСОБ ПРИМЕНЕНИЯ ВЫСОКОКОНЦЕНТРИРОВАННОЙ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

*Э.М. Сунагатова<sup>1</sup>, И.З. Денисламов<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, студент*

<sup>2</sup>*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доцент*

Для обработки карбонатных коллекторов наиболее широко применяется соляно-кислотное воздействие. Одним из главных факторов, снижающих его эффективность, является высокая скорость реакции кислоты с породой при повышенных пластовых температурах, что ведет к расходованию всей реакционно активной кислоты лишь в непосредственной близости от ствола скважины [1].

Для более глубокого проникновения не прореагировавшей кислоты в пласт используется соляная кислота повышенной концентрации. Применение растворов с концентрацией кислоты более 15-18% приводит к снижению скорости реакции, в связи со смещением равновесия диссоциации HCl в сторону молекулярной недиссоциированной формы [2].

Использование соляной кислоты повышенной концентрации противоречит требованиям сохранности подземного оборудования скважины из-за взаимодействия кислоты со сталью и деградации железа до хлорида железа. Для решения проблемы разработан реагентный контейнер с двумя обратными клапанами в верхней и нижней частях устройства [3].

Реагентный контейнер выполнен из насосно-компрессорных труб повышенного диаметра с защищенной от кислоты внутренней поверхностью. Контейнер на устье скважины заполняется кислотой необходимой концентрации и спускается до продуктивного пласта, колонна труб пакеруется. Путем спуска с устья скважины металлического шара обеспечивается перекрытие центрального отверстия специального клапана над контейнером и открытие двух обратных клапанов контейнера.

Раствор кислоты повышенной концентрации вытесняется из контейнера в продуктивный пласт инертной жидкостью, которая закачивается в колонну насосно-компрессорных труб (НКТ) с устья скважины.

Использование контейнера позволяет осуществить закачку соляной кислоты повышенной концентрации в продуктивный пласт без коррозии колонны НКТ. Технология рассчитана на более глубокое проникновение кислоты в пласт, значительный рост проницаемости призабойной зоны пласта и обеспечение дополнительной добычи нефти.

### **Список использованных источников:**

1. Ганиев, Ш. Р. Осложнения, возникающие при соляно-кислотном воздействии на карбонатные породы, и пути их решения / Ш. Р. Ганиев, А. В. Лысенков, А. Л. Михайлов // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 4(616). – С. 23-26
2. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов : учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки магистров 131000 "Нефтегазовое дело" / М. А. Силин, Л. А. Магадова, В. А. Цыганков [и др.]. – Москва : Российский государственный университет

нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2011. – 120 с.

3. Патент № 2793999 С1 Российская Федерация, МПК E21B 43/27. Способ кислотной обработки призабойной зоны пласта : № 2022119703 : заявл. 18.07.2022 : опубл. 12.04.2023 / А. В. Лысенков, И. З. Денисламов, Э. М. Сунагатова [и др.] ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет".

УДК 620.193.4

## **ПРИМЕНЕНИЕ КАПСУЛИРОВАННОГО ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ ДЛЯ ЗАЩИТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

*А.Р. Хамидуллина*

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г.Уфа, студент)*

Проблема образования и распространения коррозии нефтепромыслового оборудования является весьма распространенной и значимой на сегодняшний день. Особенно на поздних стадиях разработки месторождений учащаются случаи преждевременного выхода из строя подземного оборудования из-за появления коррозии. Так, на одном из месторождений ПАО «Удмуртнефть» 26% отказов оборудования и 65% прорывов промысловых трубопроводов произошли по причине коррозионного разрушения [1]. Таким образом, необходимо внедрять технологии борьбы и предотвращения распространения коррозии на нефтепромысловом оборудовании.

В данной статье рассматривается технология применения капсулированного ингибитора коррозии. Для оценки эффективности данной технологии были проведены испытания реагента Encaptron 95 [1]. Стоит отметить, что данная технология проводится на заранее остановленной скважине и не требует дополнительного оборудования. Закачка реагента происходит через затрубное пространство, далее происходит прокачка определенного количества воды, и при прохождении некоторого промежутка времени и достижении капсулами зумпфа, скважина возвращается к работе [2]. Преимуществом данной технологии является отсутствие воздействия на ПЗП, так как при этом не используется задавка ингибитора в пласт. К недостаткам же можно отнести тот факт, что при объеме зумпфа менее 0,2 м<sup>3</sup> невозможно разместить капсульный ингибитор в скважине, а также из-за быстрого выноса ингибитора дебит по жидкости не должен достигать более 100 м<sup>3</sup> [1].

Что касается эффективности данной технологии, то в начальный период испытаний скорость коррозии была снижена более чем в 10 раз (при начальной скорости коррозии не ингибируемой жидкости 0,05-0,06 мм/год), при этом требуемый уровень защиты составил порядка 90%. С течением времени после обработки капсульным ИК наблюдалась положительная динамика по дальнейшему снижению коррозии, при этом уровень защиты составил уже порядка 98-99%. Помимо этого, наработка на отказ увеличилась в среднем в 1,5-2 раза [1].

Таким образом, при применении технологии капсулированного ингибитора коррозии осуществляется достаточно высокая эффективность защиты оборудования от коррозионного воздействия, уменьшаются потери реагента на стенках затрубного пространства и увеличивается наработка оборудования на отказ [2].

### Список использованных источников:

1. Тощевиков Л.Г. Решение проблемы коррозии ГНО малодебитного фонда скважин / Л.Г. Тощевиков, В.К. Миллер, Э.Е. Садиоков, Д.А. Назаров // Экспозиция Нефть Газ – 2015. № 5 (44). С. 39-42.
2. Бочкарев П.С. Особенности применения капсулированных ингибиторов для защиты внутрискважинного оборудования // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых (Томск, 8-12 апреля 2019 г.): в 2-х т. Томск: Изд-во ТПУ – 2019. Т. 2. С. 70-72.

УДК 665.622.4

## ВЫБОР ЭФФЕКТИВНОГО ДЕЭМУЛЬГАТОРА ПРИ ОБЕЗВОЖИВАНИИ НЕФТЕЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

*Э.В. Шакирова*

*Иркутский Национальный Исследовательский Технический Университет,  
г. Иркутск, доцент*

*А.А. Ильин, В.С. Грошев, Н.А. Фадеев, М. В. Цыган*

*Иркутский Национальный Исследовательский Технический Университет,  
г. Иркутск, студент*

Деэмульгаторы используются для разделения эмульсии, образованной при энергичном перемешивании двух взаимно не растворимых жидкостей. Предложен и обоснован выбор эффективных деэмульгаторов, основанных на анализе этих свойств и последующих испытаний. Результаты исследования представляют интерес для нефтяных компаний и специалистов в области добычи нефти, так как помогают повысить эффективность разделения эмульсий и оптимизировать процесс добычи.

Бурное развитие нефтяной отрасли привело к разведке собственных запасов нефти и газа и созданию новых крупных нефтедобывающих регионов в Восточной Сибири. Акционерное общество «Верхнечонскнефтегаз» (АО «ВЧНГ») ведет разработку Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, одного из крупнейших в Восточной Сибири, которое расположено в Катангском районе Иркутской области, в верхнем течении реки Чона, в 1 100 км от областного центра – г. Иркутска.

Даниловское месторождение открыто в 1977 году, представляет собой уникальное место с необычной геологической структурой. Глубина залегания нефтегазоносного горизонта составляет 1620 метров, а площадь участка недр составляет 164,9 квадратных километра. Месторождение Даниловское известно своей важной ролью в промышленной добыче углеводородного сырья. Активно ведется добыча нефти и газа.

Непрерывное перемешивание нефти и воды с образованием эмульсий происходит по мере подачи разбавленной нефти от ствола скважины к устью и движения по нефтепромысловым коммуникациям [1, с.93]. Поэтому перед нами стоит задача подбора и анализа деэмульгаторов, с целью выявления эффективного, а также повысить эффективность разделения эмульсий [2, с.400].

Нами приготавливались искусственные эмульсии, в которых было 70% нефти и 30% дистиллированной воды. Для рассмотрения явления ускорения разделения



водонефтяной смеси на составляющие компоненты, нами использовались следующие деэмульгаторы: ДИН 4Е; СНПХ-4315; СНПХ-4802; DMO 86444.

В данном исследовании была рассмотрена интенсивность разделения водонефтяной эмульсии без добавления деэмульгаторов и с добавлением их.

Результаты опыта приведены в таблице 1:

Проведя подбор деэмульгаторов для водонефтяной эмульсии на основе нефти с Верхнечонского месторождения [3, с.37], в результате сравнения отделения объёма воды от водонефтяной эмульсии получили, что деэмульгатор DMO 86444 имеет лучшее водоотделение среди всех выбранных деэмульгаторов и является оптимальным выбором для разделения водонефтяной эмульсии на основе нефти с Верхнечонского месторождения. В ходе опыта в полученные водонефтяные эмульсии добавили деэмульгаторы. Результаты указаны в таблице 2.

*Таблица 1. – Разделения фаз Верхнечонской эмульсии*

Название деэмульгаторов	Начало разделения	Время разделения				
		5 минут	10 минут	15 минут	20 минут	25 минут
ДИН-4Е	17 мин 30 сек	-	-	-	10 мл	18 мл
СНПХ-4315	2 мин 15 сек	2 мл	10 мл	13 мл	15 мл	18 мл
СНПХ-4802	25 мин	-	-	-	-	1 мл
DMO 86444	7 мин 40 сек	-	8 мл	18 мл	23 мл	27 мл

*Таблица 2. – Разделение фаз Даниловской эмульсии*

Деэмульгаторы	Начало разделения	Время разделения		
		5 минут	10 минут	15 минут
ДИН-4Е	1 мин 25 сек	25 мл	26 мл	26,5 мл
СНПХ-4315	1 мин 16 сек	26 мл	27 мл	27 мл
СНПХ-4802	2 мин 10 сек	12 мл	25 мл	26 мл
DMO 86444	40 сек	29 мл	29 мл	29 мл

В результате опыта получили, что деэмульгатор DMO 86444 для водонефтяной эмульсии на основе нефти с Даниловского месторождения является оптимальным также, как и для водонефтяной эмульсии на основе нефти с Верхнечонского месторождения. В свою очередь СНПХ-4802 также, как и в опыте 2 показал себя менее оптимальным среди всех заданных деэмульгаторов.

В результате опытов можно сделать заключение о том, что деэмульгатор DMO 86444 является наиболее оптимальным вариантом при разделении водонефтяных эмульсии. Менее активному разделению способствовал деэмульгатор СНПХ-4802, так как он предназначен для разделения фаз водонефтяных эмульсии на основе битуминозных (тяжелых) нефтей.

#### **Список использованных источников**

1. Филиппова Т. В. Учет влияния концентрации деэмульгаторов при разрушении водонефтяной эмульсии // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XV

Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых имени профессора Л.П. Кулёва: в 2 т. – Томск: ТПУ, 2014. – Т. 2. – С. 93-94.

2. Тронов В.П. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов. – Казань: Фэн, 2002.– 512 с.

3. Шакирова Э.В., Семькин М.В., Александров А.А., Брыжеватых Н.В. Современные методы по подбору деэмульгаторов при обезвоживании нефтей Восточной Сибири // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. № 3. С. 36–44.

*Научное издание*

МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ  
КОНФЕРЕНЦИЯ,  
посвященная 75-летию горно-нефтяного факультета УГНТУ  
и 100-летию ученого Спивака Александра Ивановича

*Сборник материалов*

*23-24 ноября 2023 года*

*Верстка С. В. Халитова, К. А. Сазонова*

Издается в аторской редакции.

Подписано в печать 21.11.2023. Формат 60×84/16.  
Гарнитура «Таймс». Усл. печ. л. 19.7. Тираж 100 экз. Заказ № N-21.

Отпечатано на оборудовании издательства «Восточная печать»  
e-mail: orient4@mail.ru