



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

Кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Ашировские чтения

Сборник статей всероссийской научно-практической конференции

Самара

Самарский государственный технический университет

2023

Издаётся по решению учёного совета СамГТУ (протокол №5 от 18.05.23)

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

A98

Ашировские чтения [Электронный ресурс]: сб. трудов Всероссийск. Науч.-практ. Конференции / Отв. Редактор *В.В. Живаева*. – Самара: Самар. Гос. Техн. Ун-т, 2023. – 1 электрон. Опт. Диск.

ISBN978-5-7964-2234-2

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

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

Минимальные системные требования:

WindowsXP, MSOffice, AdobeAcrobatReader

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

A98

ISBN 978-5-7964-2234-2

©Авторы, 2023

©Самарский государственный технический университет, 2023

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА	
ИЗУЧЕНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ ПО КОМПЛЕКСУ ГИС	16
<i>Н.М. Прилипко, А.А. Дубинова, Н.В. Киселева</i>	
ПРОБЛЕМА ОЦЕНКИ ПРОНИЦАЕМОСТИ	19
<i>Т.В. Кузнецова, Н.М. Прилипко</i>	
ANALYSIS OF STUDIES ON MODELING HYDRODYNAMIC PROCESSES IN PRODUCTION WELLS IN WELLS USING A SOFTWARE COMPLEX (KAPPA)	25
<i>PAULO PANGUA LUMBO</i>	
БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	
БУРЕНИЕ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ В ЗОНЕ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗЛОМА	38
<i>К.А. Шиповский, М.Е. Коваль</i>	
ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ПРИМЕНЯЕМЫХ В БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.....	44
<i>К.В. Парфенов</i>	
ПРОЕКТИРОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ОТРИЦАТЕЛЬНЫМ ОТХОДОМ	47
<i>М.В. Петров, К.А. Шиповский</i>	
АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ОЧИСТКУ СТВОЛА СКВАЖИНЫ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	56
<i>И.И. Долгов, В.И. Никитин</i>	
ТРЕБОВАНИЯ К СОВРЕМЕННЫМ БУРОВЫМ ПРОМЫВОЧНЫМ ЖИДКОСТЯМ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН.....	60
<i>Д.А. Кабаева, А.Е. Коновалова, В.И. Никитин</i>	
РАЗРАБОТКА МЕХАНИЗМА ПОДБОРА РЕЦЕПТУРЫ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ БУРЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ ИНТЕРВАЛОВ.....	63
<i>К.В. Парфенов, О.А. Нечаева, С.Н. Парфенова</i>	
МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ЗАМКОВОГО СОЕДИНЕНИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ	65
<i>Н.В. Дурыманов, П.А. Гаранин</i>	

ВЛИЯНИЕ ДИСПЕРГИРОВАНИЕ ЛИГНИТА НА УСТОЙЧИВОСТЬ ИСКУССТВЕННО СОЗДАННЫХ ОБРАЗЦОВ ИЗ ОБВАЛЬНОЙ ПОРОДЫ	72
<i>Е.О. Игнатъева, В.А. Капитонов, И.Ю. Аверин, В.А. Гончаров</i>	
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ УПРАВЛЯЕМЫЕ СИСТЕМЫ LWD И MWD ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН	78
<i>Д.Д. Бархатов, Б.В. Каргин</i>	
МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА ТАМПОНАЖНЫМИ РАСТВОРАМИ.....	86
<i>А.В. Лунатов, П.И. Демидова</i>	
АНОМАЛИИ В СПЕКТРЕ НИЗКОЧАСТОТНОГО СИГНАЛА НАД ЗАЛЕЖАМИ УГЛЕВОДОРОДОВ.....	88
<i>К.В. Сюраева, В.В. Живаева</i>	
РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ ФОНДА СКВАЖИН И ПОКАЗАТЕЛЕЙ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ.....	92
<i>А.Е. Вишнеvский, А.М. Зиновьев</i>	
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ЗА ПОКАЗАТЕЛЯМИ КАЧЕСТВА ТОВАРНОЙ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ СОИ СИКН, ПОСТРОЕННОЙ НА КОНТРОЛЛЕРАХ РОССИЙСКОГО ПРОИЗВОДСТВА REGUL	94
<i>А.В. Гришко, Е.В. Алекина</i>	
ОБОСНОВАНИЕ ПРОГРАММЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА КРАТКОСРОЧНЫЙ ПЕРИОД С УЧЕТОМ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ.....	96
<i>Н.В. Федоренко, С.А. Булгаков, А.М. Зиновьев, И.П. Немков</i>	
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА САМОГЕНЕРИРУЮЩИМИСЯ ПЕННЫМИ СИСТЕМАМИ НА ДМИТРИЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	98
<i>Д.А. Насибуллин, А.М. Зиновьев</i>	
БОРЬБА С АСФАЛЬТО СМОЛО ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ (АСПО) С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АВТОМАТИЧЕСКИХ ЛЕБЕДОК ТИПА ДСА-18 НА НОВО-КИЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	100
<i>Е.В. Дерябин, А.М. Зиновьев</i>	
СКВАЖИННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК	104
<i>А.А. Закиров, А.М. Зиновьев, Е.С. Ширяев</i>	

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА «ДОМАНИК» НА ТЕРРИТОРИИ ВОЛГО – УРАЛЬСКОЙ НГП.....	107
<i>У.А. Щербачева, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Е.В. Алекина</i>	
АНАЛИЗ РАБОТЫ СИСТЕМЫ СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН НА ЗАПАДНО – ХОСЕДАЮКСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	110
<i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Е.В. Алекина</i>	
ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ОТСТОЯ ВОДЫ НА УПСВ-3 ЗАПАДНО – ХОСЕДАЮКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	117
<i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Е.В. Алекина</i>	
ПОДБОР ЭФФЕКТИВНОГО ДЕЭМУЛЬГАТОРА ДЛЯ ОТСТОЯ ВОДЫ НА УПСВ-3 ЗАПАДНО – ХОСЕДАЮКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	121
<i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова</i>	
АНАЛИЗ РАБОТЫ ЁМКОСТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА УПСВ-3 ЗАПАДНО – ХОСЕДАЮКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	124
<i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова</i>	
АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ УПСВ-3 ЗАПАДНО – ХОСЕДАЮКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	128
<i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова</i>	
ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ.....	131
<i>М.В. Иванюков, А.М. Зиновьев</i>	
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ХИМИЧЕСКОГО МЕТОДА БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА БОБРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	134
<i>А.Д. Давтян, А.М. Зиновьев</i>	
ЭТАПНОСТЬ ОСВОЕНИЯ ДОМАНИКОВЫХ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ МЕП.....	136
<i>С.А. Поливанов, А.М. Зиновьев, В.А. Шакиров, П.В. Роцин</i>	
МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ.....	138
<i>М.Г. Токарев, А.С. Булгаков</i>	
РАЗРАБОТКА УЛЬТРАЗВУКОВОГО МЕТОДА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ.....	141
<i>А.М. Зиновьев, А.С. Паутова</i>	
ФОРМИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА АЗ ВЕРЕЙСКОГО ГОРИЗОНТА РОДИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	145
<i>А.В. Фалькович, С.А. Булгаков, А.М. Зиновьев</i>	

ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПОЛОЖЕНИЯ КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК.....	146
<i>А.В. Ефимов, А.М. Зиновьев</i>	
ФОРМИРОВАНИЕ ПРОГРАММЫ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ОБЪЕКТА Д-III ЮЖНО-ЧЕРНОВСКОГО ПОДНЯТИЯ МУХАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	148
<i>С.Д. Пулодова, А.М. Зиновьев</i>	
ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ РИФОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И РЕШЕНИЕ ИХ ПРОБЛЕМ	150
<i>Е.В. Филиппов, В.А. Шакиров, С.А. Булгаков, В.И. Соболев</i>	
РАССМОТРЕНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОДНОВРЕМЕННО РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	153
<i>Е.Н. Филиппова, С.А. Булгаков, А.М. Зиновьев</i>	
МЕРОПРИЯТИЯ ПО НЕДОПУЩЕНИЮ ПОПАДАНИЯ РАЗРУШАЕМОЙ ПОРОДЫ В ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ С ПОСЛЕДУЮЩИМ ОБРАЗОВАНИЕМ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК ЭКСПЛУАТИРУЕМОЙ УЭЦН.....	155
<i>И.С. Мощенко, А.М. Зиновьев</i>	
РИСКО-ОРИЕНТИРОВАННЫЙ ПОДХОД К ПРОЕКТИРОВАНИЮ ПЛОЩАДНЫХ ОБЪЕКТОВ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	157
<i>А.В. Денисов, Е.В. Алекина</i>	
ПРИМЕНЕНИЕ НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	163
<i>А.В. Денисов, Е.В. Алекина</i>	
ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ПЕРИОДА ОТРАБОТКИ СКВАЖИН ПЕРЕД ПЕРЕВОДОМ В СИСТЕМУ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ПЛАСТА.....	167
<i>И.В. Дубинкин, С.А. Булгаков, С.В. Демин, В.Н. Кожин, А.М. Зиновьев</i>	
ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КОЛГАНСКОЙ ТОЛЩИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ	169
<i>Е.О. Тягаев, С.А. Булгаков, А.М. Зиновьев</i>	
ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ФОРМИРОВАНИЯ КОЛГАНСКОЙ ТОЛЩИ ВОЛГО- УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ.....	172
<i>Е.О. Тягаев, С.А. Булгаков, А.М. Зиновьев</i>	
БОРЬБА С ОТЛОЖЕНИЯМИ АСПО НА СКВАЖИНАХ, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН, НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТОВ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ А.....	176
<i>Т.И. Джакимов, А.М. Зиновьев</i>	

ТИПИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОБЪЕКТАХ ОБУСТРОЙСТВ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН.....	179
<i>А.Е. Акимов, М.А. Шейкина</i>	
РЕКОМЕНДУЕМЫЕ МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ ДАЛЬНЕЙШЕЙ РАЗРАБОТКЕ ПЛАСТОВ БАКЛАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	182
<i>М.А. Табаков, А.М. Зиновьев</i>	
ПРОВЕДЕНИЕ ГЛИНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА ОБЪЕКТЕ Б-2 БАРИНОВСКО-ЛЕБЯЖИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	184
<i>С.А. Баумгертнер, А.М. Зиновьев</i>	
ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ О-3 ВЕРХНЕ-ВЕТЛЯНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	186
<i>В.С. Лыков, А.М. Зиновьев</i>	
ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА НА ОБЪЕКТЕ Б2 ГОРБАТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	188
<i>Д.Н. Жемчугов, А.М. Зиновьев</i>	
ПРИМЕНЕНИЕ ЭКОЛОГИЧНОГО ДОЛГОВЕЧНОГО НЕГОРЮЧЕГО ТЕРМОСТОЙКОГО АНТИКОРРОЗИОННОГО ПОКРЫТИЯ В СИСТЕМЕ СБОРА ПОКРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	190
<i>А.В. Рыбаков, А.М. Зиновьев</i>	
ПРОВЕДЕНИЕ ВОДО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ОБЪЕКТЕ Б2 БОБРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	192
<i>Р.Е. Петрухнов, А.М. Зиновьев</i>	
ПРОВЕДЕНИЕ ВОДО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ОБЪЕКТЕ С1 КАЗАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	194
<i>Д.И. Кузнецов, А.М. Зиновьев</i>	
ПРОВЕДЕНИЕ ВОДО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ОБЪЕКТЕ А0 КУЛЕШОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	196
<i>М.А. Кон, А.М. Зиновьев</i>	
ПРОВЕДЕНИЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ А-4 БЕЛОЗЕРСКО- ЧУБОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	198
<i>А.Е. Леденев, А.М. Зиновьев</i>	
ПРОВЕДЕНИЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ Б-2 КОЛЫВАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	200
<i>Е.Г. Ворожейкин, А.М. Зиновьев</i>	
ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ Б-2 БАКЛАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	202
<i>И.В. Котловский, А.М. Зиновьев</i>	

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГЛИНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА ОБЪЕКТЕ Б2+Б3 БЕЛОЗЕРСКО-ЧУБОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	204
<i>Р.А. Краснов, А.М. Зиновьев</i>	
ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ А-4 БОБРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	206
<i>Д.С. Нескучаев, А.М. Зиновьев</i>	
ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА НА ОБЪЕКТЕ О1 БОБРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	208
<i>А.Н. Логинов, А.М. Зиновьев</i>	
ФОРМИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БАШКИРСКОГО ЯРУСА БАХТИЯРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	210
<i>Р.Р. Садыков, С.А. Булгаков, А.М. Зиновьев</i>	
ОЦЕНКА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ПРОЕКТНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ НА РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ	211
<i>Г.А. Ковалева, О.Г. Трофимов</i>	
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПО ДАННЫМ КАРТ ВЫВОДА СКВАЖИН НА РЕЖИМ.....	215
<i>П. А. Муратов, О. А. Грибенников, И. С. Тищенко, Ю. В. Семенов</i>	
ПРИМЕНЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ.....	218
<i>М.В. Колосов, С.В. Шистеров, И.К. Уваров, В.К. Ким, А.М. Зиновьев</i>	
ПРИМЕНЕНИЕ ШУПСВ ДЛЯ ОТДЕЛЕНИЯ И ЗАКАЧКИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ НА ЗРЕЛЫХ АКТИВАХ АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ».....	221
<i>Д.В. Канарейкин, Ю.П. Борисевич, Г.З. Краснова</i>	
ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ В-1 БАРИНОВСКО-ЛЕБЯЖИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	225
<i>А.А. Кайкуров, А.М. Зиновьев</i>	
ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ОБЪЕКТЕ Б0 БАРИНОВСКО-ЛЕБЯЖИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	227
<i>Д.С. Сергеев, А.М. Зиновьев</i>	
ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ А-5 ПОКРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	229
<i>Р.И. Сякаев, А.М. Зиновьев</i>	

ПРОВЕДЕНИЕ ВОДО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ОБЪЕКТЕ МЧ-IV ДМИТРИЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	231
<i>А.А. Чурочкин, А.М. Зиновьев</i>	
ПРОВЕДЕНИЕ ВОДО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ОБЪЕКТЕ А3 КРАСНОЯРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	233
<i>А.Н. Кретинин, А.М. Зиновьев</i>	
ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА НА ОБЪЕКТЕ ДЗ-БУР ГОРБАТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	235
<i>В.С. Кучко, А.М. Зиновьев</i>	
ПРОВЕДЕНИЕ ВОДО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ОБЪЕКТЕ Б0 НОВО- ЗАПРУДНЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	237
<i>Н.А. Волостныхин, А.М. Зиновьев</i>	
ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА НА ОБЪЕКТЕ АЧ10 КОЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	239
<i>В.В. Рыбаков, А.М. Зиновьев</i>	
ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ Б-2 СЕВЕРО-КАМЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	241
<i>А.Э. Верткин, А.М. Зиновьев</i>	
ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА НА ОБЪЕКТЕ А3 СУРГУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	243
<i>И.О. Галковский, А.М. Зиновьев</i>	
ПРОВЕДЕНИЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ В1+ДЗ-ФАМ+ДЗ- БУР ЮЖНО-ОРЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	245
<i>А.А. Лунев, А.М. Зиновьев</i>	
ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА НА ОБЪЕКТЕ В1 СОФИНСКО- ДЗЕРЖИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	247
<i>С.В. Онучин, А.М. Зиновьев</i>	
ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ А-3 ОЗЕРКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	249
<i>В.С. Бортвин, А.М. Зиновьев</i>	
ПРОВЕДЕНИЕ ВОДО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ОБЪЕКТЕ А4 ПОКРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	251
<i>А.В. Стецура, А.М. Зиновьев</i>	
ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА НА ОБЪЕКТЕ А4 КУЛЕШОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	253
<i>Д.Н. Лукьянов, А.М. Зиновьев</i>	

ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА НА ОБЪЕКТЕ С-III ДМИТРИЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	255
<i>А.В. Шишмаков, А.М. Зиновьев</i>	
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ШТАНГОВО СКВАЖИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ (ШСНУ).....	257
<i>Р.В. Ермолаев, А.М. Зиновьев</i>	
ГРП НА ОБЪЕКТАХ С ТРУДНО ИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО РЕГИОНА	259
<i>И.С. Тищенко, П.А. Муратов, К.И. Бабицкая, В.Е. Подъячева</i>	
ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗАВАРИЙНОЙ РАБОТЫ СКВАЖИН КОМСОМОЛЬСКОГО ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА	261
<i>В. А. Завгороднев, Л.В. Сорокина</i>	
ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ С-3 МУХАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	263
<i>А.И. Козлов, А.М. Зиновьев</i>	
ВЫРАБОТКА ПОДХОДОВ К РАЗРАБОТКЕ НИЗКОПРИНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ	265
<i>С.А. Сальников, С.А. Булгаков, А.М. Зиновьев</i>	
АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ.....	268
<i>К.А. Лепёхин, Л.В. Сорокина</i>	
ПРИМЕНЕНИЕ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРОРЫВА ПАРА НА СКВАЖИНАХ СВН	270
<i>Р.В. Потапов</i>	
ОБОСНОВАНИЕ ПРОГРАММЫ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА НЕКЛЮДОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ.....	273
<i>Ю.В. Семенов, С.А. Булгаков, А.В. Дудрин, П.А. Муратов</i>	
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ НЕФТИ С ПОМОЩЬЮ БЛОКА НЕЙТРАЛИЗАЦИИ СЕРОВОДОРОДА.....	276
<i>А.Н. Надеждин, М.А. Шейкина</i>	
ПОВТОРНАЯ СЕЛЕКТИВНАЯ СТИМУЛЯЦИЯ СКВАЖИН СЛОЖНОЙ КОНСТРУКЦИИ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА НА ПРИМЕРЕ ВОСТОЧНОГО УЧАСТКА ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	279
<i>Н.Д. Лазарев, Ю.О. Ким, А.М. Зиновьев</i>	

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ПО ТЕХНОЛОГИИ «ФИШБОН» НА ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ.....	282
<i>Н.В.Родин, С.А. Булгаков, А.М. Зиновьев</i>	
ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	284
<i>А.Г. Игнатов</i>	
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ЕНОРУССКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	288
<i>К.И. Бабицкая, А.В. Шитина</i>	
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН НА ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КЕРАМИЧЕСКОГО ПЕСЧАНОГО ФИЛЬТРА.....	292
<i>О.А. Грибенников, А.И. Кузнецов</i>	
ЦИФРОВИЗАЦИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ СКВАЖИН.....	298
<i>Э.Б. Гусейнов, Е.Г. Курбасов, А.Т. Зарипов, С.Н. Бастриков</i>	
МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПОДГОТОВКИ ТОПЛИВНОГО ГАЗА, НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА «ГАРШИНСКАЯ ГКС» ООО «ИНК-ОРЕНБУРГНЕФТЕГАЗ».....	302
<i>Д.М. Поляков, Е.В. Воронин</i>	
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССОВ РАЗРУШЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ПРИ МОДИФИКАЦИИ СЕПАРАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	308
<i>Д.А. Пащенко, М.А. Шейкина</i>	
ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНАЯ ДОБЫЧА И ЗАКАЧКА В ОДНОЙ СКВАЖИНЕ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН	314
<i>Д.А. Марков, О.А. Грибенников</i>	
МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ПРОБОК НА ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ НАСОСНО - КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН.....	316
<i>Д.Х. Назметдинов, И.В. Царьков, К.И. Бабицкая</i>	
УВЕЛИЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН ЗА СЧЕТ ВНЕДРЕНИЯ УСТРОЙСТВА ИЗОЛЯЦИИ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ НКТ	319
<i>В.А. Бормонтов, И.В. Царьков</i>	

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЛЕСНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	322
<i>А.А. Лукьянов, С.А. Булгаков, Н.В. Федоренко, Г.А Ковалева, В.А. Соболев</i>	
МЕТОДЫ МАГНИТНО-ИМПУЛЬСНОЙ ОБРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ И НЕФТЕШЛАМОВ	325
<i>Е.В. Струков, М.Я. Кузина, Е.Н. Невольских</i>	
МЕТОДИКА ЧИСЛЕННОЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	327
<i>М.А. Терехин, А.А. Фокин, С.А. Булгаков, В.И. Соболев</i>	
ПРИМЕНЕНИЕ ПОКРЫТИЙ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ НКТ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ ОТЛОЖЕНИЙ АСПО НА КРЮКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	330
<i>П.И. Рыгалов, К.И. Бабицкая</i>	
МЕТОД ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПЕНОКИСЛОТНЫХ СИСТЕМ	332
<i>К.И. Бабицкая, С.Н. Пожидаева</i>	
ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПО ДАННЫМ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «А» ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ	334
<i>Е.А. Карпова, А.М. Зиновьев</i>	
ПЛАНИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ВВН ТАГУЛЬСКОГО НГКМ В СИЛЬНО ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ.....	336
<i>А. С. Осокин, К. В. Пчела, С.А. Булгаков, А.М. Зиновьев</i>	
ОБОСНОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НОВОГО ПРАГРАМИНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НА РАННИХ ЭТАПАХ ДОБЫЧИ.....	339
<i>Н.В. Сопов, А.Е. Авдеев, С.А. Булгаков, А.М. Зиновьев</i>	
ИЗУЧЕНИЕ МЕХАНИЗМА И БОРЬБА С ПРИХВАТООБРАЗОВАНИЕМ БУРИЛЬНЫХ И НАСОСНО – КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, ПРИ ТЕКУЩЕМ И КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	342
<i>Р.И. Степанов</i>	
АНАЛИЗ РИСКА АВАРИЙ НА ОПАСНОМ ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ОБЪЕКТЕ УПН «ЯКУШКИНСКАЯ»	346
<i>Д.В. Буслаков, Е.В. Алекина</i>	

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

АНАЛИЗ НАПРАВЛЕНИЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ ПУТЕМ МОДЕРНИЗАЦИИ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ..... 351

Д.И. Галимов, А.В. Шадрина

ПРИМЕНЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ В СИСТЕМЕ НЕФТЕПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ 356

С.В. Хлутчин

РАЗРАБОТКА РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ТРЕБУЕМОГО УРОВНЯ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ЕГО ПРОЕКТИРОВАНИИ С ОТСТУПЛЕНИЕМ ОТ ДЕЙСТВУЮЩИХ НОРМ ..361

Д.А. Федорин, Р.Н. Бахтизин

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И АВТОМАТИЗАЦИЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ

ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ НА ПРОИЗВОДСТВЕ 364

Е.Е. Волхонская, М.С. Чемаев

О ПРОБЛЕМЕ КОНТРОЛЯ КОМПЕНСАЦИИ В РАЗРЕЗЕ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ..... 367

С.А. Романов, А.А. Поздеев, А.М. Зиновьев

ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТИПОВОЙ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ПРИ НАЗЕМНОМ ОБУСТРОЙСТВЕ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМЫ СБОРА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ 370

А.В. Филичев, Д.А. Мельникова, Ю.В. Гашенко, А.Ю. Яндулов

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЯНЫМИ СКВАЖИНАМИ 376

А.С. Терешенков, Д.А. Мельникова, Ю.В. Гашенко, В.А. Станкин

ЭКОНОМИКА ТЭК

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В КОМПАНИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА 379

А.Н. Маршевский

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРИМЕНЕНИЕ КАЛЬКУЛЯТОРА РАСЧЕТА КОЛИЧЕСТВА ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ СОГЛАСНО МЕТОДИКЕ ОЦЕНКИ СНИЖЕНИЯ УГЛЕРОДНОГО СЛЕДА.....	384
--	------------

Д.В. Алексеев, М.В. Захарова, Д.А. Мельникова, Ю.В. Гашенко

ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО СОСТАВА ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ.....	387
---	------------

Д.А. Волощук, И.Д. Ибатуллин

ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИЙ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ: ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СБОРНЫХ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ ФУТЛЯРОВ.....	389
---	------------

М.В. Петровская

БЕЗОПАСНОСТЬ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

ПОВЫШЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА ОСНОВЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ И УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ	393
--	------------

А.А. Костин, Д.А. Мельникова, Ю.В. Гашенко, Д.Ю. Яндулов

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА В ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»	395
--	------------

А.В. Шубина, Л.В. Сорокина

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

ПОДГОТОВКА КАДРОВ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ.....	399
---	------------

П.А. Голованов, Е.П. Тупоносова

ОЦЕНКА И ПРОФИЛАКТИКА КАДРОВЫХ РИСКОВ ПРОМЫШЛЕННОЙ ОРГАНИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	403
--	------------

О.Ю. Калмыкова, С.Н. Парфенова

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

ИЗУЧЕНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ ПО КОМПЛЕКСУ ГИС

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

СамГТУ, Самара, Россия

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

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

Ключевые слова: нефть, грабенообразные прогибы, эффективные толщины, скважина, залежь.

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

Цель работы: изучение строения Девонских грабенообразных прогибов на Чаганской площади по материалам ГИС.

Важной особенностью строения терригенных отложений девона является в их толще девонских грабенообразных прогибов (ДГП).

Девонские грабенообразные прогибы (ДГП). Это протяжные, иногда до нескольких сотен километров, узкие отрицательные структуры в толще терригенных отложений девона, генетическим связанные с разломами и выполнены, главным образом, тиманскими отложениями. На современной стадии изученности они выявлены как бурением, так и сейсморазведочными работами. Область развития ДГП представляет собой особую структурную зону. С ДГП и сопряженными с ними горстами связаны многочисленные месторождения углеводородного сырья.

В девонских прогибах накапливаются существенно увеличенные толщины терригенных и карбонатных пород девона, где основной составляющей разреза являются песчаные и песчано-алевролитовые пачки с постепенным замещением и выклиниванием и на бортах.

Движение блоков кристаллического фундамента по разломам прямо или косвенно влияет на образование практически всех структур осадочного чехла. Кроме того, к поднятым блокам близи разломов приурочены все линейные валы и горстовидные валы на бортах девонских грабенообразных прогибов (ДГП).

Главенствующую роль на тектоническое строение района оказал Мальшевско-Валентиновский грабенообразный прогиб.

Прогиб образовался в начале Тиманского времени, местами к нему приурочены эрозионные тиманские врезы. В частности, в скважине №17 Чаганской площади был выявлен эрозионный врез глубиной около 75 метров. Им оказались

размыты пашийские, муллинские и верхняя глинистая пачка ардаатовских отложений. Заполнен врез известняками, а в основании лежит пачка тиманских глин.

Подробнее проведено изучение особенности разреза на Чаганской площади.

Интерес представляет анализ толщин тиманского и пашийского горизонтов.

Одним из трудно решаемых задач является вопрос о верхней границе терригенного девона ввиду литологической близости верхней части тиманского горизонта и нижней части саргаевского горизонта. Пашийский горизонт обычно залегает на муллинском. Перекрывается тиманский горизонт глинисто-карбонатной толщей саргаевского горизонта. В толще тиманского горизонта выделяется от 0 и до 4 пачек карбонатов. Нижний карбонатный пласт – репер «кинжал». Подошва «кинжала» - это кровля пашийского горизонта, представленного глинами и песчаниками. Репер «кинжал» не всегда четко выражен, что создает трудности расчленения тиманский=пашийский. Трудно выделить и муллинский горизонт, связанный с репером «черный известняк». Именно этот репер часто заменен на алевролит, а иногда и вообще отсутствует.

Поэтому кровлю ардаатовского горизонта логично связывать с кровлей репера “остракодовый известняк”. Это региональный репер – выдержанный по толщине и площади, отличающийся от вмещающих пород. Пласт известняка характеризуется повышенными значениями удельного электрического сопротивления, повышенными порядками НГК, пониженным и значениями гамма каротажа, диаметр скважиноминальный. Вмещающие глины характеризуются повышенными значениями ГК, увеличенным диаметром скважины, НГК – понижен, УЭС-понижен. В Оренбургской области репер называют “Средний известняк”. Выше залегают отложения тимана – пашийские, ниже – ардаатовские. На Чаганской площади наиболее продуктивными являются отложения ардаатовского горизонта – пласта ДШ.

Изучение особенности разряда терригенного девона проведено с использованием схемы корреляции скважин 16-158-165-24-152-155.

Скважина 165 попала в разлом. Верхняя часть разреза коррелируется. Можно выделить отложения мендымского (бурегского), доманикого (семилуцкого) горизонтов. А ниже разрез не коррелируется, ни репер “Остракодовый известняк”, ни пласт ДШ не выделяются. Это прямой признак разлома.

Наличие разломных нарушений проявляются зонами разного изменения толщин и полноты разреза изученных отложений.

Наибольшая толщина тиманских отложений порядка 60-70м выявлена в центральной части в скважинах 158 и 24. Толщина пашийских отложений в этих скважинах небольшая.

Наибольшая толщина отложений пашийского горизонта отмечается в скважинах 16 и 152, 158 га востоке – порядка 80 м.

В скважинах 16 выявлен пласт Д1, где при перфорации получен приток нефти дебитом 16 т/сут. Получение нефти – это открытие залежи.

В скв. 152, 155 наличие нефти в песчаниках пашийского горизонта возможно.

Выводы и рекомендации

- Изучение геологического строения залежей рассматриваемой территории следует продолжить в комплексе ГИС и материалов сейсморазведки (временных разрезов, структурных карт и т.п.)
- В залежах пласта ДШ ардатовского горизонта рекомендуется проведение ИННК при контроле выработке пласта.
- Для выявления и изучения залежей пласта ДІ пашийского горизонта в восточной части площади во вновь пробуренных скважинах рекомендуется полный комплекс ГИС, отбор и исследования керна, работа пластоиспытателем на трубах (ИПТ), а в действующем фонде показано проведение ИННК с целью доразведки.
- Возможно построение ряда других схем корреляции.
- Обратить внимание на перспективны содержания углеводородов в доманиковом горизонте.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

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

ПРОБЛЕМА ОЦЕНКИ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Т.В. Кузнецова, Н.М. Прилипка

СамГТУ, Самара, Россия

e-mail: tatiana.kuznetsova30@yandex.ru; n.prilipko@yandex.ru

Аннотация: В статье авторами рассмотрены способы оценки проницаемости, используя её зависимость от пористости, структуры порового пространства и других показателей.

Ключевые слова: нефть, проницаемость, эффективные толщины, скважина, залежь.

Введение

Актуальность: определение фильтрационных свойств, то есть проницаемости, необходимо для характеристики внутреннего строения залежи, влияющего на процесс разработки. Графически неоднородность объекта и средние значения проницаемости отдельных частей залежи характеризуются картами проницаемости по разрабатываемому пласту, а так же профилями изменения проницаемости для пластопересечения объекта разработки в отдельных скважинах.

Эти данные являются основными для правильного выбора коэффициентов охвата залежи заводнением β_0 , вытеснения нефти или газа и коэффициента нефте(газо)отдачи $\beta_{HO} = \beta_0 * \beta_H$.

Для оценки коэффициента проницаемости $K_{пр}$ терригенных межзерновых гидрофильных коллекторов известны следующие геофизические способы:

1) определение $K_{пр}$ в предельно нефте(газо)насыщенном коллекторе по его удельному сопротивлению $\rho_{п}$;

2) определение $K_{пр}$ в коллекторе с любым характером насыщения по диаграммам метода собственных потенциалов, гамма-метода и связей $K_{пр} = f(k_n)$.

Оценка проницаемости в межзерновых карбонатных коллекторах возможна с применением связей $K_{пр} = f(k_n)$ и $K_{пр} = f(k_n, k_{во})$. Коэффициент эффективной проницаемости оценивается с помощью гидродинамического каротажа в терригенных и карбонатных коллекторах с межзерновым типом емкости.

Проницаемость измеряют в дарси (Д) или в системе СИ - в m^2 . В практике пользуются величинами $mкм^2$. Соотношение внесистемной единицы дарси и единицы СИ следующее: $1 Д = 1,02 * 10^{-12} m^2 = 1,02 mкм^2$. [1]

Цель: определить способы оценки и прогноза проницаемости нефтяных залежей.

Определение $K_{пр}$ по скорости фильтрации флюида

Значение проницаемости $K_{пр}$ в лабораторных условиях определяют путем фильтрации флюидов через керн. Для её оценки пользуются линейным законом фильтрации Дарси, согласно которому скорость фильтрации флюида в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна вязкости:

$$V = \frac{K_{пр} * \Delta p}{\mu * \Delta L} \quad (1),$$

где V – скорость фильтрации (см/с); μ – вязкость газа (жидкости) (сПз); Δp – перепад давления (атм); ΔL – длина образца (см); $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости (мД).

Скорость фильтрации V можно определить следующим образом:

$$V = \frac{Q}{F} \quad (2),$$

где Q – объемный расход газа (жидкости) через образец за единицу времени (cm^3/c); F – площадь фильтрации (cm^2)

Тогда формулу для $K_{пр}$ можно представить как:

$$K_{пр} = \frac{Q * \mu * l}{\Delta p * F} \quad (3)$$

Определение $K_{пр}$ по данным метода сопротивлений

Для определения проницаемости используют формулу Козени-Кармана, так как по ней можно проследить зависимость параметра насыщения от коэффициента нефтенасыщенности.

Для реальных пористых сред справедливо уравнение Козени — Кармана:

$$K_{пр} = \frac{K_{п.эф}^3}{5 * S_{гр}^2 * (1 - K_{п})^2} \quad (4),$$

где $K_{п.эф}$ соответствует объему только эффективных пор, по которым происходит фильтрация жидкости или газа ; $S_{гр}$ — удельная поверхность 1 см³ твердой фазы минерального скелета, определяемая по данным гранулометрического анализа.

Связь между коэффициентом пористости, проницаемости и водонасыщением выражена уравнением:

$$K_{пр} = \frac{(1 - K_{в.св})^3 * \tau_{св}^2 * K_{п}}{f * T_3^2 * K_{в.св}^2} \quad (5)$$

Учитывая связи параметра пористости от коэффициента пористости и параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности получена формула:

$$K_{пр} = \frac{\tau_{св}^2 * (1 - P_n^{\frac{-1}{n}})^3 * P_n^{\frac{n}{2}}}{P_n} \quad (6),$$

где n- показатель степени в формуле, связывающей P_n и k_v .
При n = 2 выражение упрощается:

$$K_{пр} = \frac{\tau_{св}^2 * (1 - P_n^{\frac{-1}{2}})^3 * P_n}{P_n} \quad (7)$$

Учитывая сложность определения $\tau_{св}$, которая зависит от химического состава пластовой воды, природы поверхности твердой фазы и условий формирования нефтяной (газовой) залежи, нередко используют упрощенную эмпирическую зависимость:

$$K_{пр} = a * P_n^b \quad (8),$$

где a и b — константы, характерные для коллекторов изучаемой залежи.

Таблица 1

Значения a и b в формуле для некоторых объектов

Месторождение, горизонт	a	b	По данным
Туймазы, девон	50	0,5	Г.С. Морозова
Балаханы, Сабунчи, Романы, свита ПК	0,063	3,5	Л.А. Буряковского
Самотлор: AB ₁ AB ₂₋₅ BB ₈₋₁₀	0,107 1,774 1,37	3,12 0,77 0,99	Е.И. Леонтьева

В табл. 1 приведены значения а и Б для конкретных геологических объектов.

Для вычисления $K_{пр}$ с помощью зависимостей, описываемых формулами (6)-(8), выполняют следующие операции:

- 1) определяют по данным метода сопротивлений значение $\rho_{п}$ в пластовом пересечении продуктивного коллектора;
- 2) рассчитывают значение $R_{н}$ при известных $R_{п}$ и $\rho_{в}$
- 3) находят значение $K_{пр}$, соответствующее вычисленному $R_{н}$, используя конкретную зависимость между $R_{н}$ и $K_{пр}$ для исследуемого объекта.

Такой способ определения проницаемости $K_{пр}$ в переходной зоне залежи или в недонасыщенных углеводородами коллекторах даст заниженные значения $K_{пр}$. [2]

Прогноз проницаемости по анализу карт эффективных толщин, коэффициента пористости $K_{п}$ и коэффициента нефтенасыщенности $K_{н}$

В данном разделе дана оценка проницаемости, через ее зависимость от параметра насыщения $R_{н}$, который в свою очередь прямо пропорционально связан с коэффициентом нефтенасыщенности $K_{н}$.

Ниже представлены карты эффективных толщин (Рис.1), коэффициента пористости (Рис.2) и коэффициента нефтенасыщенности (Рис.3), цветами выделены зоны вариации соответствующих значений для каждой из карт.

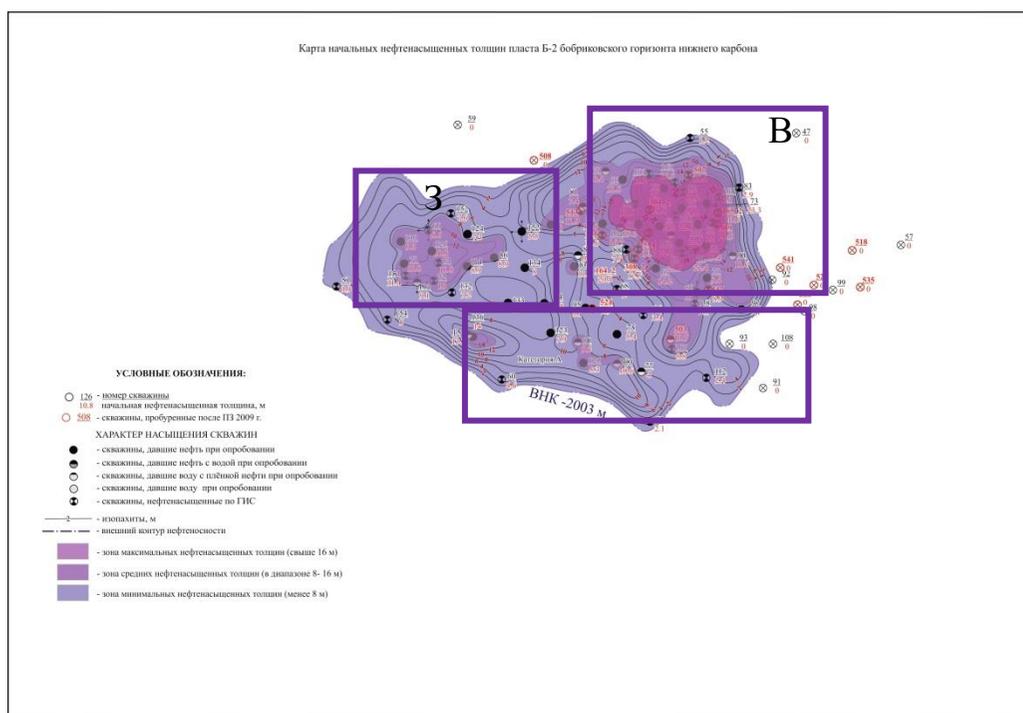


Рис 1. Карта эффективных толщин

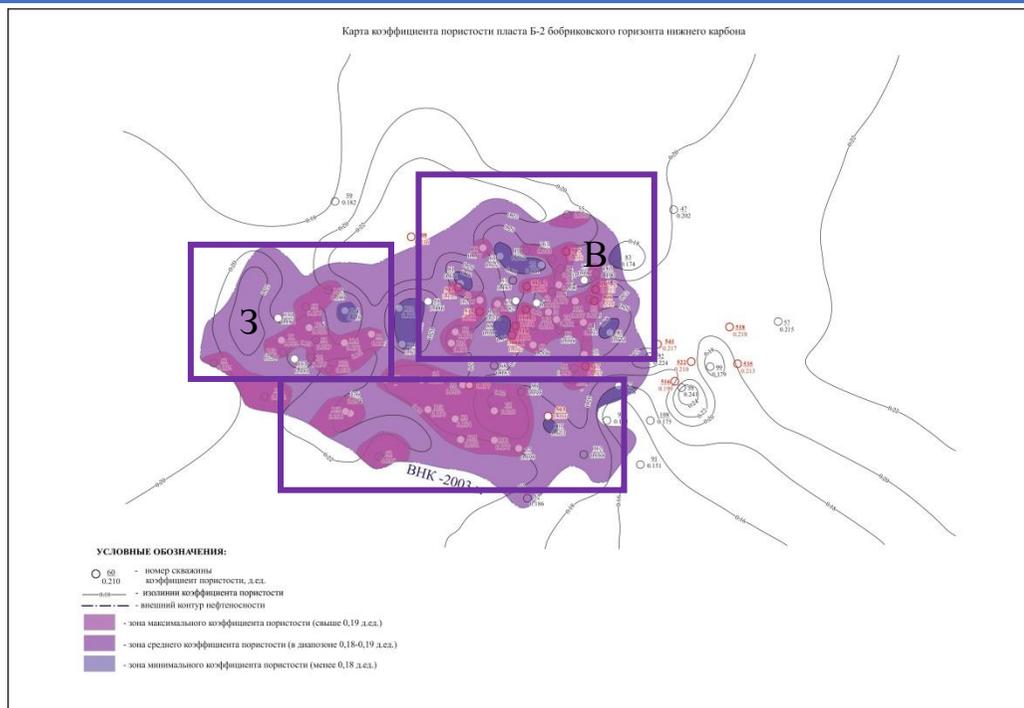


Рис 2. Карта коэффициента пористости

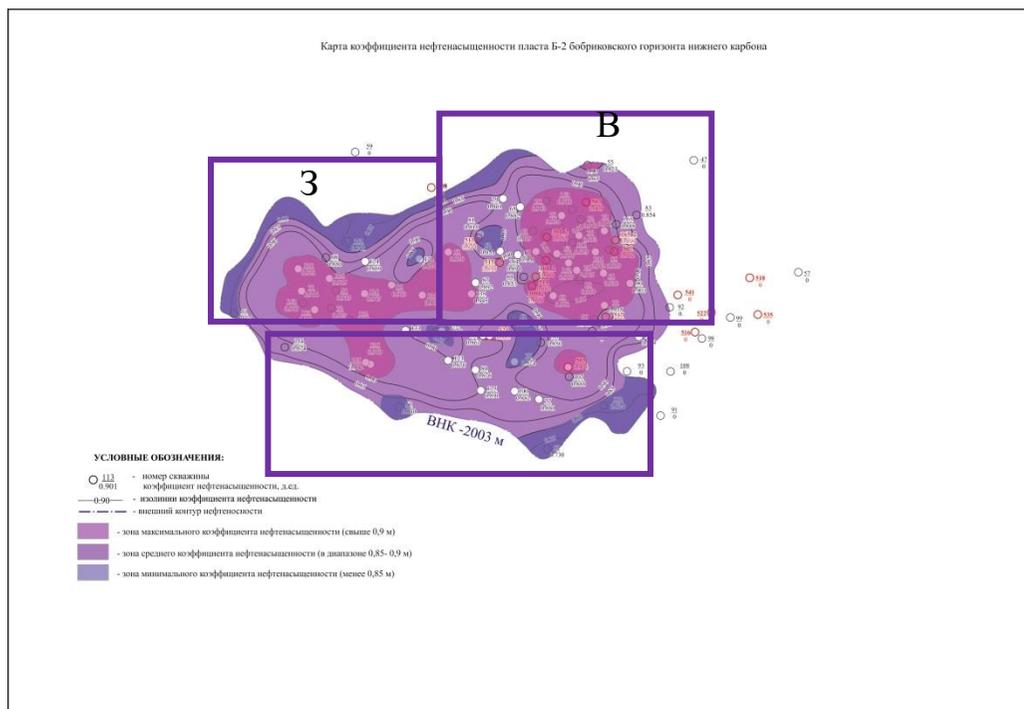


Рис 3. Карта коэффициента нефтенасыщенности

В таблице 2 наглядно представлены характеристики трех частей залежи:

Часть залежи/ Подсчетные параметры	$N_{эф}$	K_p	K_n	Итог
СВ	Выше среднего	Выше среднего	Выше среднего	Проницаемость повышенная, так как K_n повышен
СЗ	Средние	Выше среднего	Выше среднего	Проницаемость повышенная, так как K_n повышен
Ю	Ниже среднего	Выше среднего	Ниже среднего	Проницаемость пониженная, так как K_n понижен

По проведенному анализу зонированных карт мы видим, что наиболее перспективные участки для поисков и получения УВ являются более разбуренными, чем зоны со средними и малыми коэффициентами нефтенасыщения и нефтенасыщенными толщинами. Кроме этого, можно дать предположительную характеристику проницаемости, исходя из данных коэффициента нефтенасыщенности K_n , так как он связан с параметром насыщения P_n , который связан с проницаемостью. То есть, чем больше показатель K_n , тем больше P_n , и, как следствие, выше проницаемость.

Заключение

По итогу проведенной работы хочется сказать о необходимости продолжения проведения работ, направленных на нахождение связи проницаемости с параметром насыщения P_n , но для этого необходимы данные коэффициента гидропроводности, из которого можно определить коэффициент проницаемости. Это являлось бы прямым методом определения проницаемости по результатам опробования. В связи с отсутствием данных по коэффициенту гидропроводности поиск зависимости усложняется.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений). — М.: Недра, 1978. — 318 с.
2. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников ДА. Петрофизика (Физика горных пород): Учеб. для вузов; Под ред. ДА. Кожевникова. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. — 368 с.

ANALYSIS OF STUDIES ON MODELING HYDRODYNAMIC PROCESSES IN PRODUCTION WELLS IN WELLS USING A SOFTWARE COMPLEX (KAPPA)

PAULO PANGUA LUMBO

*Department «General Physics, Geology and Physics of oil and Gas Production»,
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия*

lumbo1222@gmail.com

Challenges : Currently in the oil industry the great challenges is to discover new hydrocarbon reserves, with the development of Science Technology studying the potential of the same crucial planning of its execution and exploration activity.

Objective: the crucial objective of this article is to study and analyze the main pressure drops that occur in oil and gas reservoirs and how they behave during their production processes , applying mathematical and physical methods to solve problems of this nature.

During the production of the oil and gas reservoir it will initially be produced by the own energy of the reservoir, then during the production is energy and the original pressure is drained. **So specific purpose of this article is to study and analyze the main laws of physics and mathematics for a good healthy recovery of oil and gas.**

Key word: Reservoir analysis, well tangent control, pressure drops, calculations fluids of production output, fluid injection, primary secondary recovery method, Pressure drops in oil and gas reservoir.

Issue : Analysis of pressure drops in oil and gas reservoir.

Any conventional oil reservoir during its production process over time it will produce and will lose pressure.

Any conventional oil reservoir during its production process over time it will produce and will lose pressure, suffer a problem of deleted, or it'd be the crucial objective over time and how to keep this pressure stable for a good recovery and productivity of this reservoir.

To talking about the drop down in the reservoirs, you can not forget to talk about the methods of recovery: **Primary, sendary recovery and j Special Primary recovery method :**

Due to the natural mechanism (Gas in solution gas cover, water inflow, combined mechanism)

Secondary recovery method :

During the hydrocarbon production process this method aims to add energy to the reservoir through the injection of water is gas. with these types of methods **we can extend the production of our reservoir.**

Recovery factors 30 to 45 %.

Efficiency Primary method : the recovery method is usually very low, because the pressure is very low and the also depends on the production mechanism, even with the great advances in science and Technology

Recovery factors 30 to 45 %

Primary recovery technique: Gas and solution, Water influxo, Gas caps. Me combined kennels.

Gas and solution : Pressure drops quickly.

RGO (Gas and oil ratio) increases.

Recovery factors : 15 % This ls reservoir are subject to secondary recovery

Gas and solution mechanism :

The following figure shows how amoir pressure drop.

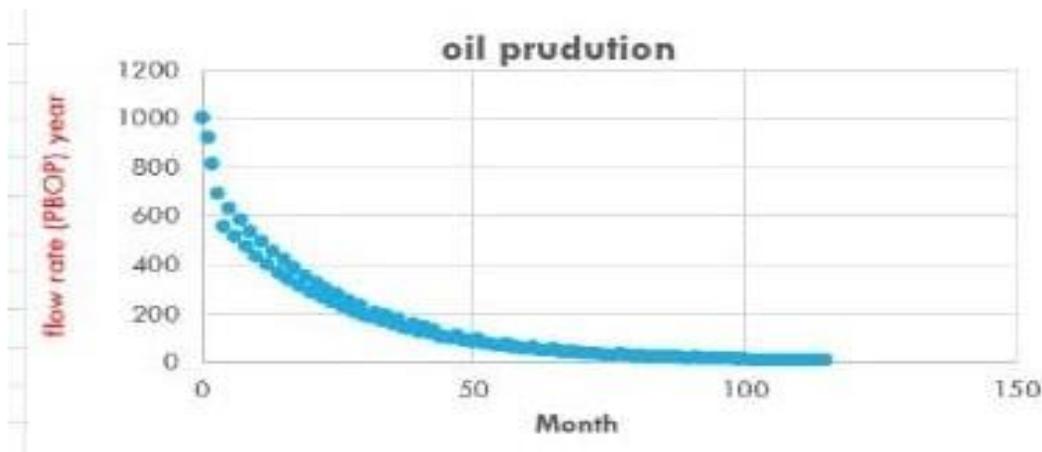


Figure 1. Mecanis on the gas hood



Figure 2. The pressure drop during the production time of Block 15 (águas profunda angola).

Gases expand by slowing the drop in pressure flows, maintaining pressure while maintaining recovery.

The performance of this mechanism depends on the size of the hood in relation to the size of the zone.

Recovery Factor e 35 %,Water injection influx,The water replenishes the volume of the fluid produced kills the pressure ,**Pressure drops little.** (RGO) matem stable recovery Factor 70% Efficiency of the Recovery Primary method .

Production : The primary energy desip of the reservoir (**pressure drops in the reservoir**).

Consequence : Pressure drop the way to me recovery supplement primary energy with fluid injection.

Efficiency of the secondary recovery method: the recovery method is usually very high, because it does not depend on the production mechanism, so the pressure is higher in the reservoir. Recovery factors 30 to 50 %.

Secondary recovery technique: Water injection water (Ground water and Sea water) and natural gas injection (The gas and produced is injected to produce oil) .

Water injection The repressurization of the reservoir from the displacement of water to increased oil recovery.

Advantage :Low economic cost ,Water in abundance, A very well-known method.

Reason for the successes of water injection:

Reason low cost relative to other fluidos, Formation water injection facilitita, High efficiency oil is gas displaces.

Well-known technologyProblem that occur in the reservoirs as to the technique of injection of water : The figure of another water to be injected.

Comparition between primary recovery and secondary method, **And what is better method for a good healthy oil and gas recovery in the reservoir.?**

Many of us would say that it is the secondary recovery method, but as well as a method like all has its advantages and disadvantages, And why do not we challenge to develop but other sustainable and stable methods? So this will be our challenge throughout our study.

Remembering that water that will be injected into our reservoir must have characteristics close to the water produced in our reservoir If this water has different characteristics and salinity, the PHD is bigger than the water that is in the reservoir. It can create serious problems in the reservoir, called “formation damage”.

Actual results obtained in Block-17 offshore total girassol in Luanda 270 km.

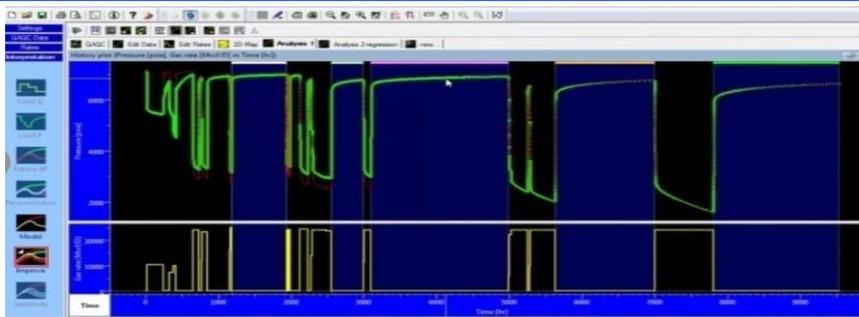


Figure 3 . Kappa Software (Drop and up pressure)

The result obtained with the injection of water.

Analyzes that have been done on these types of wells :

Allocation of reserves of category a, b, and b, on the developed deposit, partially drilled by production wells and wells with horizontal termination.

These are results achieved by applying fear of secondary recovery this is great our focus Develop more and effective methods for good healthy recovery in conventional reactors.

This figure demonstrate exactly, here is the goal and inject water for a good healthy recovery of all oil in the recovery factor 75 or 80%, plus this does not occur. **why does this not occur?** A traverse of the largest deflation formations (The Russian knirity actor of the book tactics and strategy for calculation of the oil and gas reservoir does not suggest the use of the technique more as used in the indrocarbons industry which is to profiling as of the coated Wells)

The Russian knirity actor of the book tactics and strategy for calculation of the oil and gas reservoir does not suggest the use of the technique more as used in the indrocarbons industry which is to profiling as of the coated wells he suggested one of the methods more is ficas as geological mathematical method or physico-mechanical method.

Method such as these with the development of Science and technology should be should be analyzed and studied rigorously and developed in in the oil and gas industry.

There are several and other techniques for a good healthy and sustainable recovery to increase intended amount of recovery factor (**I put this as the law of conservation of pressure in the reservoir**

The reservoir and conservation of thermodynamic energy) This method will be analyzed and studied in a rigorous way in this article.

a well produces 1 million barrels a day, and my recovery factor is 70 %, that means we'll have 70% of the oil recovered.

Comparing between primary recovery and secondary method to see **which one is better method for a good healthy oil and gas recovery in the reservoir.**

Where and what will be the 20% of the unreturned oil? , or should we resort to other types of spice methods ? With the development of modern science and technology we can make a deep study and develop mathematical and physical methods to avoid greater pressure drops in the reservoirs during their production times by applying these method we can achieve our intended goals and we can achieve our intended goals and a healthy and productive recovery and increasing our recovery factor 70 and 85 % .
(Applying lifting method and and pressure conservation) and then

Applying method of elevation and conservation of pressure using techniques the appropriate tool of water and gas injection, this method that we will demonstrate during our study process.

Injection scheme anda goal :

- Maximize recovery by minimizing injected volume, Keep fluid in the reservoir.

How is inject this liquid into wells :

Peripheral injection, Nazona water injection.

Well divietion the pressure drops pressure drop is influenced by:

- 1) viscosity
- 2) pressure and temperature
- 3) type of tube or hose

Well Logging :Wether talking about all this of the methods of secondary and primary recovery, and indispensable we stop talking about maintenance of the pressure in the fluid that we find in the reservoir.(**These will be our challenge and objective of our article to try to understand the laws of physics and mathematics that integrate within this same reservoir**).

Maintaining pressure without interaction of a chemical or thermodynamic nature between fluids in Rock. Whenever we have to inject a fluid (**water or gas**) these fluids being injected there will be an interaction with the fluids containing in the reservoir rockse

Why does this happen in our reservoirs?

This happens because the physical and chemical properties of the fluid in the reservoir of the fluid to be injected are of different nature and also the laws of physics and chemistry, do not allow this to happen.

Well Logging : Borehole Environment

let's now examine the borehole environment looking down at a horizontal section of a bore hole drilled through a perameable water bearing formation, permeable water bearing formation mud filtrateis forced into a permeable formation by the pressure differential between the mud column and **the formation by the pressure differential between the mud column and the formation this formas a soild mund cake on borehole.** is known as the flushed zone farther from the borehole the displacementthe formation fluids is gradually less complete resulting in a transition zone between mud filtrate saturation and original formation fluid saturation.

Invaded zone the extent of the flushed zone and invaded zones depends on many factors

- Nutere de drilling mud, Formation porosity, Permeability, the pressure differential between mud column and formation the time since the formation was first drilled .

Drilled generally very porous and permeable formations are saddle deeply invaded this is because invaded this is because initial rapid invasion causes an impermeable mud cake to quickly develop. Here we see some common symbols used in formation evaluation.

A common case is where a borehole with fresh Water mud penetrates a water bearing permeable formation containing saline formations water (Profile of resistivity in borehole show the mudfiltrates.

Pressure in the wellbore environment.

Now let's analyze the pressure in the well environment:

Capillary pressure, P_c , is defined as the difference in pressure across the interface between two immiscible fluids. It can be defined as (5.33). This difference pressure is generated by the curvature at an interface of wetting and nonwetting fluids. The figure shows laboratory analysis of PC for carbonate rock.

In an affited PC curve can be automatically drawn through the day wellbore pressure and fluid communication is the ability to detect pressure variations (increases or decreases) and fluid flows between wellbores during hydraulic fracturing. The ability to detect pressure pulses and fluid flow between oil and gas wells in conventional oil and gas producing formations is well known.

There is a set of pressure in the ambient environment of a well.

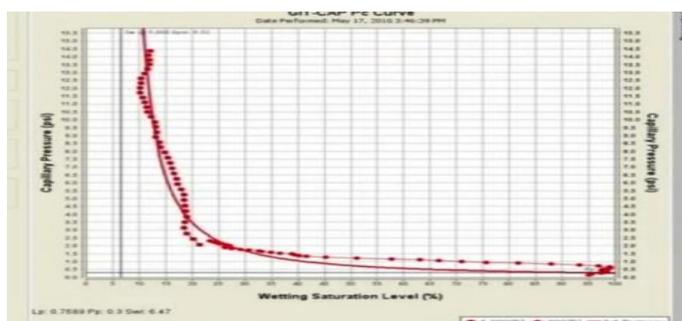


Figure 4. Pressure drop behavior

All formations penetrated during the drilling of a well contain pressure which may vary in magnitude depending on depth, location and proximity to other structures. In order to understand the nature, extent and origin of formation pressures, it is necessary to define and explain basic wellbore pressure concepts.

Importance of wellbore stability analysis.

Common feature : release of pre-existing stress at least elastic deformation stable borehole design saving time and money if the borehole collapses drilling rod will get stuck

ten termination Stresses around a borehole, far-field stresses are natural earth stresses and pressures borehole stresses are generated by creation of an opening in a natural stress field is the tangential stress, also called the hoop stress, lies parallel (tangential) to the wall trace is the radial stress.

The magnitude of σ_{θ} is affected by:

In situ stresses, M_w and cake efficiency, ϕ temperature and rock behavior

The critical stress condition:

High ϕ values lead to rock failure, lower ϕ values usually imply stability.

Stresses around a borehole one dimensional case:

A borehole induces a stress concentration, two- and three-dimensional cases are more complicate

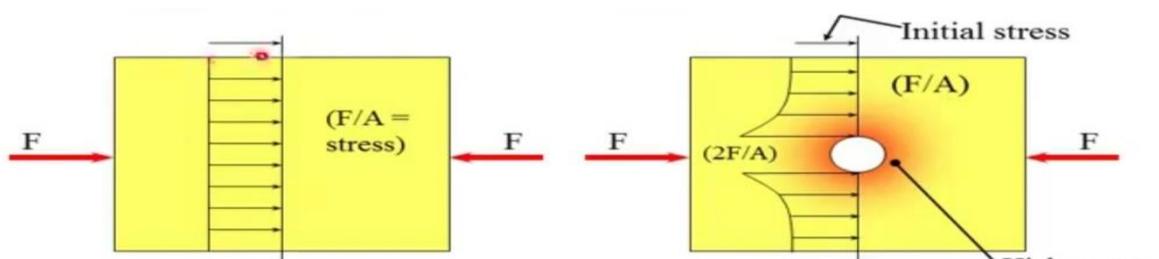


Figure 5. tangeres Plotting stresses around a borehole

F - force, a - area, f/a - stress

Plotting stresses around a borehole: if there is no mud pressure inside the borehole:

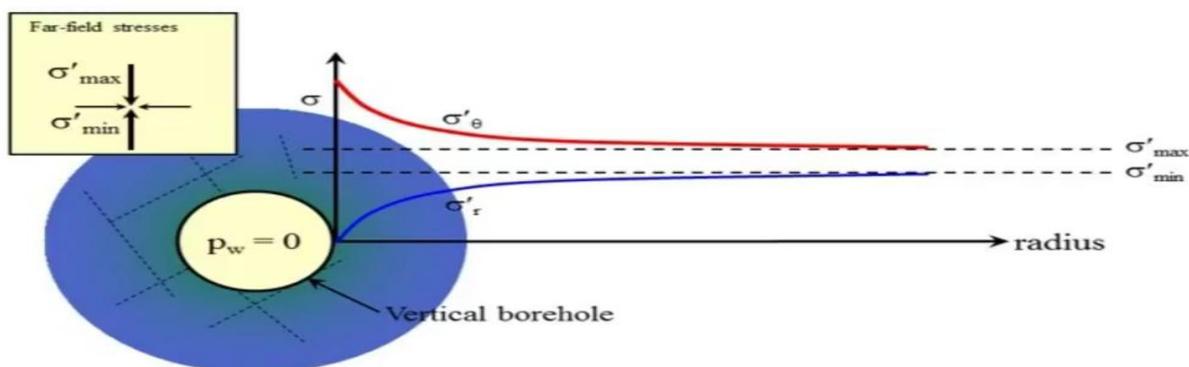


Figure 6. Demonstrete tangential equation

Kirsch (eqs) for a vertical wellbore stress calculation approachis : The simplest stress calculation approachis the linear elastic rock behavior model it leads to (relatively) simple equations:

P - pore pressure

r₁ - wellbore radius

r - distance from centre

$$\sigma'_\theta = \frac{\sigma_{Hmax} + \sigma_{hmix} - 2p}{2} \left(1 + \frac{r_i^2}{r^2}\right) - \frac{(\sigma_{Hmax} - \sigma_{hmax})}{2} \left(1 + \frac{3r_i^4}{r^4}\right) - \frac{P_W r^2}{r_i^2}$$

$$\sigma'_r = \frac{(\sigma_{Hmax} + \sigma_{hmix} - 2p)}{2} + \frac{(\sigma_{Hmax} - \sigma_{hmax})}{2} \left(1 - \frac{4r_i^2}{r^2} + \frac{r_i^4}{r^4}\right) \cos\theta + \frac{P_W r^2}{r_i^2}$$

Plot of the tangential stresses

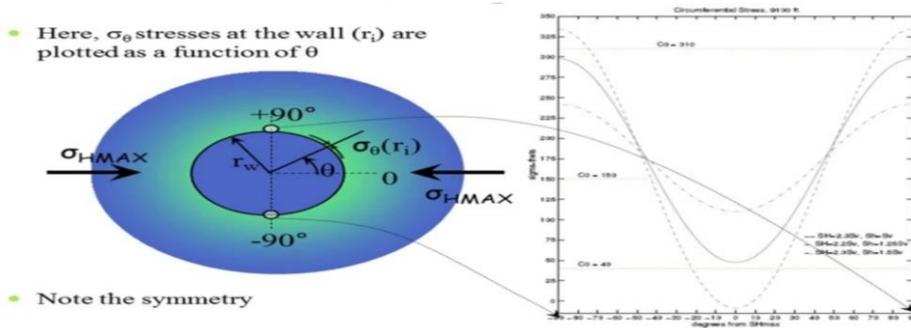


Figure 7. Demonstrate by figure (Plot of the tangential stresses)

Practical example:

S_{Hmax} = 90 Mpa, **S_{Hmax}** a orientation is N90°e (east - west), **S_v** = 88.2 Mpa (depth 3213m), **S_{Hmin}** = 51.5 mpa in, **S_{Hmin}** p = 31.5 mpa ,**p imud** > **G** find **g** as a function of **r** in the direction of **theta_{Hmax}** and **theta_{Hmin}**.

Magnitude of tangential stress

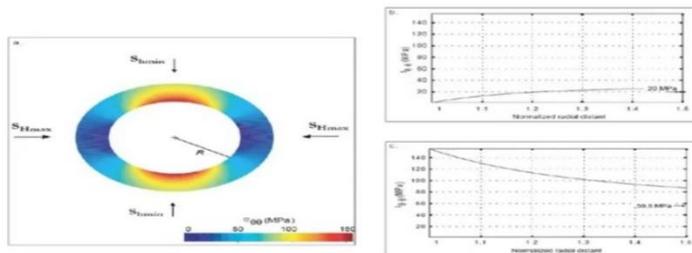


Figure 8 Demonstrate by figure (Plot of the tangential stresses)

Example : Calculate the tangential stress and radial Stress in 's any direction and any any direction and any distance from the borehole wall For example in here we calculate, Sigma theta tangential stress in the direction direction of maximum horizontal stress maximum horizontal stress and minimum horizontal.

Gas influx passed the shoe (bubble is inside the casing)

Inside the kc now as you can see influx is at point Bubble is at point d and it is inside the casing.

The casing now we have got a single fluid in and less below the shoe be equal to the column of open pore so four thousand feet and the hydrostatic pressure hydrostatic pressure created by the mud column is so we're going to see a differential pressure of 5700 psi a in formation pressure and a hydrostatic pressure of:

So let's compare all the conditions go first condition : when we shut in our well and in our well and as is at point a the pressure shoes was 3788 psi when the gas stop reaches 5700 psi, And the pressure is 4124 psi as is passing the shoe at point C Pressure reduces, When gas is passing the shoe at point C pressure reduces to 3872 and 5700 PSI.

The pressure reduces to 3872 psi when gas is inside 5700 And when gas is inside the shoe Inside the shoe than the pressure further reduce 100 psi, the pressure further becomes constant.

Now let us have a graphical representation of this pressure : Representation of this the so what happens to pressure the shoe, When influx is approaching to shoe as you can see shoe pressure. Increases so shoe pressure increases Increases so shoe pressure increases and when gas stop is at you and when gas stop is at you at this point, **point shoe pressure is maximum when the gas** passing the shoe hoe as you can see the shoe the pressure decreases. It decrease because the height of fluid **behavior is increasing so the the hydrostatic below the shoe is increasing so that's why the back pressure in the shoe is high.**

Why the back pressure in the shoe is decreasing?

Since we have got a single fluid and that the shoe When all of the mud all of the shoe influx is the shoe or inside the casing.

- 1) **Porosity & permeability**
Permeability is a measure of the ability of a soil to pass water through its pores or voids.
- 2) **Loose soil - easy to leak - high permeability**
- 3) **Dense soil - impassable - low permeability overburden pressure**

The overburden pressure is defined as the pressure exerted by the total weight of overlying formations above the point of interest. the total weight is the combined weight of both the formation solids (rock matrix) and formation fluids in the pore space. the density of the combined weight is referred to as the bulk density (pb).

The overburden pressure can therefore be expressed as the hydrostatic pressure exerted by all materials overlying the depth of interest: $\sigma_{ov} = 0.052 \times pb \times D$.

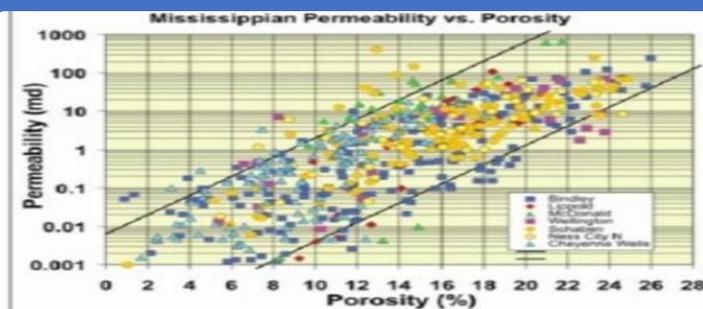


Figure 9. Porosity & permeability

In a given area, the overburden gradient is not constant with depth due to variations in formation density. this results from variations in lithology and pore fluid densities. in addition the degree of compaction and thus formation density, increases with depth due to increasing overburden.

A useful equation for calculating the overburden gradient under field conditions of varying lithological and pore fluid density is given by.

$\sigma_{ovg} = 0.433[(1 - \phi)p_{ma} + (\phi p_f)]$, **Where** σ_{ovg} =overburden gradient, psi/ft , ϕ = porosity expressed as a fraction p_f = formation fluid density, gm/cc, p_{ma} = matrix density, gm/cc.

2.3 Generation of overburden vs. depth graph

The calculation and compilation of the overburden gradient for a given field or area is the building block for a well plan. in addition, the overburden gradient is used in the analysis of pore and fracture pressures.there are many techniques for the quantification of pore pressure and fracture pressure from drilling and petrophysical data which all require input of overburden gradient data. figure 1.1 a shows a plot of bulk density vs. depth, which is generated from wireline logs. this figure can then be used to generate an overburden gradient vs. depth plot by merely applying equation (1.4) at selected depths, as shown in figure 1.1 b.

Example 1.2: overburden gradient calculations.

Gradient calculations. calculate the overburden gradient for the following: formation type: sandstone.

density = 2.65 gm/cc, formation water: 1.03 gm/cc for, porosities 5%, 20% and 35%.

Solution:

Solution for sandstone.

For $\phi = 5\%$ $\sigma_{ovg} = 0.433 \times [(1 - 0.05) \times 2.65 + (0.05 \times 1.03)] = 1.11$ psi/ft, for $\phi = 20\%$ $\sigma_{ovg} = 1.01$ psi/ft, for $\phi = 35\%$ $\sigma_{ovg} = 0.90$ psi/ft.

Pore pressure effects of water depth (Pore pressure prediction)

- Velocity-based pore pressure prediction can provide valuable insight into the pressure regime over the seismic survey area.

Using seismic velocities and well data, the computer can analyse the entire volumes of pore pressure fracture gradient overburden gradient.

Using the software we get the result in the figure in offshore operations, the depth of the sea (length of the water column) determines how much the overburden gradient is reduced. the reduction in overburden gradient is due to water being less dense than rock and for a given height; the hydrostatic head caused by water is less than that caused by any rock. the resultant effect is that as the water depth increases, the numerical value of the overburden gradient and in turn the fracture gradient reduce. hence, offshore wells will have lower overburden gradient near the surface due to the influence of seawater and air gap and the uncompacted sediments. in onshore wells, the near surface overburden gradient is influenced mainly by the uncompacted surface sediments.

Example 1.3: overburden gradient calculations for offshore wells.

Pore pressure effects of water depth on overburden gradient water depth= 500 ft
rkb

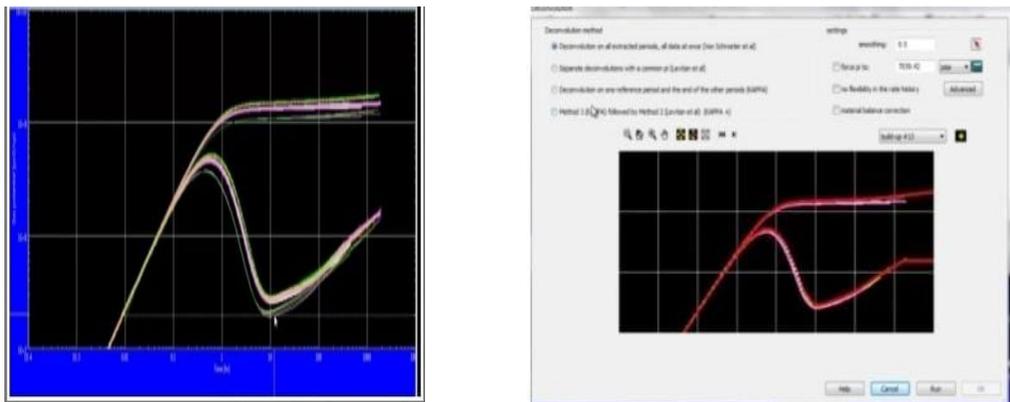


Figure 10. Demonstrate by figure 1,2 Well deviation the pressure drops pressure drop is influenced.

MSL= 65 ft specific gravity of sea water= 1.03 gm/cc.

Rock density = 1.9 gm/cc from seabed to 1000ft, and 2.1gm/cc from 1000-3000 ft.

Calculate the overburden gradient of the formations: at seabed, 200 ft, 500 ft, 1000 ft and at 3000 ft below seabed.

Solution:

Remember to convert densities from gm/cc to psi/ft using equation at seabed
 water pressure = 0.433 (psi/ft) x 1.03 (gm/cc) x 500 (ft) = 223 psi
 overburden gradient (obg) = water pressure / depth = 223/ (500+65) = 0.395 psi/ft = 7.6 ppg
 b. at 200 ft below seabed water pressure= 223 psi weight of formation= 0.433 x 1.9 x 200 ft = 164.54 psi
 overburden gradient (obg) = total weight of sea water and rocks /total depth = (223 + 164.5)/(500+65+200) = 0.507 psi/ft = 9.74 ppg
 c. at 500 ft below seabed.

Below seabed water pressure = 223 psi

Weight of formation (with density of 1.9 gm/cc) = 0.433 x 1.9 x1000 ft = 822.7 psi.

Weight of formation (with density of 2.1 gm/cc) = 0.433 x 2.1 x2000 ft = 1818.6 psi overburden gradient (obg) = total.

weight of sea water and rocks total depth = (223 + 822.7 + 1818.6)/(500 + 65 + 3000 = 0.8035 psi/ft = 15.5 ppg.

Table overburden Gradient for offshore operations.

Formation depth	Water depth ft	Water depth ft	Water depth ft	Water depth ft
	100	500	1000	5000
Seabed	5.2	7.6	8.5	8.47
200ft	11.5	9.74	9.28	8.75
500ft	13.2	11.5	10.54	9.13
1000ft	14.32	12.9	11.81	9.68
3000ft	16.3	15.4	14.61	11.62

BIBLIOGRAPHY

1. Rabia H. (2000)" DRILLING OPTIMISATION " report on north drilling practices to various companies
2. Rabia H. (1997) "RISK ASSESSMENT IN COST ESTIMATION" various internal reports for bg international
3. Schreuder J and Sharpe p"(1999)" DRILLING THE LIMIT - A KEY TO REDUCE WELL COSTS " spe 57258, SPE asia pacific improved oil recovery conference, kuala lumpur, 25-26th october
4. Rabia H. (2001)" drilling cost estimation " entrac seminars (engineering well logging)
5. Hafizov F.Z. ON GEOMETRIZATION OF RESERVOIR DISTRIBUTION BOUNDARIES // geology of oil and gas, 1984, No. 5. pp.30-34.
6. Hafizov F.Z. RESERVOIR CHARACTERISTICS OF THE CENOMANIAN PRODUCTIVE COMPLEX OF THE NORTH OF WESTERN SIBERIA // collection "specificity of geological conditions and oil and gas potential of Siberia when choosing the directions of prospecting and exploration". vnigni, 1985. pp. 31-38.
7. Hafizov F.Z. PROBLEMS OF IMPROVING METHODS OF QUANTITATIVE ASSESSMENT OF POTENTIAL RESOURCES AND SUBSOIL USE IN THE KHANTY-MANSI AUTONOMOUS OKRUG. MATERIALS OF THE VIII SCIENTIFIC AND PRACTICAL CONFERENCE // ways of realizing the oil and gas potential of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug". 2005.these 178. hafizov F.Z., stepanova E.v. preliminary results of the

Summary of the article.

With the practical problems and calculation and analyses the main pressure drops that occur in the oil and gas reservoirs compared to the S two literatures how they behave during their production processes, applied methods and physicists to solve problems, the objectives have not been achieved as the mathematical methods reason why there will be a sequence of mathematical analyses of the problems and only then we will be able to reach our intended.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

БУРЕНИЕ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ В ЗОНЕ
ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗЛОМА

К.А. Шиповский, М.Е. Коваль

ООО «СамараНИПИнефть», ФГБОУ ВО «СамГТУ»

г. Самара, Российская Федерация

ShipovskiyKA@samnipi.rosneft.ru

DRILLING OF A PARAMETRIC WELL IN A TECTONIC FAULT ZONE

K.A. Shipovskiy, M.E. Koval

SamaraNIPIneft LLC, Samara State Technical University,

Bashtanenko A.G. Samaraneftgaz JSC

Samara, Russian Federation

ShipovskiyKA@samnipi.rosneft.ru

Аннотация

В статье представлены результаты анализа бурения параметрической скважины в зоне тектонического нарушения на Карлово-Сытовском месторождении. Исследованы особенности проводки скважины в зоне тектонического разлома горных пород. Отмечается, что полные поглощения бурового раствора в неогене, перми и карбоне при бурении скважин связаны с особенностями осадконакопления на Жигулёвско-Пугачёвском своде. Зоны неустойчивых и разрушенных горных пород в разрезе присутствуют, но они не создают при бурении повышенных рисков возникновения геологических осложнений.

Строительство скважины в зоне тектонического нарушения, вызванного взбросом горных пород, осуществлялось без дополнительных мероприятий по предупреждению возможных поглощений и обвалообразований.

Ключевые слова: бурение скважин, тектонические нарушения, поглощение бурового раствора, обвалы горной породы, геологические осложнения.

Key words: drilling of wells, tectonic disturbances, absorption of drilling mud, rock collapses, geological complications.

Annotation

The article presents the results of the analysis of drilling a parametric well in the zone of tectonic disturbance at the Karlovo-Syтовskoye field. The features of the well

wiring in the zone of tectonic fracture of rocks are investigated. It is noted that the total absorption of drilling mud in the Neogene, Permian and carboniferous during well drilling is associated with the features of sedimentation on the Zhiguli-Pugachev vault. Zones of unstable and destroyed rocks are present in the section, but they do not create increased risks of geological complications during drilling.

The construction of wells at the Karlovo-Syrtovskeye field in the zone of tectonic disturbance caused by the release of rocks was carried out without additional measures to prevent possible absorption and collapse.

Условия ведения буровых работ в Самарской области являются сложными, что связано особенностями региональной геологии - наличием положительных и отрицательных тектонических элементов I порядка, осложнённых структурами II и III порядка с системами валов, поднятий, прогибов, грабенов, разломов.

Наличие зон интенсивных поглощений и обвалов горных пород при бурении связывают с факторами тектоники, нарушением целостности горных пород в результате её деформации. Теоретические представления о зонах разломов как потенциально опасных интервалах при бурении не всегда подтверждаются практикой строительства скважин в дизъюнктивных массивах горной породы. В Самарской области, несмотря на многолетние и значительные объёмы буровых работ, известны единичные случаи прохождения стволом скважин зон тектонических разломов, подтвержденные керновым материалом и геофизической информацией [1].

Для изучения надвигового строения геологической структуры и поиска залежей нефти в поднадвиговой части карбона и девона в зоне предполагаемого тектонического нарушения на Карлово-Сытовском месторождении была запроектирована и пробурена параметрическая скважина №10 (условный номер) глубиной 2476 м со вскрытием кристаллического фундамента.

Данное месторождение представляет собой куполовидную структуру неправильной формы с пологим сводом, крутыми северным и западным крыльями и пологими южным и восточным крыльями. Угол падения северного крыла достигает 45-50° и более градусов, южного 2-4° (рисунок №1). В региональном тектоническом плане Карлово-Сытовское месторождение приурочено к Жигулевскому валу, состоящему из цепочки локальных поднятий в составе Жигулёвско-Пугачёвского свода.

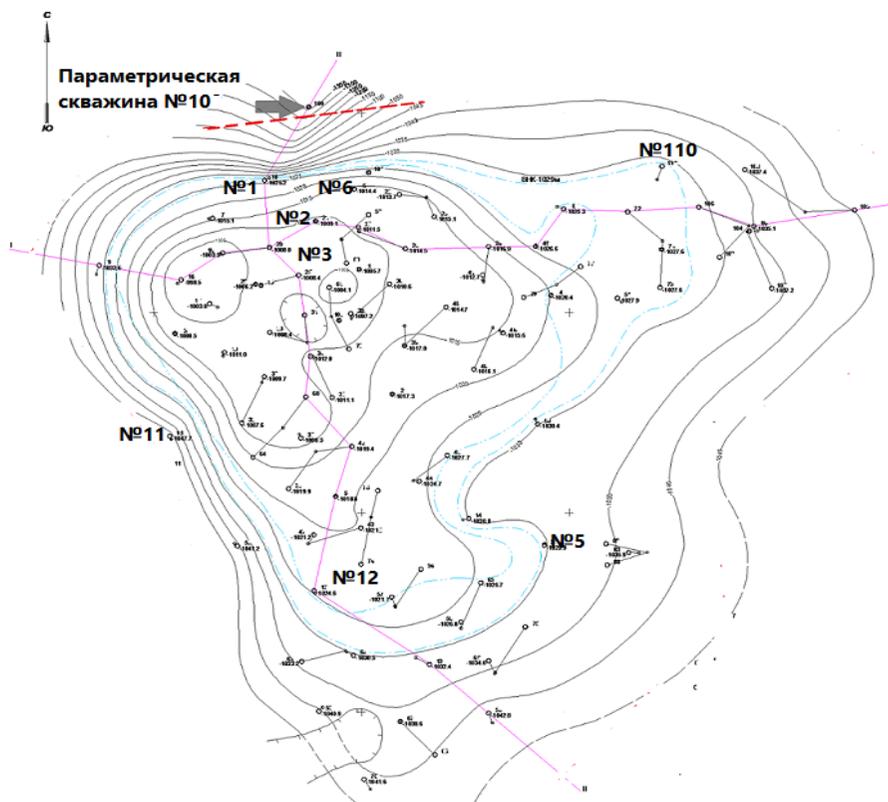


Рисунок 1 – Параметрическая скважина №10 на структурной карте Карлово-Сытовского месторождения

В процессе строительства скважины №10 Карлово-Сытовского месторождения на глубине 132 м в верхнем карбоне была вскрыта зона полного поглощения бурового раствора. Осложнение ликвидировано бурением без выхода циркуляции, спуском и цементированием технической колонны диаметром 299 мм на глубину 400 м. Данная зона поглощения приурочена к интервалу залегания водонасыщенного пласта-коллектора между отложениями нижней перми (P_1) и верхнего карбона (C_3).

Анализ зон поглощений по соседним скважинам показал, что данные интервалы осложнений повторяются практически повсеместно на всех участках Карлово-Сытовского месторождения. Причина возникновения поглощений на Карлово-Сытовском месторождении связана с формированием крупного положительного тектонического элемента I порядка - Жигулёвско-Пугачёвского свода: неполные стратиграфические разрезы из-за перерывов в осадконакоплении и наличие глубоких размывов горной породы в нижней перми (P_1) и верхнем карбоне (C_3) руслами палео-рек. На рисунке №2 приведен пример разреза скважины вблизи зоны тектонического разлома с интервалами осложнений (поглощения, обвалы) по верхним интервалам ($N + P_1 + C_3$) [2,3,4].

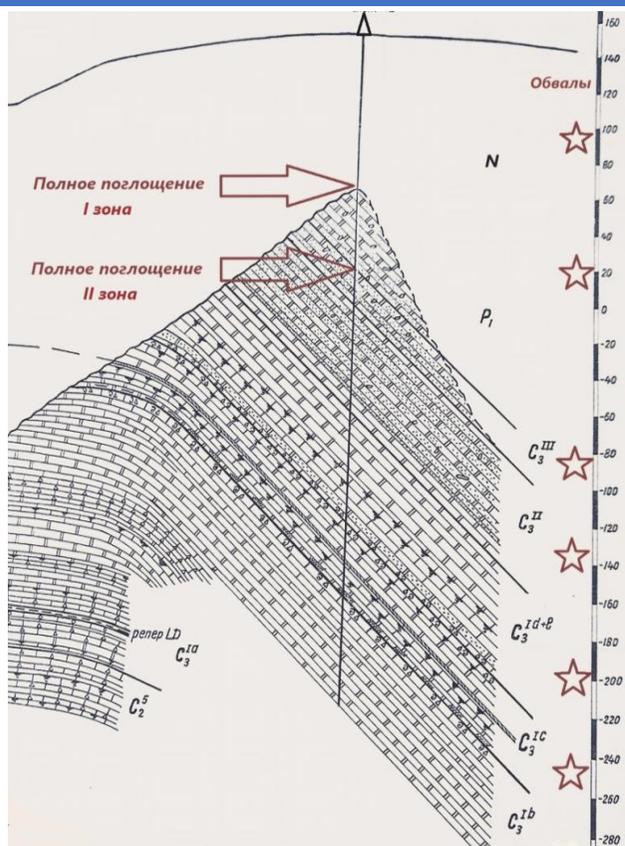


Рисунок 2 – Зоны осложнений в верхних интервалах разреза Карлово-Сытовского месторождения

Представленная на рисунке №2 первая зона полного поглощения - разрушенные в известково-доломитовую муку донеогеновым размывом отложения нижней перми (P_1). Вторая зона полного поглощения - водонасыщенный высокопроницаемый пласт – коллектор в верхнем карбоне (C_3).

Результаты исследования керна бобриковского горизонта (C_3^{Ib}) с глубины 1560-1565 м из параметрической скважины №10 Карлово-Сытовского месторождения показали, что слагающие данный интервал светло-серые, пористые, мелкозернистые водонасыщенные песчаники с углистыми включениями имеют почти вертикальное напластование. Таким образом, проводка ствола скважины №10 осуществлялась через зону тектонического нарушения с углом падения пластов более 80° .

При бурении скважины №10 на глинистом растворе плотностью 1180 кг/м^3 с условной вязкостью 40 сек. и водоотдачей $9 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ обвалов горной породы не отмечалось. Однако при проведении геофизических исследований было зафиксировано незначительное обвалообразование в интервале бобриковского горизонта на глубине 1540-1548 м. После выполнения работ по испытанию пласта B_2 на трубах (ИПТ) при подъеме бурильной колонны в интервале 1552-1562 м произошел прихват компоновки. Аварию ликвидировать не удалось. На глубине 1421 м был установлен цементный мост и забурен второй ствол. В процессе

дальнейшего углубления скважины до кристаллического фундамента геологических осложнений и аварий зафиксировано не было.

Границы тектонического разлома в процессе бурения были встречены дважды. В первом случае на глубине 1507 м вскрыты терригенные отложения (глины, песчаники, алевролиты) бобриковского горизонта мощностью – 64 м, а на 1571 м карбонатные отложения турнейского яруса – 99 м. Затем повторно на глубине 1670 м встречены терригенные породы бобриковского горизонта мощностью – 70 м, а на 1740 м заново пройдены карбонаты турнейского яруса - 159 м. Каротажные диаграммы параметрической скважины №10 в интервале повторения геологического разреза, обусловленного тектоническим нарушением взбросового типа, представлены на рисунке №3 [5].

Фактическая конструкция пробуренной скважины №10 соответствовала типовым проектным решениям на данном месторождении: направление 530 мм – 30 м, кондуктор 426 мм – 60 м, техническая колонна 299 мм – 400 м. Это обеспечило предупреждение обвалов неустойчивых горных пород и ликвидацию полного поглощения на глубине 132 м. Эксплуатационная колонна 146 мм не спускалась по причине отсутствия в разрезе нефтенасыщенных пластов.

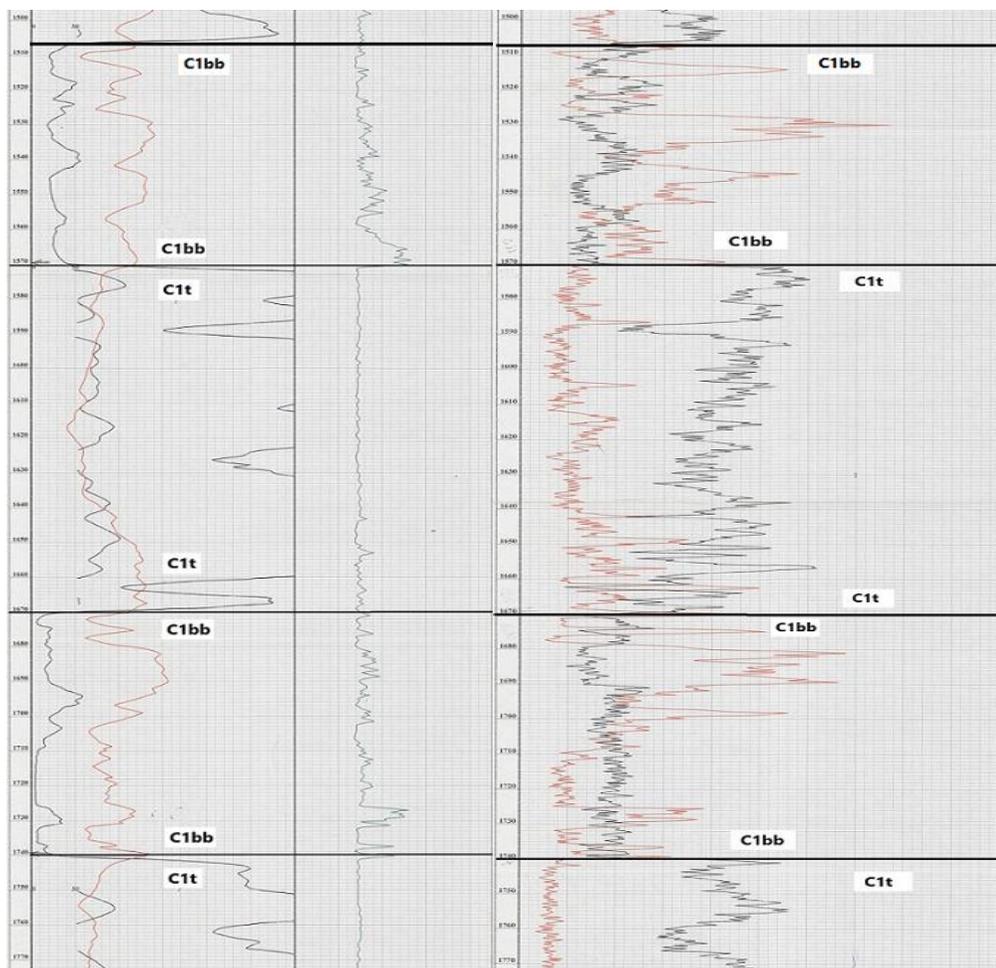


Рисунок 3 – Стандартный каротаж, калвернометрия, радиоактивный каротаж в зоне тектонического разлома скважины №10

Таким образом, анализ промысловых данных по результатам строительства параметрической скважины №10 на Карлово-Сытовском месторождении показал, что бурение в зоне тектонического нарушения со взбросом горных пород в бобриковско-турнейском интервале разреза не создает дополнительных рисков возникновения геологических осложнений. При этом полные и частичные поглощения бурового раствора отмечаются практически во всех скважинах Карлово-Сытовского месторождения в верхнем интервале разреза на границе стратиграфических несогласий, что связано с особенностями осадконакопления на положительном тектоническом элементе - Жигулёвско-Пугачёвском своде.

Выводы

1. Полные поглощения в неогене, перми и карбоне приурочены к пластам-коллекторам, а также к границам стратиграфических несогласий, что связано с особенностями осадконакопления на Жигулёвско-Пугачёвском своде.
2. Аномальные углы залегания горных пород 45-50° и более градусов на Карлово-Сытовского месторождении не создают дополнительных рисков обвалов стенок скважины при бурении.
3. Строительство параметрической скважины №10 в зоне тектонического разлома не потребовало дополнительных мероприятий по предупреждению возможных осложнений и аварий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шиповский К.А., Циркова В.С., Коваль М.Е., Кожин В.Н., Гилаев Г.Г. Особенности прогнозирования осложнений в зонах тектонических разломов при бурении скважин на месторождениях Самарской области // Нефтепромышленное дело. – 2022. – №10. – С.20-25.
2. Шиповский К.А., Циркова В.С., Коваль М.Е., Пилипец Е.Ю., Крепостнов Д.Д. Повышение эффективности прогнозирования зон поглощений в неогеновых и пермских отложениях на месторождениях Самарской области. Нефтяное хозяйство. – 2020. - №5. – С.52-55.
3. Шиповский К.А., Циркова В.С., Коваль М.Е., Пилипец Е.Ю., Крепостнов Д.Д. Закономерности территориального распределения зон поглощений бурового раствора и методы их ликвидации на месторождениях Самарской области // Нефть.Газ.Новации. – 2020. №6. – С.62–69.
4. Рыбалкин А.И. Геологическая отчёт о результатах крелиусного бурения на Карлово-Сытовском поднятии Самарской Луки // Трест «Куйбышевнефтеразведка», ГПК. – 1950. – С.69.
5. Дубинова А.А., Прилипко Н.М., Киселева Н.В., Юртаева А.А. Изучение строения северного борта Жигулёвско-Пугачёвского свода, сложенного результатами по комплексу исследований сейсморазведки и ГИС // Сборник трудов всероссийской научно-практической конференции «Ашировские чтения» // СамГТУ (Самара). – 2022. – С. 42-47 с.

ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ПРИМЕНЯЕМЫХ В БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: kparfenov@mail.ru

На сегодняшний день нефтегазовая отрасль является одной из самых активных в плане внедрения машинного обучения и искусственного интеллекта (ИИ). В данной работе представлен обзор современных методов машинного обучения, которые применяются при бурении нефтяных и газовых скважин. Проанализированы результаты внедрения алгоритмов машинного обучения в нефтегазодобывающей промышленности.

Ключевые слова: методы машинного обучения, искусственный интеллект, бурение, нефтегазодобывающая промышленность.

Нефтегазовые компании активно прибегают к цифровой трансформации, что значительно, связано с желанием повысить эффективность и доход, обращаясь к современным технологиям. Используя искусственный интеллект в нефтегазовых операциях, корпорации могут разрабатывать алгоритмы для ведения бурения на суше и на дне океана. Такие цифровые технологии как, например анализ больших данных (Big Data), искусственный интеллект (Artificial Intelligence, AI), машинное обучение (Machine Learning, ML) позволят повысить эффективность бурения нефтяных и газовых скважин.

Машинное обучение позволяет извлекать знания из данных. В частности, ML позволяет строить обучаемые модели для выполнения определенных целей. Суть машинного обучения заключается в построении математических моделей для исследования определенного рода данных. Методом настройки параметров данных моделей получают отображение наблюдаемых данных. Иначе говоря, программа обучается на данных. После завершения обучения на имеющихся данных наблюдений модели можно задействовать для предсказания данных следующих наблюдений.

Машинное обучение позволяет решить ряд основных задач, среди которых:

1) Задача регрессии - прогнозирует значение метки по набору связанных компонентов. Метка здесь может принимать любое значение, а не просто выбирается из конечного набора значений, как в задачах классификации.

2) Задача классификации - предсказывает категории объекта и разделение объектов согласно определенным и заданным заранее признакам.

3) Задача кластеризации - группирует отдельные экземпляры данных в кластеры со сходными характеристиками. Кластеризацию можно также использовать для определения в наборе данных связей, которые невозможно логически отследить просмотром или наблюдением данных.

4) Задача уменьшения размерности - используется для уменьшения размеров набора данных и ускорения последующего алгоритма машинного обучения. Применяется для визуализации данных на плоскости или в 3D.

5) Задача выявления аномалий - используется для уменьшения размеров набора данных и ускорения последующего алгоритма машинного обучения.

1. Существует два основных направления в машинном обучении - обучение с учителем (supervised learning) и обучение без учителя (unsupervised learning). В первом случае для анализа используются размеченные данные, и все объекты заранее промаркированы. Во втором же, при обработке массивов информации нет описания или меток объектов, алгоритм должен самостоятельно выявлять закономерности, взаимосвязи и зависимости в данных.

2. Применение машинного обучения в бурении нефтяных и газовых скважин позволяет оптимизировать процесс бурения, тем самым уменьшает время проведения операций и сокращает финансовые затраты.

На сегодняшний день стали чаще разрабатывать и внедрять в производство методы искусственного интеллекта для обработки больших объемов данных со скважин. Так, например, в работе [1, 2] была разработана классификационная модель искусственного интеллекта для прогнозирования операционных результатов процесса строительства скважин АС ПОАС (Автоматизированная система предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин).

Модуль формирования и обучения моделей реализован на языке Python (Keras: The Python Deep Learning library, LightGBM. Python API) и обеспечивает подготовку моделей применяемых для прогнозирования и предупреждения аварийных ситуаций в системах поддержки процесса бурения [1].

С 2020 года компанией «Роснефть» на месторождениях Оренбургской области применяются системы искусственного интеллекта на буровых установках. Автоматизированная система интеллектуального бурения (АСИБ) работает по принципу автопилота при выполнении буровых работ. Путем оперативного анализа данных сканированных с датчиков система корректирует управление технологическим процессом бурения, либо же выявляет критические значения и останавливает работу, производя оповещение бурового мастера светозвуковой сигнализацией. Данная технология позволяет снизить время механического бурения скважин и повысить экономический эффект при бурении одной скважины [3].

Компания «Газпром нефть» преуспела во внедрении алгоритмов машинного обучения и апробации их на месторождениях. В своем проекте «Когнитивный геолог» была реализована концепция «искусственного интеллекта» цифровой геологической модели, преимуществом которой выступает способность к самообучению [4]. В настоящее время множество проектов реализуются благодаря информационной системе «ЭРА», например интеллектуальная система «ЭРА: Оптима» была применена в условиях промысла на пилотных Крапивинском и Ачимовском месторождениях. Суть данной системы заключается в выборе соответствующего варианта разработки по анализируемым параметрам (расположение сетки скважин и их индивидуальные показатели работы). Прогноз данной интеллектуальной системы оказался на 20-30% эффективнее в сравнении с рекомендациями экспертов [5].

В геомеханике также нашлось место применению машинного обучения. В частности в работе [6] рассмотрены результаты применения технологий машинного

обучения для прогнозирования акустических свойств образцов горных пород. Опыт, выполненный в данной работе, может стать фундаментом для прогнозирования прочности горных пород, а также таких параметров, как статический модуль Юнга, статический коэффициент Пуассона и сжимаемость горных пород.

Технологии машинного обучения достаточно часто стали применяться в нефтегазодобывающей промышленности и начинают показывать свои первые практические результаты. На данном этапе невозможно вести обучение математических моделей без корректных исходных данных, так как любые отклонения обязательно скажутся на результатах. Метод обучения без помощи учителя еще не достиг возможности автономной работы без вмешательства разработчика. Также внедренные технологии имеют узкую специализацию. Однако, это не отменяет того факта, что машинное обучение позволяет автоматизировать большую часть сложных и рутинных задач. В настоящее время машинное обучение перестало быть чем-то загадочным и недостижимым. Многие нефтегазовые компании реализовывают данные технологии, что позволяет предупреждать аварийные ситуации, снижать затраты на производственные процессы и повышать экономический эффект.

ЛИТЕРАТУРА

1. Черников А.Д., Еремин Н.А., Столяров В.Е., Сбоев А.Г., Семенова-Чащина О.К., Фицнер Л.К. Применение методов искусственного интеллекта для выявления и прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин: проблемы и основные направления решения // Георесурсы. – 2020. – Т. 22. – №3. – С. 87-96. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.87-96>
2. Дмитриевский А.Н., Сбоев А.Г., Еремин Н.А., Черников А.Д., Наумов А.В., Грязнов А.В., Молошников И.А., Бороздин С.О., Сафарова Е.А. Об увеличении продуктивного времени бурения нефтегазовых скважин с использованием методов машинного обучения // Георесурсы. – 2020. – Т.22. – №4. – С. 79-85. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.79-85>
3. Управление информационной политики ПАО «НК «Роснефть» 21 января 2020 г.). – URL: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/199293/> (дата обращения: 28.03.2023).
4. Попов, Е. А., Стариков М.А., Невкин А.А. Внедрение алгоритмов машинного обучения в производственные процессы компаний нефтяной и газовой промышленности // Бурение и нефть. – 2021. – № 4. – С. 36-40.
5. Гладкова, Е. А., Сайченко Л.А. Применение машинного обучения в бурении скважин // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 294-296.
6. Чебышев И.С., Барышников Е.С., Легкоконец В.А. Применение машинного обучения для прогнозирования акустических свойств образцов горных пород // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2018. – №4. – С. 67-70. <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-4-67-70>

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С
ОТРИЦАТЕЛЬНЫМ ОТХОДОМ

М.В. Петров, К.А. Шиповский¹

*¹кандидат технических наук, ООО «СамараНИПИнефть»,
Самарский государственный технический университет
г. Самара, Российская Федерация*

Аннотация

В статье приводятся основные понятия, касающиеся проектирования горизонтальных скважин с отрицательным отходом. Представлены основные проблемы бурения данных скважин. Указаны особенности проектирования отдельных скважин и скважин на кустовых площадках. Даны рекомендации по использованию специализированных программных продуктов для проектирования профиля скважины и расчёта основных нагрузок и моментов, действующих на бурильные и обсадные колонны. Приведены практические примеры расчётов горизонтальных скважин с отрицательным отходом и их сравнение со скважинами с положительным отходом. Интерес представляет информация о незначительных отклонениях в нагрузках (крутящий момент, вес на крюке), испытываемых бурильными и обсадными трубами, при сравнении отрицательных и положительных профилей горизонтальных скважин.

Ключевые слова

Горизонтальные скважины, геологические цели, отрицательный отход, положительный отход, кустовая площадка, вес на крюке, крутящий момент, осложнения.

Основные понятия

Для решения производственных задач используется профессиональная терминология, что позволяет обеспечить единое понимание содержания выполняемых работ различными специалистами, участвующих в процессе проектирования строительства горизонтальных скважин.

Геологическая цель – допустимые границы размещения ствола скважины в соответствии с решаемыми скважиной задачами.

Отрицательный отход – направление начального искривления скважины в плоскости вертикального сечения скважины в противоположную сторону от расположения геологических целей бурения.

Положительный отход – направление начального искривления скважины в плоскости вертикального сечения скважины в сторону расположения геологических целей бурения.

Точка Т1 – точка пересечения ствола скважины с кровлей целевого продуктивного интервала.

Точка Т2 – точка траектории горизонтального участка, где происходит первое после точки Т1 выполаживание по зенитному углу на 90° , либо, в случае пологой траектории, первая от точки Т1 реперная точка, после которой запланировано значительное искривление ствола скважины.

Точка Т3 – конечная цель при бурении горизонтального ствола.

Проблемы

Стандартный метод проектирования кустовых площадок относительно геологических целей горизонтальных скважин заключается в том, что куст выбирается в центре условной окружности от большинства проектных точек Т1, Т2 и Т3. Это в ряде случаев приводит к необходимости проектировать горизонтальные скважины с отрицательным отходом и разворотом по азимуту, что значительно усложняет процесс строительства.

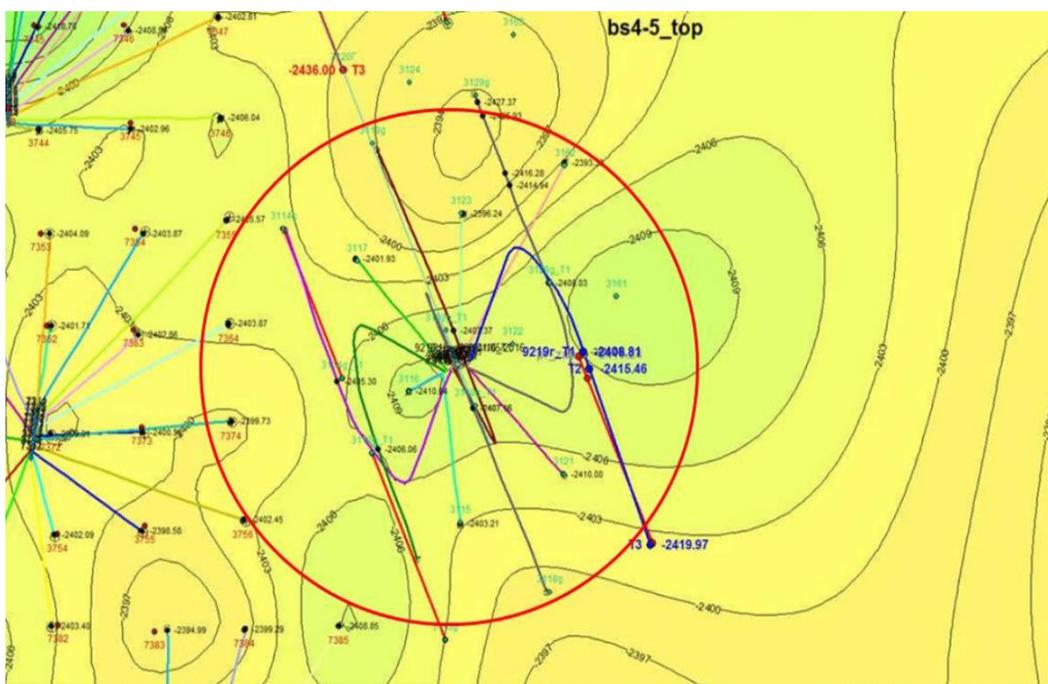


Рисунок 1 – Кустовая площадка с условной окружностью по точкам Т1, Т2, Т3

При проектировании одиночных горизонтальных скважин также возможен отрицательный отход в случае выбора точки устья в перпендикулярном направлении к геологическим целям Т1 и Т3.

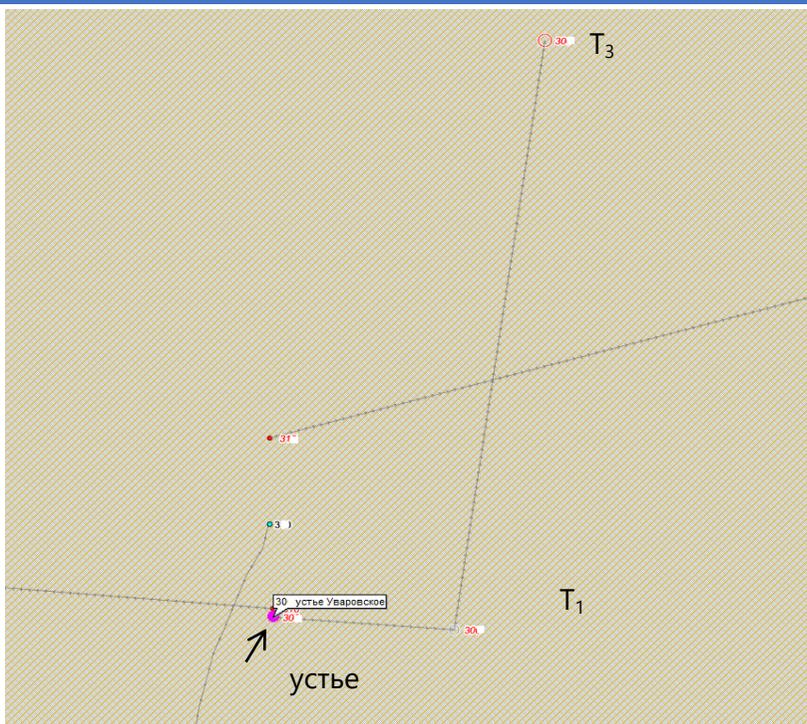


Рисунок 2 – Одиночная горизонтальная скважина с отрицательным отходом по точкам T1 и T3

При бурении скважин с отрицательным отходом возможны следующие проблемы:

- аварии с бурильными и обсадными трубами;
- увеличение цикла строительства скважины;
- рост нагрузок на бурильную колонну (крутящие моменты, вес на крюке);
- увеличение износа бурильного инструмента, обсадных колонн;
- снижение эффективной длины горизонтальной секции до 2000 м [1].

Процесс проектирования строительства горизонтальной скважины начинается с получения проектировщиком от геологической службы нефтегазодобывающей организации следующей информации:

- номер скважины, куст, альтитуда стола ротора;
- А.О. или вертикальная глубина проектного горизонта;
- координаты устья в полярных, геодезических или картографических системах координат;
- длина горизонтального участка (T1-T3);
- координаты целей T1 и T3 в полярных, геодезических или картографических системах координат;
- проектная конструкция скважины;
- зоны возможных осложнений (поглощения, обвалы, размыв солей, НГВП).

Пример полярных координат целей T1, T2 горизонтальной скважины с отрицательным отходом представлен в таблице 1.

Таблица 1

Месторождение	Цели
Т1 (пласт С1)	-2089.5 м (а.о.)
Дир.угол (от устья на Т1)	135,85°
Отход (от устья на Т1)	125 м
Т2 (НГУ)	-2092.5 м (а.о.)
Дир.угол (от устья на Т3)	31,7°
Отход (от устья на Т3)	303,7 м
Т3 (забой)	-2092.5 м (а.о.)

Горизонтальный J-образный профиль состоит по большому счету из трех участков: вертикального, горизонтального и участка малоинтенсивного набора зенитного угла по большому радиусу, который может включать серию участков набора кривизны и стабилизации. Все горизонтальные скважины можно классифицировать по радиусу кривизны:

- большого радиус более 190 м с интенсивностью 0,5 – 2 град / 10 м;
- средний радиус 30 – 90 м с интенсивностью 2 – 6 град / 10 м;
- малый радиус 10 – 30 м и интенсивностью 1 – 8 град / 1 м.

J-образный профиль в отличие от других профилей не имеет разнонаправленных перегибов. Это улучшает проходимость инструмента и геофизических приборов, уменьшает объём работы отклоняющей компоновки, снижает силы сопротивления при движении бурильных и обсадных колонн. К минусам J-образного профиля следует отнести сложность контроля стабилизации при большой глубине по вертикали [2].

Применение специализированного ПО («Бурсофпроект», «Landmark») для решения задач, связанных с планированием расположения кустовых площадок на стадии разработки месторождений значительно упрощает и оптимизирует процесс проектирования.

ПО должно обладать следующими возможностями:

- использование геолого-геофизической информации при задании целей и проектировании траекторий скважин;
- расчёт и анализ различных вариантов разбуривания месторождения;
- трёхмерная визуализация данных;
- определение нескольких возможных вариантов раскустовки в зависимости от заданных критериев планирования.

На основе геологических целей Т1, Т2, Т3, с учетом конструкции скважины, способа её заканчивания, зон возможных осложнений и с применением специализированного программного обеспечения («Бурсофпроект», «Landmark») строится профиль горизонтальной скважины.

Профиль скважины с отрицательным отходом

Глубина по стволу, м	Зенитный угол, град	Азимут истинный, град	Вертикаль, м	Абс. отметка, м	Интенсивность, град/10м	Отход, м	Комментарии
0	0,00	0,00	0	-134,0	0	0	Устье
48	0,00	0,00	48	-86,0	0	0	426 мм
310	0,00	0,00	310	176,0	0	0	324 мм
650	0,00	0,00	650	516,0	0	0	245 мм
670	0,00	0,00	670	536,0	0	0	
953	14,00	190,00	950	816,0	0,5	34	
1115	29,99	183,08	1100	965,5	1	95	
1658	29,99	183,08	1570	1436,0	0	366	Верейский г-т
1832	18,07	176,41	1725	1591,0	1,5	446	Серпуховский ярус
2036	13,94	31,75	1925	1791,0	1,5	456	Полка ЭЦН
2555	88,00	11,77	2220	2086,0	0	125	T1 - 168 (178) мм
2911	87,17	11,77	2235	2101,0	0	304	T3, 114 мм

Пример горизонтальной скважины с отрицательным отходом рассчитанный в ПО «Landmark» модуль «Compass» представлен на рисунке 3 и 4.

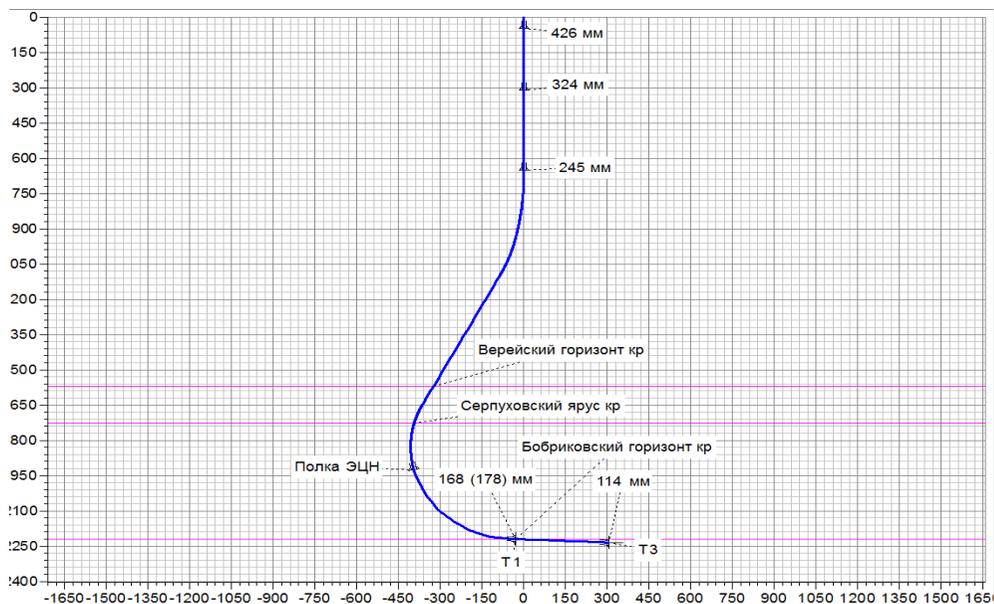


Рисунок 3 – Вертикальная проекция профиля скважины с отрицательным отходом

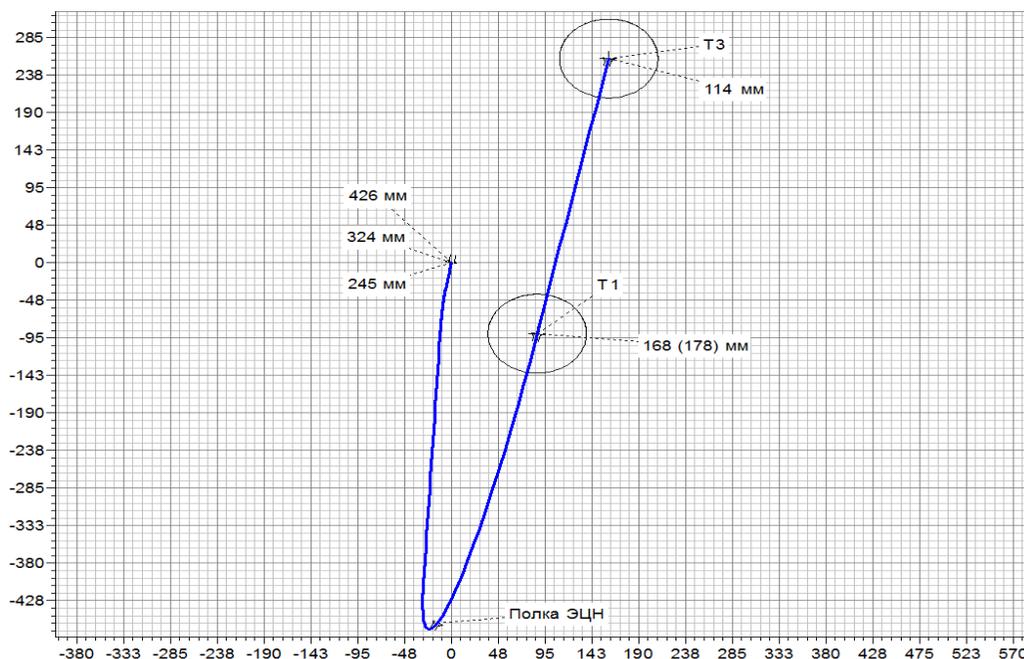


Рисунок 4 – Горизонтальная проекция профиля скважины с отрицательным отходом и разворотом по азимуту

После построения профиля горизонтальной скважины выполняются инженерные расчёты на нагрузки, создаваемые на бурильные и обсадные трубы. Данные расчеты также выполняются в специализированном ПО («Бурсофпроект», «Landmark»). Например, расчёты в модуле «WellPlan» ПО «Landmark» и сравнение двух горизонтальных скважин показывают следующие результаты (рисунки 5, 6). При моделировании скважины с положительным отходом – 650 м на цель Т1, глубиной по вертикали – 1800 м, горизонтальным участком – 1000 м и скважины с отрицательным отходом на цель Т1 – 150 м, глубиной по вертикали - 1800 м и горизонтальным участком – 1000 м. в последнем случае набор зенитного и азимутального угла необходимо делать намного раньше с более высокой интенсивностью – 1,25 вместо 1,0. По расчетам нагрузок под секцию бурения долотом 220 мм: при положительном отходе вес при подъеме – 74,4 т, а при отрицательном отходе – 88,11 т (рост на 18,4%). Крутящий момент – 20,62 и 22,42 кН·м соответственно (рост на 8,7%).

По секцию бурения долотом 155,6 мм: при положительном отходе вес при подъеме 62,9 т, а при отрицательном отходе – 75,13 т (рост на 19,4%). Крутящий момент – 12,03 кН·м и 13,01 кН·м соответственно (рост на 8,1%).

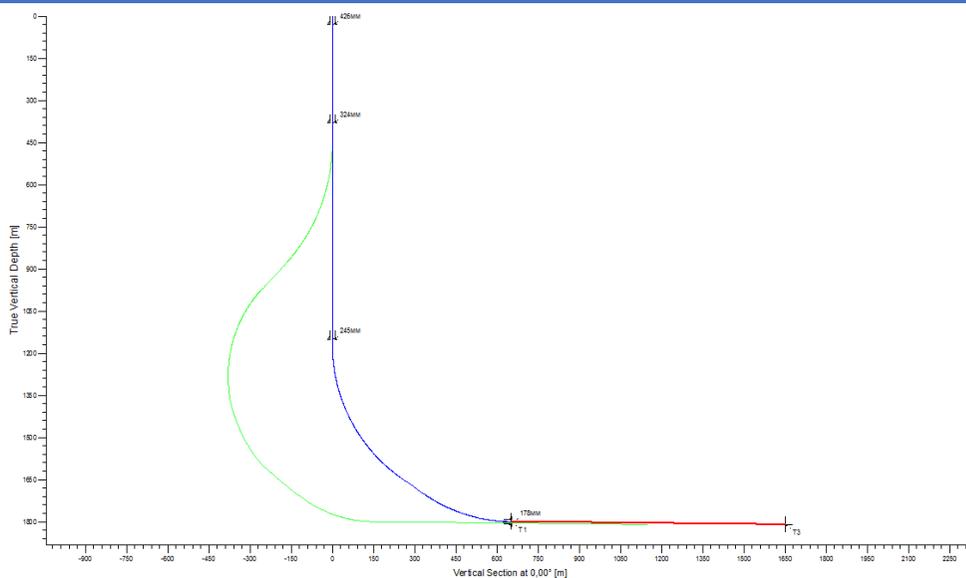


Рисунок 5 – Сравнение горизонтальных скважин с отрицательным и положительным отходом

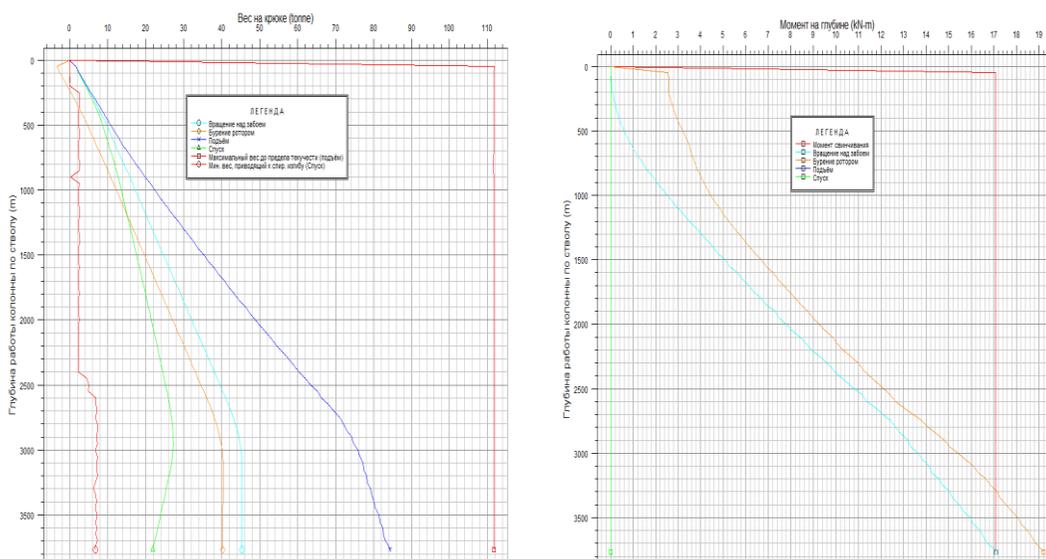


Рисунок 6 – Примеры расчетов веса на крюке и крутящего момента в «WellPlan»

При проектировании строительства горизонтальной скважины с отрицательным отходом особое внимание необходимо уделять зонам возможных осложнений в интервале бурения под эксплуатационную (транспортную) колонну. Так при наличии полных или катастрофических поглощений в серпуховском ярусе потребуются дополнительные работы по спуску и установке оборудования локального крепления скважины (ОЛКС). Существует риск обвалообразования неустойчивых терригенных отложений верейского горизонта. В интервале набора зенитного угла и разворота по азимуту существует опасность аварии с ОЛКС.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Наличие трех опасных факторов риска (поглощение, обвалы, заклинка) не позволяет положительно оценивать возможность бурения данной скважины.

Оптимальное расположение кустовой площадки должно выбирается таким образом, чтобы 80% горизонтальных скважин отвечали следующим требованиям:

- разворот скважины по азимуту не должен превышать 90 градусов и не иметь отрицательного отхода;
- для создания положительного отхода при плановой пространственной интенсивности 1 град/10м минимальное смещение от устья планируемой скважины до ближайшей цели должно быть не менее 600 м;
- НДС куста должен быть перпендикулярен направлению большинства горизонтальных секций скважин [1,2];

Данный метод наиболее эффективен при использовании при планировании группы кустовых площадок при разработке месторождений с достаточно стройной архитектурой сетки разбуривания и расположения горизонтальных скважин.

Пример расчёта в модуле «WellPlan» ПО «Landmark» по скважинам на кустовой площадке с отрицательным «←» и положительным отходом «→», представлен в таблице 3. Исходя из расчётов получается, что нагрузки у горизонтальных скважин с отрицательным отходом превышают нагрузки у скважин с положительным отходом в среднем на 9%, что может считаться допустимым для их строительства.

Таблица 3

Результаты расчёта нагрузок с прямым «→» и обратным отходом «←»

Номер скважины, тип отхода	1037Г _1 «←»	1037Г _8 «→»	1034Г _8 «←»	1034Г _7 «→»	1007Г _8 «←»	1007Г _7 «→»	Средн ий «←»	Средн ий «→»
Забой	3980	3769	4240	3777	3621	4796	3947	4114
Под секцию 220,7								
Вес, т	113	99	138	100	102	125	118	108
Соотношение, %	112		138		82		109	
Момент, кН·м	30	26	36	26	25	38	30	30
Под секцию 155,6	113		137		65		100	
Вес, т	96	84	123	85	88	113	102	94
Соотношение, %	114		145		78		109	
Момент, кН·м	21	19	25	19	18	26	21	21
Соотношение, %	107		130		71		100	

Преимущества планирования расположения кустовой площадки с применением положительного отхода для всех или большинства скважин (более 80%) следующие:

- увеличение общей эффективной продолжительности горизонтальных скважин меньшим количеством скважин;
- снижение среднего цикла строительства горизонтальной скважины;
- снижение износа бурильного инструмента и обсадной колонны;
- снижение аварийности за счёт снижении нагрузок на бурильный инструмент;
- возможность бурения более глубоких скважин имеющимся в наличии парком станков и бурильным инструментом;
- снижение общих затрат на разбуривание одного или нескольких кустов скважин;
- возможность бурения большего количества скважин с одного куста [1,2].

Выводы

1. При проектировании разворот ствола горизонтальной скважины по азимуту не должен превышать 90 градусов и иметь отрицательный отход.

2. Для создания положительного отхода при плановой пространственной интенсивности 1 град/10 м минимальное смещение от устья проектируемой скважины до ближайшей геологической цели должно быть не менее 600 м.

3. Проектирование горизонтальных скважин с отрицательным отходом допускается в исключительных случаях при наличии инженерных расчётов (нагрузки, моменты), подтверждающих возможность её бурения, а также при отсутствии зон осложнений в интервале проводки эксплуатационного (транспортного) ствола.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Методические указания Компании «Требования к планированию расположения кустовой площадки относительно геологических целей горизонтальных скважин» №П2-05.01 М-0045, Версия 1.00. Тюмень, 2018, 14 стр.
2. Проектирование наклонно-направленного и горизонтального бурения скважин в Самарской области / М. А. Рвалов, М. В. Петров, В. А. Капитонов, Г. Г. Гилаев // Бурение и нефть. – 2022. – № 11. – С. 3–8.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ОЧИСТКУ СТВОЛА СКВАЖИНЫ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.

И.И. Долгов, В.И. Никитин

e-mail: dolgofilya@gmail.com, nikitinv@list.ru

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия, 443100, ул. Молодогвардейская, 244

Аннотация: В статье представлены результаты исследования влияния реологических параметров модели Гершеля-Балкли на эффективность выноса шлама в наклонно-направленных скважинах. В связи с отсутствием полноценных расчетных методик по оценке выноса шлама для наиболее универсальной реологической модели, последовательно использованы методики расчета коэффициента выноса шлама для бингамовской и степенной модели. Таким образом, по модели Бингама осуществляется оценка влияния начального напряжения сдвига, а по степенной – коэффициента консистенции и нелинейности.

Ключевые слова: буровой раствор, эффективность выноса шлама, промывка скважины, реологические модели, наклонно-направленная скважина, Самотлорское месторождение, коэффициент нелинейности, начальное напряжение сдвига, коэффициент консистенции.

Улучшение процесса очистки скважины способствует уменьшению количества прихватов и других видов осложнений, что уменьшает непродуктивное время и финансовые затраты. Также очистка ствола скважины влияет на качество цементирования, что в свою очередь позволяет повысить срок эксплуатации скважины.

Самотлорское месторождение - одно из крупнейших нефтяных месторождений в России. Геология данного месторождения имеет свои особенности – главная из которых большое количество глин в разрезе, что необходимо учитывать при проектировании промысловых жидкостей. Необходимым условием при проводке скважины является возможность сохранения устойчивости горных пород, которая напрямую зависит от свойств промысловой жидкости. Ингибирующие растворы оказывают крепящее действие на породу, чем обеспечивают стабильность ствола скважины [1].

В данной работе рассматривается влияние реологических параметров раствора, а именно, коэффициентов реологических моделей применяемых при моделировании процессов движения буровых промысловых систем. Оценка будет производиться путём математических расчетов показателей эффективности выноса шлама. Известно, что наиболее полной моделью для описания реологических свойств бурового раствора является – модель Гершеля-Балкли [2, 3], описываемая формулой:

$$\tau = \tau_0 + K\dot{\gamma}^n,$$

где τ - сдвиговые напряжения, τ_0 – начальное напряжение сдвига, K – коэффициент консистенции, n – показатель нелинейности, $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига.

В классических источниках по инженерным расчетам показателей промывки скважин отсутствуют методики по применению данной модели. Поэтому одним из

способов оценки влияния её параметров может быть последовательное использование методики для расчета коэффициента выноса шлама для бингамовской и степенной модели. Связанно это с тем, что обе выбранные модели включают в себя элементы модели Гершеля-Балкли.

Степенная модель описывается формулой:

$$\tau = K\dot{\gamma}^n,$$

включает в себя K – коэффициент консистенции, n – показатель нелинейности. Бингамовская модель описывается формулой

$$\tau = \tau_0 + \eta\dot{\gamma},$$

включает в себя τ_0 – начальное напряжение сдвига, η пластическую вязкость, которая совпадает с коэффициентом консистенции K модели Гершеля-Балкли, при $n = 1$.

Таким образом, по модели Бингама осуществляется оценка влияния начального напряжения сдвига, а по степенной – коэффициента консистенции и нелинейности. Стоит отметить, что τ_0 в модели Гершеля-Балкли, не равно τ_0 в Бингамовской модели, но они оба отражают начальное напряжение сдвига, и механизм регулирования один и тот же, и именно поэтому можно провести оценку при помощи Бингамовской модели.

Рассмотрено два вида промывочных жидкостей, применяемых на Самотлорском месторождении, удовлетворяющие геолого-техническим условиям строительства скважины в глинистых породах [4]. Дополнительным критерием к их выбору для использования в данном исследовании, был выбор рецептур с одинаковыми значениями пластической вязкости, что способствует обоснованию последовательного применения расчетных методик для моделей Бингама и степенной и более точной оценки влияния параметра τ_0 .

Выбранные буровые промывочные жидкости: №1 – полимер-глинистая, №2 – хлоркаалиевая. Их свойства растворов представлены таблице 1. Данные буровые растворы обладают:

1. Достаточной плотностью, для предотвращения обвала стенок скважины
2. Низкой водоотдачей для предотвращения фильтрации раствора в пласт
3. Высокими ингибирующими способностями, для предупреждения набухания глинистых отложений
4. Способностью к формированию фильтрационной корки, укрепляющей стенки скважины и снижающей фильтрацию
5. Смазывающей способностью

В работе оценивается эффективность применения выбранных растворов по их реологическим параметрам, по выбранным методикам для бингамовской и степенной модели. За основу расчетов были взяты методики расчета коэффициента эффективности выноса шлама из справочника инженерных расчетов при бурении Бабаяна Э.В., Черненко А.В. [5] Размер частиц выбуренной породы также выбран по рекомендациям из источника [5] для относительно высоких скоростей бурения, при которых особенно важно обеспечивать качественную очистку ствола скважины. Плотность глины была выбрана по более распространенной плотности в разрезе.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Замеры реологических показателей были сделаны с использованием ротационного вискозиметра и внесены в таблицу 1. Определение коэффициентов реологических моделей было произведено путём обработки данных вискозиметра [4]. Коэффициент эффективности выноса шлама оценивается по формуле:

$$E = \frac{V_{\text{потока}} - V_{\text{осаждения}}}{V_{\text{потока}}} \cdot 100\%$$

$V_{\text{потока}}$ – скорость потока в кольцевом пространстве, м/с;

$V_{\text{осаждения}}$ – скорость осаждения шлама, м/с.

Различия расчетных методик для разных реологических моделей заключается в алгоритме вычисления скорости осаждения частиц. Скорость в кольцевом пространстве задается расходом буровой жидкости. Расход выбран в результате анализа отчетов ранее пробуренных скважин на Самотлорском месторождении. По результатам расчетов были построены диаграммы, отображенные на рисунке 1.

Таблица 1

Данные для расчета эффективности выноса шлама

Вид раствора	Полимер-глинистый инкапсулирующий (раствор №1)	Хлоркалийный буровой раствор (раствор №2)
Показания вискозиметра при 3 об/мин	4	3
Показания вискозиметра при 6 об/мин	5	4
Показания вискозиметра при 100 об/мин	13	14
Показания вискозиметра при 300 об/мин	18	20
Показания вискозиметра при 600 об/мин	23	25
Плотность бурового раствора, кг/м ³	1200	1180
Пластическая вязкость раствора, мПа · с	5	5
Динамическое напряжение сдвига (τ_0) раствора, Па	6,24	7,2
Показатель нелинейности	0,37	0,46
Коэффициент консистенции Па·с ⁿ	11	7,23
Плотность шлама, кг/м ³	2000	2000
Диаметр частиц шлама, см	1,51	1,51
Высота частиц шлама, см	0,76	0,76
Расход бурового раствора, л/с	60	60
Диаметр скважины, мм	393,7	393,7
Диаметр труб, мм	127	127
Внутренний диаметр труб, мм	108,4	108,4

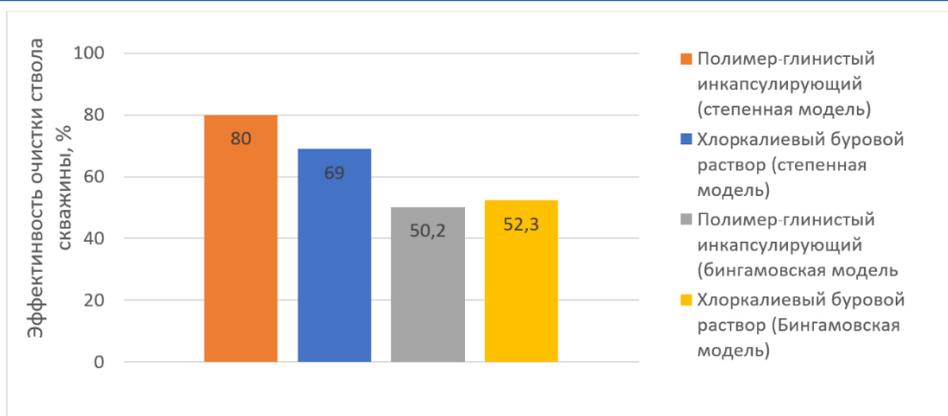


Рисунок 1. – Значения эффективности выноса шлама по методикам для бингамовской и степенной модели

По результатам расчетов сделаны следующие выводы:

- При увеличении τ_0 , происходит улучшение очистки ствола скважины для модели Бингама, следовательно, выдвигается гипотеза, что увеличение начального напряжения сдвига в модели Гершеля-Балкли поспособствует улучшению качества очистки.
- У раствора с более высокими значениями коэффициента консистенции и более низким коэффициентом нелинейности более высокая эффективность очистки ствола скважины, по сравнению со вторым раствором. По этим результатам можно выдвинуть гипотезу о том, что раствор с более высокими значениями коэффициента консистенции, а также с более низким значением коэффициента нелинейности обеспечат более качественную очистку ствола скважины. Данная тенденция также подтверждается в методическом пособии для инженеров-растворщиков [4].

В работе оценивается влияние реологических параметров модифицированная степенного закона Гершеля-Балкли. В связи с отсутствием комплексной методики для данной реологической модели, применялись методики для более простых моделей, содержащих реологические коэффициенты модели Гершеля-Балкли. С учетом данных допущений показано влияние реологических параметров K и n , а также начальное напряжение сдвига. При проектировании буровых промывочных жидкостей следует учитывать все три параметра. Разработка методики оценки качества выноса шлама с одновременным учетом всех трёх реологических показателей модели Гершеля-Балкли является актуальной задачей, решение которой позволит наиболее точно прогнозировать эффективность выноса шлама.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Живаева, В.В. Разработка промывочной жидкости для предотвращения потерь устойчивости ствола скважины / В.В. Живаева, О.А. Нечаева, Е.А. Камаева, В.И. Никитин // Нефть. Газ. Новации. – №6, 2019. С.28-30.
2. Никитин, В. И. (2022). Анализ решения задачи о нахождении распределения скоростей при ламинарном движении нелинейно-вязкой промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины. Записки Горного института, 258, 964-975. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.93>

3. Леушева, Е. Л., Алиханов, Н. Т., & Бровкина, Н. Н. (2022). Исследование реологических свойств безбаритного бурового раствора повышенной плотности. Записки Горного института, 258, 976-985. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.38>
4. Mi Swaco. Руководство по буровым растворам для инженеров-технологов. Редакция 2.1. — Mi Swaco, 2009. — 100 с.
5. Бабаян Э.В., Черненко А.В. Инженерные расчеты при бурении. — М.: Инфра-Инженерия, 2016 — 440 с. ISBN 978-5-9729-0108-1

ТРЕБОВАНИЯ К СОВРЕМЕННЫМ БУРОВЫМ ПРОМЫВОЧНЫМ ЖИДКОСТЯМ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Д.А. Кабаева, А.Е. Коновалова, В.И. Никитин

e-mail: daryakabaeva55@gmail.com

a.e.konovalova17@gmail.com, nikitinv@list.ru

*Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия
443100, ул. Молодогвардейская, 244*

Аннотация: В настоящее время, по различным геологическим, технологическим, географическим причинам преимущественно производят бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин. Промывочные системы должны строго соответствовать геолого-техническим условиям бурения. В работе обсуждаются требования к современным промывочным системам. Соблюдение данных требований может увеличить скорость строительства скважин и предотвратить возможные осложнения и аварии при бурении.

Ключевые слова: Буровая промывочная жидкость, буровой раствор, наклонно направленная скважина, горизонтальная скважина, вынос шлама, гидростатическое давление, фильтрация.

В настоящее время, по различным геологическим, технологическим, географическим причинам преимущественно производят бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин. При построении таких скважин зачастую возникают осложнения, связанные с прохождением искривлённых участков [3]. Для предупреждения и предотвращения такого рода осложнений, прежде всего, необходимо использовать качественный буровой раствор [7]. Промывочные системы должны строго соответствовать геолого-техническим условиям бурения. В случае несоответствия требованиям, промывочные жидкости могут привести: к плохой очистке ствола скважины, к обрушению стенок скважины, к появлению затяжек, к прихвату, из-за зашламления бурильной колонны частицами выбуренной горной породы, к поглощению промывочной жидкости, к кольматации пристволенной зоны, к избыточному крутящему моменту, к плохому качеству цементирования [4].

Существуют основные общие критерии свойств буровых промывочных жидкостей для горизонтальных и вертикальных скважин, к ним относятся:

- обеспечение хорошей очистки ствола от выбуренной породы;
- хорошая смазывающая способность раствора;
- соблюдение экологических требований;

- защита продуктивного пласта;
- обеспечение возможности проведения исследований пласта.

Помимо основных важных свойств, современные буровые растворы при бурении горизонтальных и наклонно направленных скважин должны соответствовать следующим требованиям [2]:

1. Обладать хорошей выносящей способностью с искривлённых и горизонтальных участков скважины.
2. Обеспечивать безопасные значения гидростатическое давление.
3. Обладать низкой фильтрацией.
4. Быть стабильными при прохождении сложных пластов.

Проблема выноса шлама при бурении наклонно направленных и, в частности, горизонтальных скважин на сегодняшний день является актуальной задачей. При строительстве таких скважин высока вероятность осаждения выбуренных твердых частиц на стенки скважины, это связано с уменьшением геометрических размеров кольцевого пространства. А скопление шлама ведет к негативным последствиям, а именно к увеличению трения и уменьшению возможности передачи нагрузки на долото, что в свою очередь приводит к снижению механической скорости бурения [1]. Для предотвращения этого, необходимо модифицировать буровые растворы, чтобы улучшать промывку скважин в искривлённых участках. Для этого требуется промывочная жидкость, имеющая необходимые реологические свойства, от которых зависят многие параметры, связанные с процессом бурения скважин [4,7]. Также важную роль играет режим течения движения промывочной жидкости. Для выноса шлама с горизонтальных участков требуется турбулентный режим течения, а для этого промывочная жидкость должна иметь низкую вязкость и при этом удерживать частицы выбуренной породы во взвешенном состоянии [4].

Другой проблемой при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин является поддержание безопасного давления. Проблема заключается в том, что невозможно контролировать давление в затрубном пространстве при бурении скважин с большим отходом от вертикали. Однако это давление определяется с помощью эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) бурового раствора. И, следовательно, затруднения регулирования давления в скважине напрямую связаны с ЭЦП.

ЭЦП состоит из эквивалентной статической плотности (ЭСП) и эквивалентной динамической плотности (ЭДП) раствора. ЭДП – это плотность раствора, которая зависит от гидравлического трения. С увеличением количества частиц выбуренной породы в затрубном пространстве скважины гидравлическое трение возрастает, что приводит к изменению плотности и реологических свойств промывочной жидкости. С увеличением ЭЦП увеличивается давление, что ведёт к различным осложнениям. Поэтому, для безопасного бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин необходимо контролировать значение ЭЦП, чтобы поддерживать безопасное гидростатическое давление в скважине [5].

Одним из важнейших свойств промывочных систем являются фильтрационные свойства. При промывке скважин, они предупреждают обрушение стенок скважины, образование затяжек, прихватов, сохраняют проницаемость продуктивного пласта [6]. Для сохранения устойчивости стенок скважины, при промывке наклонно направленных и горизонтальных скважин, буровой раствор должен обладать низкой фильтрацией. Для этого должна образовываться тонкая глинистая корка толщиной 1-1,5 мм. При этом водоотдача в пласт должна быть

минимальной и находится в пределах 4-6 см³. В случае высокой фильтрации будет образовываться толстая глинистая корка, которая будет оказывать негативное влияние на бурильные трубы и также приведёт к осложнениям. Однако полное отсутствие фильтрации также недопустимо, так как не будет образовываться фильтрационная корка и вероятность обрушения стенок скважины будет велика [7].

Не менее важную роль в бурении играет стабильность бурового раствора – способность сохранять реологические и фильтрационные свойства. Этой характерной чертой обладают растворы на углеводородной основе, но разжижаются при высокой температуре из-за реологических свойств и не справляются с качественным выносом шлама из скважины.

Наиболее частыми осложнениями при бурении наклонно направленных скважин являются обвалы стенок скважины и прихваты, это объясняется набуханием и гидратацией глин. Для предупреждения таких осложнений требуется увеличить плотность бурового раствора или путем добавления ингибиторов. Что приводит соответственно к увеличению дифференциального давления и снижения диспергирования глин.

В результате работы, анализ литературных источников показал, что для безопасного и безаварийного бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин, применяемые промывочные системы должны строго соответствовать рассмотренным требованиям и условиям бурения. Использование систем буровых растворов и создание специальных материалов может повысить качество вскрытия продуктивных пластов. К тому же, необходимо постоянно изучать поведение буровых растворов, чтобы прогнозировать возникновение различных осложнений [1].

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Босиков И. И. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин: учеб. пособие – Владикавказ: Северо-Кавказский горнометаллургический институт (государственный технологический университет), 2020. – 212 с.
2. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учеб. пособие для вузов. – М.: ОАО Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
3. Дронов П.А., Левинсон Л.М. Турбулизация восходящего потока бурового раствора с целью улучшения выноса шлама на горизонтальных участках скважины // Сборник тезисов X международной научно-практической конференции. Ижевск, 2020. С. 136-139.
4. Ермолаева Л.В. Буровые промывочные жидкости: учеб. пособие – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2015. – 52 с.
5. Кадочников В.Г., Двойников М.В., Блинов П.А., Мнацаканов В.А. Оперативный контроль и управление параметрами бурения наклонно направленных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2018. № 12. С. 5-12.
6. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: издательство «Летопись», 2005. – 664 с.
7. Уляшева Н.М., Леушева Е.Л., Галишин Р.Н. Разработка композиции бурового раствора для проводки наклонно направленного ствола скважины с учетом реологических параметров жидкости // Записки Горного института. 2020. Т. 244. С. 454-461.

РАЗРАБОТКА МЕХАНИЗМА ПОДБОРА РЕЦЕПТУРЫ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ БУРЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ ИНТЕРВАЛОВ

К.В. Парфенов, О.А. Нечаева, С.Н. Парфенова

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

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

Бурение в глинистых породах является одной из наиболее сложных задач в нефтегазовой промышленности. В связи с этим, разработка механизма подбора рецептуры промывочной жидкости для бурения глинистых интервалов представляет собой важную научно-практическую задачу, решение которой позволит существенно улучшить эффективность бурения и эксплуатации скважин, а также снизить затраты на необходимые химические реагенты. В данной статье будет описан механизм подбора рецептуры промывочной жидкости, который учитывает зависимость устойчивости глин от стадии литогенеза.

Ключевые слова: механизм подбора рецептуры промывочной жидкости, литогенез, гидролиз, глины.

Выбор оптимальной рецептуры промывочной жидкости является сложной и многокритериальной задачей, которая требует учета множества факторов. Например, при выборе рецептуры промывочной жидкости необходимо учитывать свойства глинистых пород, физические и химические свойства жидкости, прочность обсадных труб и другие факторы. Неудачный выбор рецептуры промывочной жидкости может привести к неэффективному бурению и значительным экономическим потерям.

Существует два основных аспекта процесса образования глин - низкотемпературное и высокотемпературное или гидротермальное образование. Низкотемпературное образование включает в себя выпадение из растворов, выветривание силикатов и глинистых минералов, а также другие дигенетические процессы. Так как глины образуются в мелких частицах, они могут изменять свои свойства при изменении условий, например, при переходе от пресноводных к морским условиям. Целью лабораторных экспериментов при низких температурах является исследование физико-химических условий, при которых глины образуются и изменяются в природе. Однако, практическое выполнение таких экспериментов затруднительно, так как реакции при низких температурах происходят медленно, а растворимость в основном низкая. Это приводит к тому, что исследования занимают много времени и дают малую отдачу. Для сокращения временного фактора используются высокие температуры и более концентрированные растворы, однако это может исказить естественные условия.

Объектом исследования являются процессы образования, мобилизации и изменения глин в различных стадиях геологического цикла, включая сбор и перенос глинистых и других минералов, которые могут превратиться в глины в ходе переноса. Процессы транспортировки и превращения осадочных материалов называются метогенезом по Л.В. Пустовалову, а продукты этих процессов – метогенными [1].

При переходе от пресной воды к морской или воде с высоким содержанием солей происходят значительные изменения в количестве и качестве электролитов в воде, что требует тщательного изучения процесса абсорбции катионов на поверхности глинистых минералов [2-4].

Естественные и искусственно полученные свежие осадки содержат определенные соотношения между содержанием в них воды и содержанием электролитов в среде отложения. Как правило, содержание воды в осадке уменьшается с увеличением количества электролитов. Поэтому, пресноводные глинистые осадки обычно содержат больше воды, чем их морские аналоги. Данное поведение глин можно объяснить различными силами, включая электростатические силы притяжения Ван-дер-Ваальса между частицами глинистых минералов, а также силы отталкивания, вызванные наличием слабых одинаковых зарядов на глинистых частицах (так называемое "осмотическое разбухание"). При повышенной концентрации электролитов глинистые частицы коагулируются, что имеет важное значение при переходе глин из пресной воды в морскую. Коагуляционный эффект ионов возрастает по мере увеличения их валентности (в соответствии с правилом валентности Шульце-Харди). Существует определенная последовательность интенсивности коагуляции: $Al > Ca > Mg > K > Na$ [1].

Проанализировав опыт бурения в Западной Сибири за последние годы [5], с точки зрения литогенеза глинистых отложений, было выделено, что высокая влажность может способствовать побочному процессу гидролиза как взаимодействие обменных реакций ионов слабых электролитов с водой, что повлечет изменение рН среды. В противоположном случае, явление гидролиза утрачивает свою значимость.

Таким образом, при подборе рецептуры промывочной жидкости предлагается учитывать закономерность формирования свойств глинистых пород в процессе литогенеза с учетом явления гидролиза. Для достижения целей исследования была проведена теоретическая работа по изучению физико-химических процессов, происходящих в глинистых породах в процессе литогенеза. Применение данного механизма позволит подбирать наиболее эффективную рецептуру промывочной жидкости при бурении скважин в глинистых отложениях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мосин В.А. Устойчивость глинистых пород при бурении нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 2017. - 422 с.
2. Potts R. H. Cationic and Structural Changes in Missouri River Clays when Treated with Ocean Water. Thesis. University Missouri. Columbia, Mo. 1959.
3. Carroll D., Starkey H. C. Effect of seawater on clay minerals // Clays Clay Minerals, Proc. Natl. Conf. Clays Clay Minerals, 7. P. 80-101. 1960.
4. Keller W.D. Diagenesis in clay minerals. // A review, Clays Clay Minerals, Proc. Natl. Conf. Clays Clay Minerals, 11. P. 136-157. 1963.
5. Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. - М.: Наука, 2001. - 238 с

МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ЗАМКОВОГО СОЕДИНЕНИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Н.В. Дурыманов, П.А. Гаранин

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: durymanov.nik@mail.ru

Данная статья посвящена моделированию напряженного состояния бурильных труб с использованием метода конечных элементов. В работе рассмотрены основные теоретические аспекты данного метода, а также произведена постановка задачи исследования. Для решения задачи использовался метод конечных элементов, который позволил моделировать напряженное состояние бурильных труб в различных условиях.

Ключевые слова: бурильный замок, метод конечных элементов, компьютерное моделирование, бурильные трубы, резьбовое соединение.

Анализ аварийности, проведенный в течении ряда лет, свидетельствует о том, что 60% всех отказов и аварий бурильных колонн связаны с недостаточной циклической долговечностью ее соединительных резьбовых элементов [1].

В процессе бурения бурильная колонна подвержена воздействию вибраций, что приводит к возникновению опасных дефектов в теле бурильных труб и их соединений. Последующее развитие данных дефектов может привести к отказам элементов колонны.

Моделирование напряженного состояния бурильных труб с использованием метода конечных элементов является одним из подходов для определения оптимальной конструкции бурильных труб. Этот метод позволяет численно решать сложные задачи механики деформируемых тел, в том числе и задачи, связанные с напряженным состоянием бурильных труб.

Результаты исследования могут быть использованы для снижения рисков возникновения аварий в процессе бурения. В связи с этим, исследование напряженного состояния бурильных труб является актуальной и важной темой для научных исследований в области бурения.

Для достижения цели работы необходимо решить следующие задачи:

1. Изучить особенности конструкции замковых соединений бурильных труб и определить граничные условия для моделирования напряженного состояния.
2. Применить метод конечных элементов для решения задачи моделирования напряженного состояния бурильных труб.
3. Проанализировать полученные результаты моделирования и оценить напряжения, деформации и деформационные характеристики бурильных труб и их замковых соединений.
4. Оценить практическую значимость и результативность использования метода конечных элементов для моделирования напряженного состояния бурильных труб.

Метод конечных элементов (МКЭ) — это численный метод решения задач теории упругости и деформирования твердого тела, который позволяет аппроксимировать сложную геометрию объектов и анализировать их напряженное состояние при различных условиях нагрузки [3].

МКЭ основывается на разбиении объекта на конечные элементы, каждый из которых представляет собой участок объекта с известными граничными условиями. После разбиения объекта на конечные элементы и определения граничных условий, МКЭ позволяет вычислить распределение напряжений и деформаций внутри объекта. В результате, МКЭ предоставляет детальную информацию о напряженном состоянии объекта, такую как напряжения, деформации, и направления главных напряжений [2].

В настоящее время МКЭ широко применяется в различных отраслях промышленности, таких как авиастроение, машиностроение, строительство, нефтегазовая отрасль и другие. В бурении скважин МКЭ используется для анализа и оптимизации конструкции бурильных труб и для прогнозирования и предотвращения возможных аварийных ситуаций при бурении.

В данной работе МКЭ будет использоваться для моделирования напряженного состояния бурильных труб и определения их деформационных характеристик при различных условиях нагрузки.

Вибрация – вынужденное механическое колебание, возникающие в процессе бурения. Можно выделить 3 вида вибраций, действующих на бурильную колонну: осевая, радиальная и торсионная. В следствии возникновения вибраций на колонну начинают действовать дополнительные нагрузки, которые могут привести к ускоренному износу оборудования, повреждению стенок скважины и т.д. Нагрузки, влияние которых будет рассмотрено далее, представлены на рисунке 1.



Рисунок 1 - Нагрузки, действующие на бурильную колонну

Форма замковых соединений бурильных труб может быть различной в зависимости от требований к конкретной системе. В настоящее время наиболее распространены конические резьбы, такие как American Petroleum Institute (API) и ГОСТ 633-80 "Резьбы конические цилиндрические. Допуски и контроль", которые обеспечивают высокую прочность и могут выдерживать значительные нагрузки.

Материалы, используемые для изготовления резьбовых соединений бурильных труб, должны обладать высокой прочностью и устойчивостью к коррозии, чтобы гарантировать длительный срок службы системы. Таким образом, наиболее распространенными материалами являются сплавы на основе углерода и хрома, такие как 40X, 40XH, 38ХМЮА и др.

Основными требованиями к резьбовым соединениям бурильных труб является герметичность и способность выдерживать значительные нагрузки, связанные с работой буровых установок [4]. В этом отношении они являются одними из

наиболее нагруженных элементов, выдерживающих как радиальные, так и осевые нагрузки, а также воздействие высоких температур и давлений.

В качестве объекта исследования был выбран замок типа ЗН.

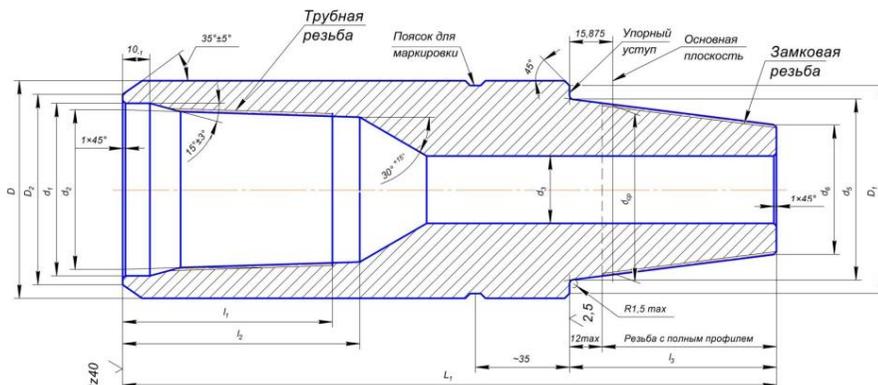


Рисунок 2 - Чертёж ниппеля замков типов ЗН, ЗШ и ЗУ

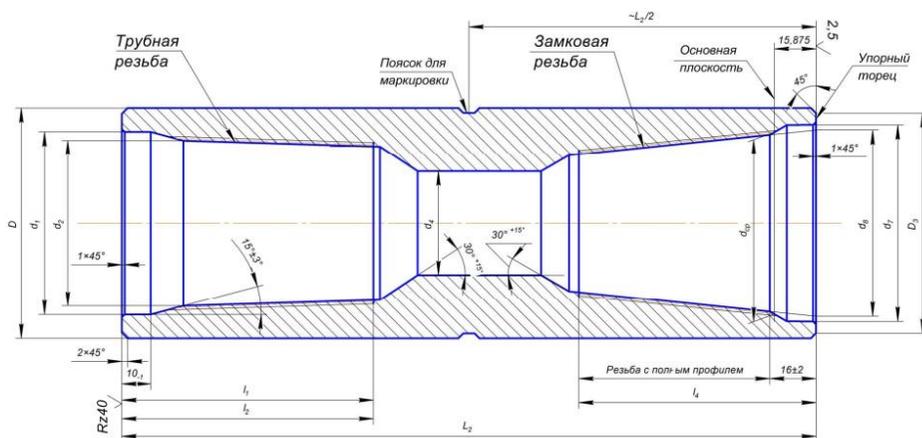


Рисунок 3 - Чертёж муфты замков типов ЗН, ЗШ и ЗУ

Для выполнения поставленных задач в программе SolidWorks была создана 3D-модель бурильного замка. С помощью инструментов построения 3D-моделей был нарисован профиль муфты на плоскости, с последующим переносом его в 3D-режим, используя инструмент Extrude Boss/Base. Затем процесс был повторен для ниппеля. В конечном итоге обе детали были соединены с помощью инструментов Lofted Boss/Base. Для сокращения сроков вычисления геометрия модели была упрощена так, чтобы это не повлияло на результаты экспериментов.

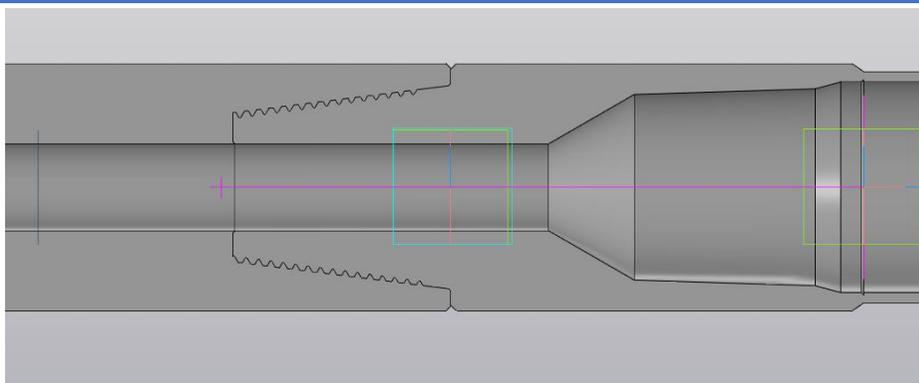


Рисунок 4 - Замковое соединение типа ЗН в разрезе

В качестве материала был выбран сплав 40Х. Прочностные характеристики представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Прочностные характеристики стали

Свойство	Значение	Единицы измерения
Модуль упругости	$2,14e+11$	H/m^2
Коэффициент Пуассона	0,3	
Модуль сдвига	$8,5*10^{10}$	H/m^2
Массовая плотность	7820	$кг/м^3$
Предел прочности при растяжении	$9,4*10^8$	H/m^2
Предел текучести	$8*10^8$	H/m^2

Математическое моделирование, направленное на изучение влияния различных видов нагрузок на работоспособность замкового соединения бурильных труб, проводилось поэтапно.

На первом этапе математического моделирования проводилось исследование воздействия растягивающих осевых и знакопеременных осевых нагрузок.

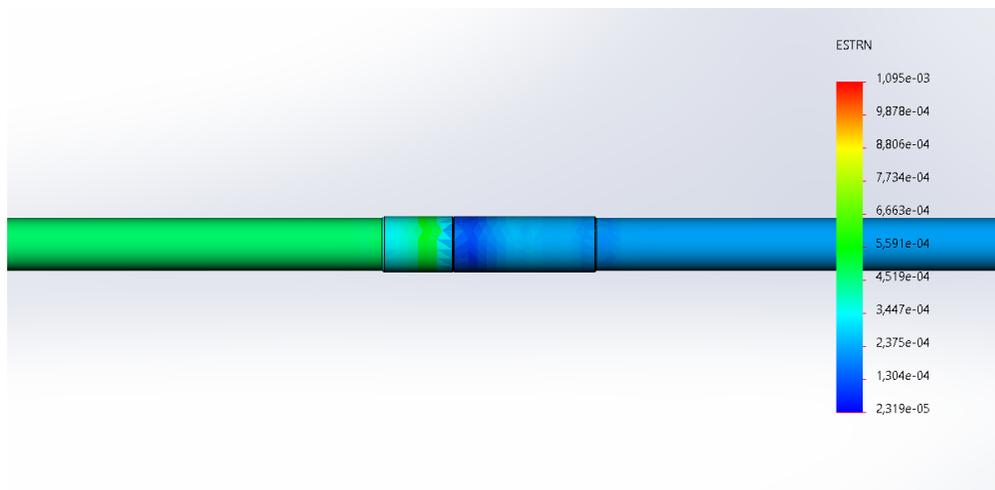


Рисунок 5 - Величины деформаций, возникающих при растяжении замкового соединения

Результаты расчетов показали, что при приложении растягивающих нагрузок на замковое соединение бурильной трубы, на резьбу ниппеля приходится меньше деформации, чем на тело соединения. Это может быть объяснено тем, что резьба ниппеля имеет более высокую прочность на растяжение по сравнению с телом соединения. Однако, необходимо учитывать, что на резьбу ниппеля приложены концентрированные напряжения, которые могут привести к разрушению соединения при достижении предела прочности материала. Поэтому необходимо производить оценку прочности замкового соединения бурильной трубы с учетом всех факторов, включая воздействие концентрированных напряжений на резьбу ниппеля.

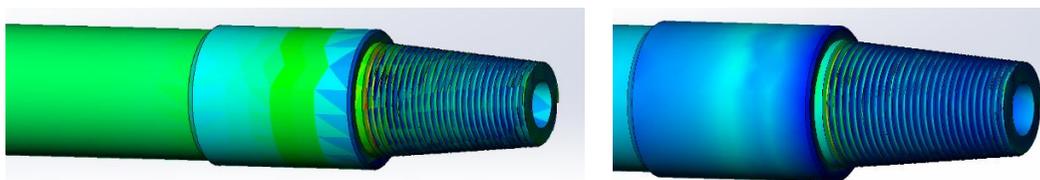


Рисунок 6 - Величины деформации и напряжения, возникающих при растяжении ниппеля замкового соединения

На втором этапе математического моделирования проводилось исследование воздействия сжимающих осевых и знакопеременных осевых нагрузок.

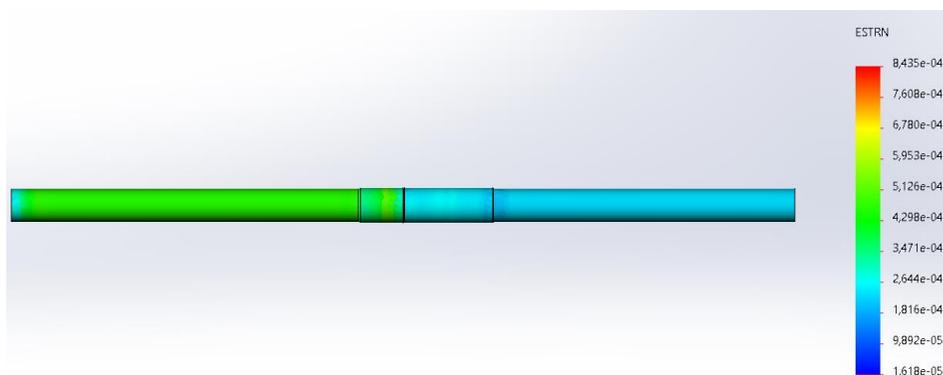


Рисунок 7 - Величины деформаций, возникающих при сжатии замкового соединения

Величина деформации резьбового соединения минимальна. Это можно объяснить тем, что основную нагрузку при сжатии бурильного замка принимает на себя упорный торец.

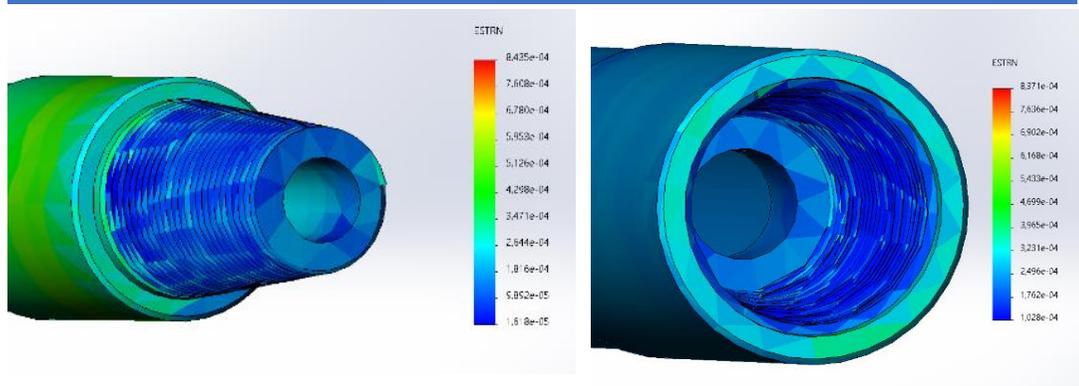


Рисунок 8 - Величины деформации муфты и ниппеля, возникающих при сжатии замкового соединения

На третьем этапе математического моделирования проводилось исследование воздействия изгибающих нагрузок.

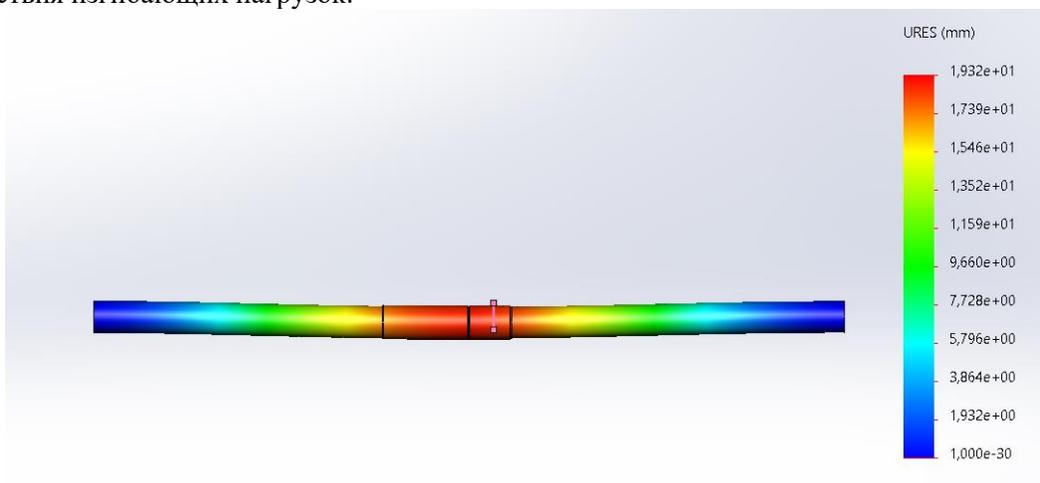


Рисунок 8 - Диаграмма смещение замкового соединения, при возникновении изгибающих нагрузок.

Результаты анализа изгибающих нагрузок показали, что основная деформация конструкции сосредоточена на резьбовом соединении. Это говорит о том, что резьбовое соединение более чувствительно к изгибающим нагрузкам, чем другие участки конструкции. При проектировании и расчете конструкции необходимо учитывать этот фактор и принимать меры для обеспечения необходимой прочности и надежности резьбового соединения при изгибающих нагрузках.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

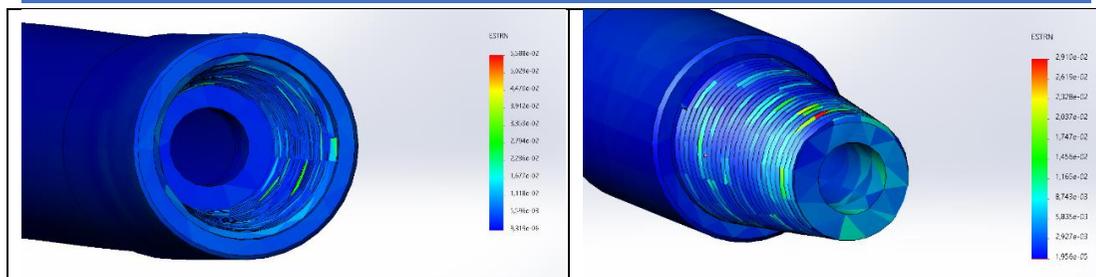


Рисунок 9 - Величины деформации ниппеля и муфты, возникающих при изгибающих нагрузках

Применение метода конечных элементов позволяет получить точную картину напряженного состояния бурильной трубы, ее деформаций и напряжений в различных точках при различных условиях эксплуатации. Практическая значимость моделирования напряженного состояния заключается в возможности определения аварий и снижения их рисков.

В данной работе было проведено моделирование напряженного состояния бурильных труб с использованием метода конечных элементов. Была выполнена постановка задачи, описаны основные принципы моделирования, проиллюстрирован процесс моделирования замкового соединения бурильных труб с использованием программы SolidWorks, а также приведены результаты расчетов напряжений в соединении. Также была продемонстрирована эффективность метода конечных элементов для моделирования сложных конструкций и расчета напряженного состояния в них.

ЛИТЕРАТУРА

1. Асадов Т.Г., «Исследование влияния отклонения параметров резьбы на работоспособность замков для бурильных труб», Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2011. № 11. С. 7–11.
2. Баталов В. В., Котлова Е. А., Курбангалеев Р. Р. Метод конечных элементов: учебное пособие / В. В. Баталов, Е. А. Котлова, Р. Р. Курбангалеев. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2014. – 152 с.
3. Гнибидин В.Н., Подъячев А.А., «Оценка степени влияния интеграции RFID-метки на прочностные характеристики и работоспособность замковых соединений бурильных труб», Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2021. № 2(338). С. 25–34.
4. ГОСТ 32696— 2014. Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности: дата введения 2016-01-01. – Москва: Стандартинформ, 2015. – 86 с.
5. Сычев Е. И., Афонин С. В., Ковалев В. В. Структурный анализ и моделирование динамического поведения бурильных труб // Вестник ЮУрГУ. Серия «Металлургия». – 2018. – Т. 18, № 2. – С. 202-207.

**ВЛИЯНИЕ ДИСПЕРГИРОВАНИЕ ЛИГНИТА НА УСТОЙЧИВОСТЬ
ИСКУССТВЕННО СОЗДАННЫХ ОБРАЗЦОВ ИЗ ОБВАЛЬНОЙ ПОРОДЫ**

Е.О. Игнатьева, В.А. Капитонов, И.Ю. Аверин, В.А. Гончаров

*Институт нефтегазовых технологий, ФГБОУ ВО «СамГТУ»
Российская Федерация*

E-mail: ei120117@gmail.com

В статье описан процесс приготовления искусственных образцов обвальской породы, преимущественно состоящих из аргиллитов, и сравнение разрушения этих образцов на приборе LSM 2100 в двух средах: в дистиллированной воде и дисперсной системе с органофильным лигнитом.

Ключевые слова: аргиллит, буровой раствор, органофильный лигнит.

**INFLUENCE OF ORGANOPHILIC LIGNITE IN SOLUTION ON THE
STABILITY OF ARTIFICIALLY CREATED SAMPLES OF SLIDE ROCK**

E. O. Ignatieva, V. A. Kapitonov, I. Averin, V. Goncharov

Institute of Oil and Gas Technologies, SamSTU, Russian Federation

E-mail: ei120117@gmail.com

The article describes the process of preparing artificial samples of landslide rock, mainly consisting of mudstones, and comparing the destruction of these samples on the LSM 2100 device in two media: in distilled water and a dispersed system with organophilic lignite.

Keywords: mudstone, drilling mud, organophilic lignite

В процессе бурения часть возникающих осложнений связана с устойчивостью стенок скважин, что приводит к снижению скорости проходки, прихватам бурильного инструмента или даже перебурке ствола [1]. И для того, чтобы минимизировать затраты, связанные с такими осложнениями, необходимо подобрать буровой раствор, который способен снижать обрушение стенки скважины. В целях создания такого бурового раствора было проведено экспериментальное исследование, описанное в данной статье.



Рис. 1 - Полученный образец обвальной породы

Были сформированы искусственно спрессованные пробы обвальной породы (рис. 1, 2) и помещены в исследуемую жидкость для сравнения скорости разрушения образцов на приборе LSM 2100 [2-5].

Этапы приготовления исследуемых образцов:

1. Промывка и просушка шлама. Измельчение на планетарной мельнице Retsch PM 100.
2. Просев на виброситах с разделением на две фракции: крупнее 0,250 мм и мельче 0,250 мм.
3. Увлажнение порошка обвальной породы, фракции менее 0,250 мм, в эксикаторе над насыщенным раствором K_2SO_4 , для достижения максимальной гигроскопической влажности.
4. Прессование цилиндрических образцов массой 40 г в двухъячеечном компараторе путём создания и поддержания давления не менее 68 940 кПа (10 000 psi) в течение 20 минут.

Образцы, исследуемые в данной работе, имели высоту 26 мм и диаметр 28,6 мм (рис. 2).



Рис. 2 - Фото образцов, использованных в эксперименте

В качестве эталонного исследования устойчивости образцов было изучено разрушение сформированных образцов в дистиллированной воде. Для статистической точности таких исследований было проведено 4. Образцы разрушились за 60 минут.

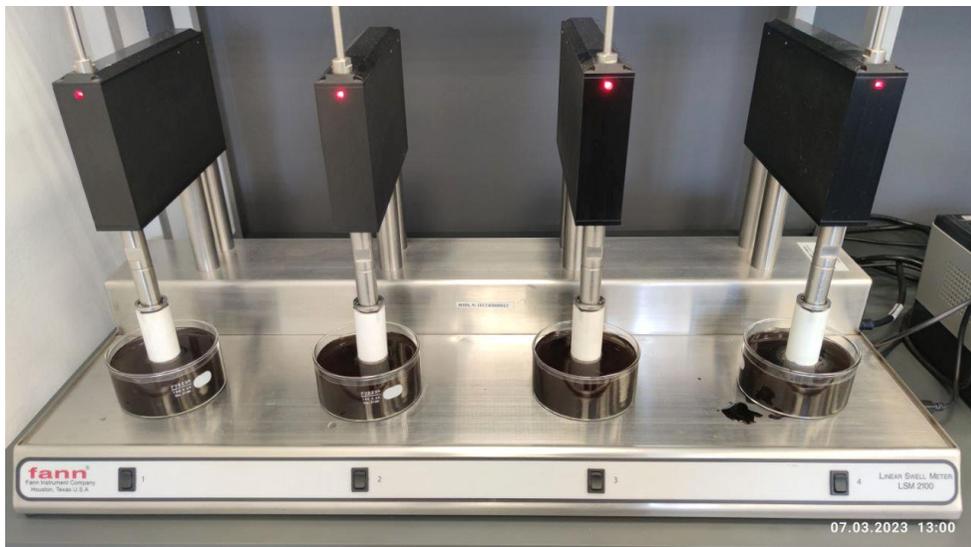


Рис. 3 - Фото прибора LSM 2100 в процессе испытания искусственно созданных образцов обвальная породы в 1% растворе органофильного лигнита

Для второй серии исследований была приготовлена дисперсная система состоящая из дистиллированной воды и органофильного лигнита в процентном соотношении 99/1 (рис. 3). Образцы также нагружались постоянным весом 548,8 г, оказывающим давление:

$$P = \frac{0,5488 \cdot 9,81}{\pi \cdot 0,0286^2} \approx 2100 \text{ Па.}$$

Данный раствор оказался нестабильным, и в процессе эксперимента произошло полное осаждение органофильного лигнита. Эксперимент также завершился за 1 час (рис. 4, 5).



Рис. 4 - Искусственный образец обвальной породы после исследования в 1% растворе органофильного лигнита



Рис. 5 - Показания прибора LSM 2100 в процессе разрушения искусственно созданных образцов обвальной породы в 1% растворе органофильного лигнита

Для следующей серии исследований было принято решение стабилизировать раствор введением ФХЛС в количестве 1%, диспергированным в дистиллированной воде с pH = 10, поднятым с помощью каустической соды (рис. 6).

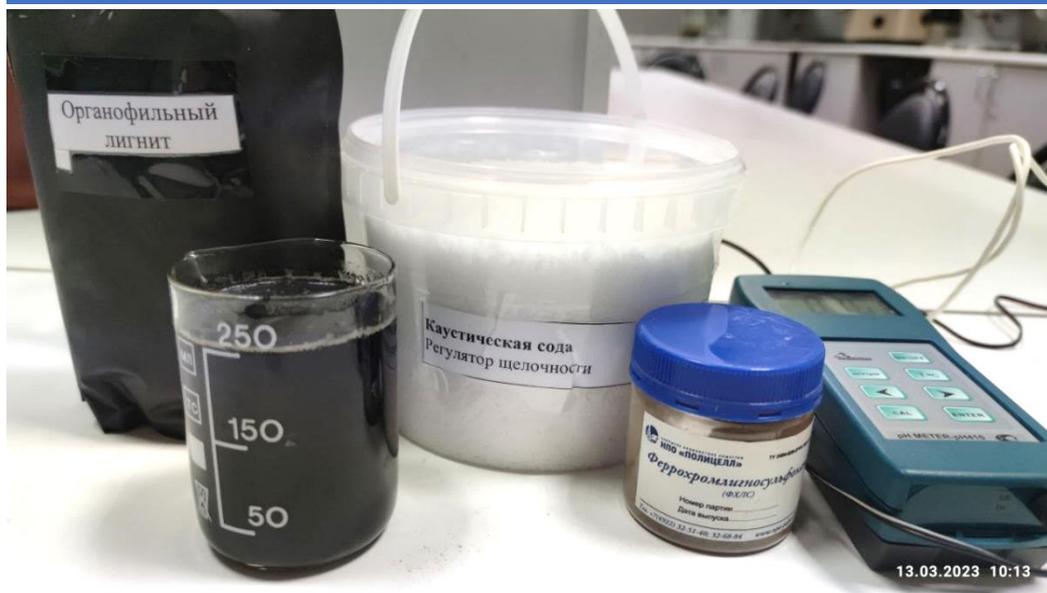


Рис. 6 – Реагенты использованные для приготовления раствора

Исследования с ФХРС также не сказались на прочностных характеристиках исследуемых образцов (рис. 7, 8). Также из рис. 7 видно, что раствор оставался не прозрачным.



Рис. 7 - Фото прибора LSM 2100 в процессе разрушения искусственно созданных образцов обвальнй породы в 1% растворе ФХРС и 1% растворе органофильного лигнита

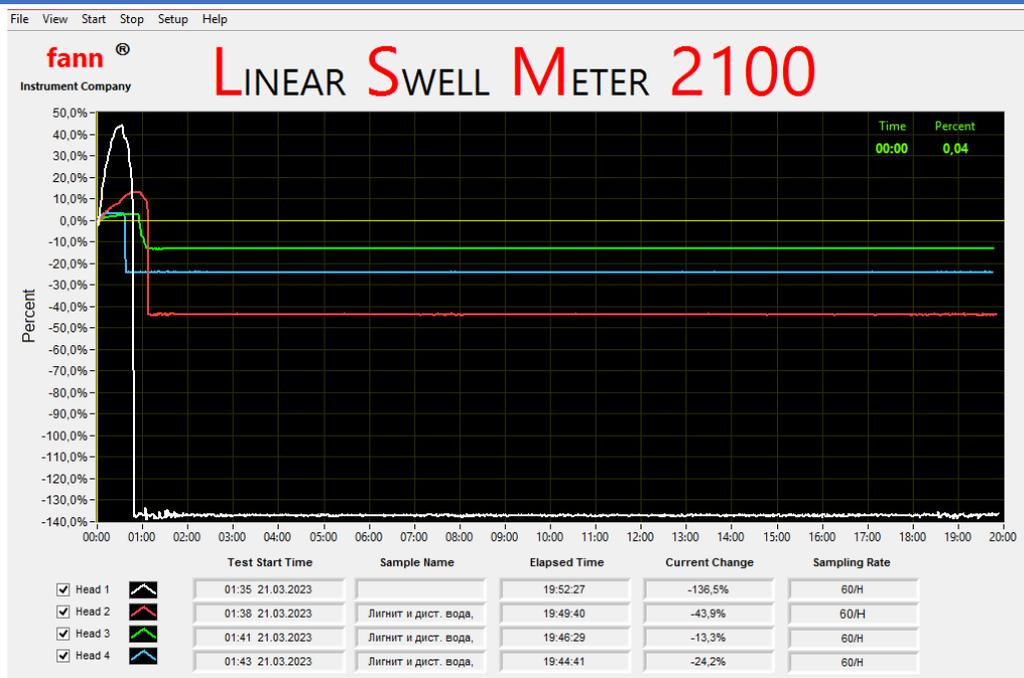


Рис. 8 - Показания прибора LSM 2100 в процессе разрушения искусственно созданных образцов обвальнoй породы в 1% растворе ФХЛС и 1% растворе органофильного лигнита

Таким образом, проведя три серии экспериментальных исследований можно сделать вывод, что для данной обвальнoй породы добавление к раствору органофильного лигнита не увеличивает время устойчивости породы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Митчел Д. Безаварийное бурение: учебный курс / Хьюстон: Дрилберт Инжиниринг Инк. – 2001.
2. Капитонов, В. А. Рассмотрение факторов, влияющих на устойчивость аргиллитов / В. А. Капитонов, О. В. Федосенко, В. В. Юрченко // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 10. – С. 22-25.
3. Капитонов, В. А. Ингибирование аргиллитов при бурении скважин Самарской области / В. А. Капитонов, Е. О. Игнатьева, М. А. Ахмед // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 1(242). – С. 22-24.
4. Комплексный подход к повышению эффективности применения буровых растворов / М. Е. Коваль, Д. В. Евдокимов, В. А. Капитонов [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 2(243). – С. 40-44.
5. Разработка воспроизводимой методики одноосного сжатия искусственных кернов для оценки ингибирующего действия буровых растворов / Е.В. Бойков [и др.] // В сб. Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных, газовых скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса: материалы XX Международной научно-практической конференции (7-10 июня 2016 г.) / Полицелл, Спецбурматериалы, Нац. буров. сервис. – Владимир: Аркаим, 2016. 172 с.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ УПРАВЛЯЕМЫЕ СИСТЕМЫ LWD И MWD ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

¹ Д.Д. Бархатов, ² Б.В. Каргин

кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО «Самарский ГТУ»

1 – студент, 2 - к.т.н., доцент

г. Самара, Россия

E-mail: barhatov.01@mail.ru, kargin163@gmail.com

Аннотация: Представлен краткий обзор научно-технической литературы по рассмотрению современных LWD, MWD систем и их сравнительных характеристик, применяемых на объектах нефтедобычи.

Ключевые слова: LWD, MWD, каротажные работы, пробоотборник, ГИС, геофизический кабель, бурильные трубы, расходомер.

Abstract: It is very important to understand where the layout is when drilling a well in a formation several meters thick, since an error of several meters can lead to a hole loss. The study of these causes causing deviations from the specified trajectory and violations of design solutions led to the introduction of a method of well construction using modern telemetry downhole controlled systems and logging directly during drilling. The article discusses modern LWD, MWD instruments used at oil production facilities, and gives comparative characteristics.

Keywords: LWD, MWD, logging, sampler, logging, geophysical cable, drill pipes, flowmeter.

Телеметрические управляемые системы MWD и LWD связаны между собой. Термин MWD относится к измерениям направленного бурения, например, для поддержки принятия решений для бесперебойной работы бурения, в то время как LWD относится к измерениям, касающимся геологической формации, выполненным во время бурения. Инструменты LWD работают со своей системой измерения во время бурения (MWD) для передачи частичных или полных результатов измерений на поверхность, как правило, с помощью пульсатора бурового раствора или других усовершенствованных методов, в то время как инструменты LWD все еще находятся в скважине, что называется "данными в реальном времени". Полные результаты измерений можно загрузить с помощью инструментов LWD после их извлечения из скважины, что называется "данными памяти".

К современным LWD системам относят:

- Прибор электрического и гамма каротажа 40GRP-1000, показанный на рис.1. Он позволяет производить до пяти измерений за один проход, в необсаженном стволе. Прибор производит до пяти

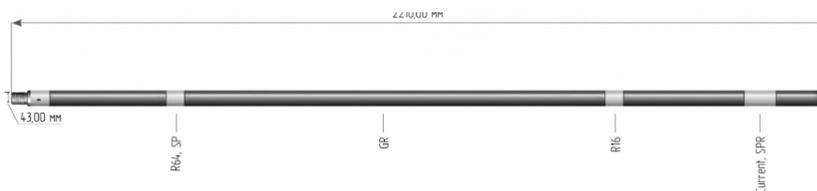


Рис. 1 Прибор электрического и гамма каротажа 40GRP-1000

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

измерений за один проход, в необсаженном стволе. Прибор 40GRP обеспечивает 2 измерения удельного сопротивления (16", 64"), а также потенциал собственной поляризации (SP), кажущееся сопротивление (SPR) и естественное гамма-излучение (GR). Прибор 40GRP-1000 может работать как автономный с изолирующей уздечкой и нижней заглушкой. Измерения удельного электрического сопротивления проводят в необсаженных скважинах, заполненных жидкостью. Измерения гамма-излучения можно проводить в любых условиях скважины.

-Прибор спектрометрического гамма-каротажа QL40-SGR-2G на рис.2-QL40-SGR2G – это новое поколение

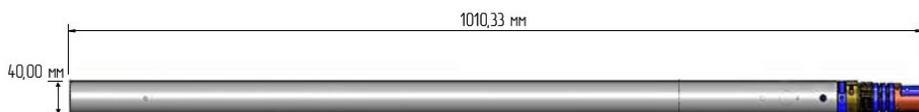


Рис.2 Прибор спектрометрического гамма- каротажа QL40-SGR-2G

тонких приборов гамма-спектрометрического каротажа. Новая система состоит полностью переработанного и прочного механического узла, электроники и датчика естественного гамма-излучения. Реализована новейшая телеметрия ALT для повышения производительности инструмента на длинных одножильных и многожильных линиях.

Прибор измеряет общее количество гамма-излучения в API, а также полный энергетический спектр естественного гамма-излучения. Полный спектральный анализ (FSA)1 выполняется на записанных энергетических спектрах. FSA выводит в реальном времени концентрацию трех основных радиоизотопов 40K, 238U, 212Th и, таким образом, обеспечивает представление о минеральном составе пластов.

QL40-SGR2G - это модульная платформа, которая может быть оснащена сцинтилляционным кристаллом BGO (оксид германия висмута) или с CeBr3 (бромид церия). Кристалл BGO характеризуется очень высокой сцинтилляционной эффективностью, хорошим энергетическим разрешением и механической прочностью. Это делает инструмент идеальным для широкого спектра применений. Кристалл CeBr3 отличается очень хорошим спектральным разрешением и высокая чувствительностью. Значение короткого мертвого времени системы (менее 1 мкс) в сочетании с новейшей конструкцией измерительной электроники обеспечивает идеальную линейность общего количества гамма-излучения даже в условиях высокой радиации.

QL40-SGR может работать как автономный прибор с верхним адаптером и нижней заглушкой или в комбинации с другими приборами серии QL.

- Прибор акустического каротажа QL40-FWS.- регистрирует полноволновой сигнал и широко



Рис.3 Прибор акустического каротажа QL40-FWS.

используется в гидрогеологической, горнодобывающей и геотехнической промышленности. Акустический каротаж применяют для изучения пористости, проницаемости и геомеханических свойств горных пород. При соответствующих условиях, в стволе скважины фиксируются различные режимы распространения волн, продольные (P), поперечные (S) или поверхностные волны. Прибор снабжен источником энергии, который возбуждает упругие колебания в скважине, распространяющиеся в среде, окружающей источник, и приемниками, регистрирующими эти колебания. В FWS реализованы анализ и обработка полного акустического сигнала в реальном времени.

Прибор эксплуатируется в обсаженных и необсаженных скважинах, заполненных водой. Скорость регистрации зависит от конфигурации инструмента и параметров сбора данных. QL40-FWS может работать как автономный прибор с верхним адаптером и нижней заглушкой или в комбинации с другими приборами серии QL.

Пробоотборник глубинный BHFS на рис 4. предназначен для отбора изолированных проб жидкости с

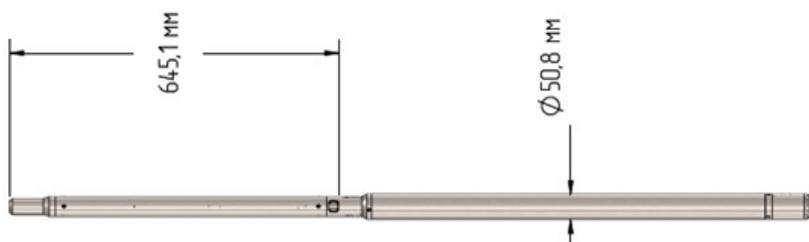


Рис.4 Пробоотборник глубинный BHFS

определенного интервала. Пробоотборник опускается на определенный интервал внутри ствола скважины, поршень открывается, когда камера для проб объемом 1 или 2 литра заполняется, поршень закрывается. Как только пробоотборник окажется на поверхности, открывается клапан в нижней части, и образец можно слить в контейнер для образца.

Инструмент поставляется как отдельный инструмент. BHFS работает с системой регистрации Matrix и может работать на любом стандартном кабеле (моно, 4 или 7 проводов, коаксиальный кабель). Мощный двигатель с высоким крутящим моментом с шарико-винтовым приводом, позволяет ускорить процесс заполнения камеры. Малый диаметр 40 или 51 мм.

Расходомер с тепловым импульсом HFP-2293 - это уникальный расходомер, предназначенный для

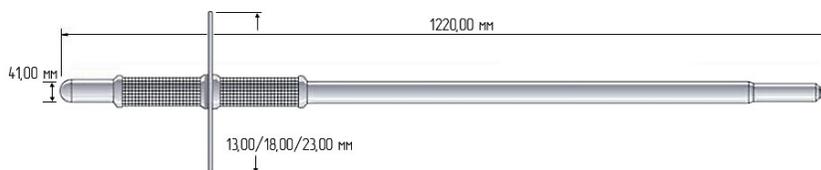


Рис.5 Расходомер с тепловым импульсом HFP-2293

измерения малых расходов в скважине. Чтобы обнаружить эти низкие скорости потока, измерения должны производиться, когда зонд находится в неподвижном состоянии на разных глубинах внутри ствола скважины. Расходомер не может быть включен сборку QL. Программное обеспечение Matrix Heat

используется с HFP-2293 и совместимо с системами Matrix Logging. Могут быть сохранены отдельные кривые теплового потока, а текстовые файлы с глубиной и скоростью потока могут быть импортированы в WellCAD для представления в виде гистограммы. Mount Sorpris Heat Pulse недавно была модернизирована в соответствии с рекомендациями клиентов.

Компоновки с приборами LWD.

Перед проведением каротажных работ, производится монтаж устьевого оборудования. Проверяется стыковка оборудования с бурильными трубами, после чего компоновка спускается до верхней границы исследуемого интервала, без геофизического кабеля.

Геофизический кабель крепится через разрезной переводник Side Entry Sub (CSEC), после чего натягивается верхним роликом, закрепленным на буровой.

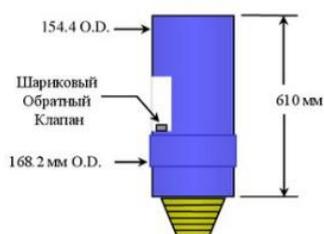


Рис.6 Разрезной переводник CSEC

Приборы для каротажа во время бурения монтируются на бурильные трубы с помощью специального оборудования Downhole Wet Connect Head (DWCH) и Pump Wet Connect Head (PWCH). Проводится спуск оборудования до интервала, на котором необходимо провести исследование, Спуск производится одновременно с геофизическим кабелем, который жестко прижимается разрезным переводником.

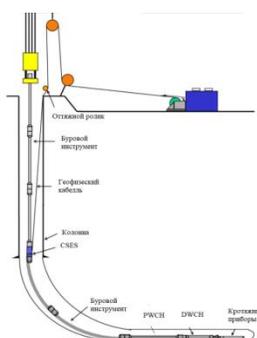


Рис.7 Проведение каротажа на бурильных трубах.

Скважинный прибор Litho Scanner.

Прибор импульсной нейтрон-гамма спектрометрии высокого разрешения Litho Scanner позволяет регистрировать спектры гамма-квантов неупругого рассеяния и радиационного захвата нейтронов, выполнять оценку весовых содержаний химических элементов с более высокой точностью, чем при использовании приборов предыдущих поколений. Оценка общего содержания

органического углерода (Сорг.вес,%) является одним из стандартных результатов обработки данных прибора, что способствует устранению неточностей, свойственных традиционным методам расчета данного параметра, исключается необходимость ожидания результатов лабораторного анализа образцов керна или шлама.



Рис.8 Скважинный прибор Litho Scanner

Прибор Dielectric Scanner.



Рис.9 Скважинный прибор Dielectric Scanner

Прибор многочастотной диэлектрической дисперсии Dielectric Scanner позволяет измерять диэлектрическую проницаемость и электрическую проводимость пород для независимой оценки их влагоемкости, минерализацию воды в зоне исследований и особенности структурного строения пород-коллекторов. В карбонатных породах прибор Dielectric Scanner обеспечивает непрерывную оценку экспоненты m уравнения ДахноваАрчи в пластовых условиях вместо использования расчетных значений или ожидания результатов лабораторных исследований образцов керна; в песчано-глинистых породах-коллекторах прибор позволяет проводить непрерывную оценку емкости катионного обмена (ЕКО).

Прибор Sonic Scanner.



Рис.10 Скважинный прибор Sonic Scanner

Прибор кросс-дипольного широкополосного акустического каротажа Sonic Scanner* при помощи нескольких монополярных и кросс-дипольных зондов позволяет измерять интервальные времена пробега продольной, поперечной волн и волны Стоунли с компенсацией за влияние скважины. Измерения зависимых от механического напряжения характеристик пород в радиальном и осевом направлениях служат основой для комплексного изучения анизотропии акустических свойств горных пород, определения ее типа и причины: естественной или вызванной перераспределением механических напряжений в околоскважинной зоне в результате бурения. Регистрация данных прибором Sonic Scanner может производиться как в открытом, так и в обсаженном стволе скважины

MR Scanner



Рис.11 Сквaziнный прибор MR Scanner

Прибор ядерно-магнитного зондирования MR Scanner позволяет выполнять оценку объемов газа, нефти и воды в пустотном пространстве исследуемых пород в любых условиях измерений, даже в случае присутствия существенных неровностей ствола скважины, независимо от минерализации пластовых вод, в буровых растворах с высокой плотностью и в буровых растворах на углеводородной основе, в малококонтрастных продуктивных интервалах и маломощных пластах.

Rt Scanner.



Рис.12 Сквaziнный прибор Rt Scanner

Прибор триаксиального индукционного зондирования Rt Scanner используется для расчета горизонтального и вертикального УЭС (R_h и R_v , соответственно) по прямым измерениям с одновременным определением угла падения напластований при любом зенитном угле скважины. Прибор позволяет получать корректную оценку нефтегазонасыщенности тонкослоистых песчано-глинистых пластов-коллекторов. Кроме того, для структурной интерпретации производится расчет угла и азимута падения напластований.

Прибор Isolation Scanner.



Рис.13 Сквaziнный прибор Isolation Scanner.

Прибор Isolation Scanner для оценки качества цементирования обсадной колонны сочетает традиционный метод эхозондирования с новой ультразвуковой технологией (оценка изменения свойств флексурных волн) для точной оценки любого качества цементирования при использовании цемента любого класса — от обычных тяжелых цементов до новейших облегченных цементов. Прибор позволяет определять местоположения каналов в цементном кольце. Высокое вертикальное и азимутальное разрешение позволяет с легкостью отличать твердые частицы низкой плотности от жидкостей, что позволяет отличать облегченные цементы от загрязненных цементов и жидкостей. Прибор обеспечивает визуализацию положения обсадной колонны в стволе с высоким разрешением, картирование и количественное определение степени коррозии и износа колонны, вызванного бурением

Прибор EM Pipe Scanner.



Рис.14 Сквaziнный прибор EM Pipe Scanner

Система промыслово-геофизических исследований в горизонтальных и наклонно-направленных эксплуатационных скважинах Flow Scanner состоит из множества миниатюрных механических расходомеров и групп электрических и оптических зондов для определения скорости многофазного потока и объемного содержания каждой из фаз в режиме реального времени. В результате измерений в режиме реального времени создается точный профиль притока в непертикальных скважинах, вне зависимости от смешивания фаз или рециркуляции. Характеристики прибора EM Pipe Scanner приведены в таблице 7.

Скважинный прибор Flow Scanner.



Рис.15 Сквaziнный прибор Flow Scanner

Электромагнитный зонд для контроля состояния обсадных колонн EM Pipe Scanner позволяет проводить оценку электромагнитных характеристик обсадных труб для определения их герметичности, включая поиск, определение и количественную оценку интервалов коррозии и механических повреждений колонн. Благодаря малому диаметру прибор легко проходит через башмак НКТ. Степень коррозии определяется непосредственно в эксплуатационной колонне, без необходимости подъема НКТ.

Сравнительная характеристика приборов приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики приборов ГИС.

Название прибора	Регистрируемые параметры	Скорость ГИС	Диапазон измерений	Погрешность	Радиус измерений	Макс. Рабочая температура	Макс рабочее давление	Мин/Макс Диаметр скважины
Litho Scanner	Концентрация химических элементов, Весовое содержание минералов, свойства скелета пород	1097 м/ч "д"	1-10 МэВ "д"	Нет "д"	17,78-22,86 см "д"	140 °С "д"	138 МПа "д"	13,97/60,96 см "д"
Dielectric Scanner	Относительная диэлектрическая проницаемость и электрическая проводимость на 4 частотах	1097 м/ч "д"	0,1-3000 мСм "д"	±5 мСм "д"	До 10 см "д"	177 °С "д"	172 МПа "д"	13,97/55,88 см "д"
Sonic Scanner	dt продольных и поперечных волн, волновые картины, оценка качества цементирования	1097 м/ч "д"	<1500 мкс/фут "д"	±5 мкс/фут "д"	До 7 радиусов ствола "д"	177 °С "д"	138 МПа "д"	12,07/55,88 см "д"
MR Scanner	Распределение T1, T2 и диффузии, общая пористость вне зависимости от литологии	1097 м/ч "д"	Пористость 1-100 pu T2 0,4 мс – 3с T2 0,5 мс- 9с "д"	Пористость ±1 pu "д"	3,81-10,16 см "д"	150 °С "д"	138 МПа "д"	14,92/без ограничений см "д"
Rt Scanner	Сопротивление, угол и азимут падения напластований	1097 м/ч "д"	Нет "д"	Нет "д"	25,4-228,6 см "д"	150 °С "д"	138 МПа "д"	15,24/50,8 см "д"
Isolation Scanner	Отображение материала затрубного пространства	823 м/ч "д"	0,88-2,01 "д"	0,2 МРапг "д"	Обсадная колонна и затрубное пространство "д"	177 °С "д"	138 МПа "д"	4,61/10,16 см "д"
EM Pipe Scanner	Электромагнитный контроль толщины обсадных труб, внутренний диаметр обсадной колонны, характеристики ОК, выделение интервалов коррозии	1097 м/ч "д"	До 3,81 см "д"	15% "д"	- "д"	150 °С "д"	103 МПа "д"	5/15,66 см "д"
Flow Scanner	Объемное содержание нефти, газа и воды, относительный азимут, калориметрия	549-2195 м/ч "д"	95% ОК "д"	Нет "д"	17,78-22,86 см "д"	177 °С "д"	103 МПа "д"	7,3/22,86 см "д"

Из проведенного обзора следует, что приборы системы MWD и LWD позволяют проводить наклонно-направленную разведку скважин, оценку качества цементирования обсадной колонны, определения их герметичности, включая поиск, определение и количественную оценку интервалов коррозии и механических повреждений колонн, расчет горизонтального и вертикального УЭС (R_h и R_v , соответственно) по прямым измерениям с одновременным определением угла падения напластований при любом зенитном угле скважины, измерения зависимых от механического напряжения характеристик пород в радиальном и осевом направлениях служат основой для комплексного изучения анизотропии акустических свойств горных пород, что расширяет технологические возможности бурения, дает существенную экономию средств.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технологии сбора данных LWD и MWD" / Д.А. Королев, С.П. Дергунов, С.И. Бабакин, Н.М. Вологодский. // Нефтехимия. - 2015. - №4. - С. 41-47.
2. Современное состояние и перспективы развития LWD и MWD технологий" / А.В. Костюков, А.М. Чернишев, М.Р. Куцев, В.А. Коретский. // Нефтяное хозяйство. - 2017. - №6. - С. 40-48.
3. MWD технологии для определения геометрических параметров скважин / И.Ю. Корянов, А.А. Леонов, В.А. Леонов, С.А. Ломов. // Наука и техника газовой промышленности. - 2017. - №4. - С. 18-22.
4. Применение MWD технологий в вертикальных скважинах / С.Д. Липов, А.В. Мещеряков, В.А. Пильгун, А.С. Корниенко. // Новости Недропользования. - 2018. - №2. - С. 36-41.
5. Wireless MWD: Real-time Data and Information Management" / William J. Tapscott and Reza Rezaee – 2014 – С. 56-28
6. Современные LWD технологии для мониторинга скважины / И.С. Кузнецов, Т.А. Зарубина, А.В. Новиков, А.А. Тюенц. // Энергия. Экономика. Экология. - 2016. - №1. - С. 93-99.
7. Stealth LWD: Next-Generation Ultra-Deepwater Measurements-While-Drilling Platform / Shlumberger – 2019
8. Litho Scanner – High-definition spectroscopy service / Shlumberger – 2016 – С. 2-4
9. Dielectric Scanner – многочастотный метод диэлектрической дисперсии / Shlumberger – 2017 – С. 2-4
10. Sonic Scanner – 3D акустическое зондирование / Shlumberger – 2016 – С.6
11. MR Scanner – прибор ядерно-магнитного зондирования в сильном поле / Shlumberger – 2017 – С. 2
12. Rt Scanner – прибор триаксиального индукционного зондирования / Shlumberger – 2018 – С. 4-5
13. Isolation Scanner – advanced evaluation of wellbore integrity / Shlumberger – 2017 – С. 4
14. Flow Scanner - Определение сложного многофазового профиля притока в скважине / Shlumberger – 2019 – С. 3

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА
ТАМПОНАЖНЫМИ РАСТВОРАМИ

А.В. Липатов, П.И. Демидова

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Россия, Самара

lipatovalexander@mail.ru, demidovapolina7@gmail.com

Аннотация

В данной статье определена основная цель и задачи исследований, обоснованы актуальность и важность проблемы по снижению обводненности добываемой продукции путем ограничения водопритока с использованием полимерных материалов. Данная проблема в нефтяной отрасли является одной из приоритетных. Нарушение целостности цементного камня, а также некачественно проведенной работы могут повлечь за собой технологические трудности. Применение моделирования процесса цементирования скважины обеспечивает создание качественной изоляции зоны.

Ключевые слова

Коэффициент проникновения, моделирование, тампонажный раствор, ОВП, зональная изоляция.

Обводнение пластов и скважин приводит к существенному снижению текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи, к большим экономическим потерям.

Актуальность работы определена осложнениями при цементировании скважины. Некачественно проведенной работы могут повлечь за собой технологические и экономические трудности. Для их предотвращения возможно применение моделирования процесса цементирования с целью создания качественной изоляции зоны.

Цель работы – улучшить цементирование скважин путем применения рассчитанной модели течения тампонажного раствора в пласт (в систему трещин) для создания герметичной системы обсадной колонна-цементный камень-пласт (герметичного цементного кольца за колонной).

Еще одной целью является разработка коэффициента, моделирующего проникновения тампонажного раствора в пласт (трещины).

Достижение цели – повышение качества цементирования скважин с достижением эффекта полной изоляции интервала водопритока с помощью подбора тампонажного раствора и режима его закачки.

Задачи проекта:

1. Анализ существующих моделей, описывающих течение тампонажного раствора.
2. Создание новой модели с учетом имеющихся недостатков прошлого опыта.
3. Определение наиболее эффективного режима закачки тампонажного раствора.
4. Разработка математической модели раскрытия трещины, позволяющей определить расчетную ширину трещины на заданном удалении от стенки скважины и её объем, с учетом фильтрации тампонажного раствора в пласт.
5. Определение необходимого набора входных параметров для применения в математической модели расчета прогнозируемой трещины.

Рецептуры тампонажных растворов для крепления обсадных колонн скважин подвергаются частой корректировке из-за необходимости одновременного соблюдения следующих требований:

- Растворы должны быть легко прокачиваемы.
- Обладать реологическими свойствами, позволяющими предотвратить возникновение ГРП в процессе цементирования.

- Иметь пониженный показатель фильтрации.

- Отвечать всем требованиям к основным технологическим свойствам.

В работе рассмотрен полимерный реагент SCA-308-B. Его назначение – оттеснение фронта обводнения скважины и создание надежного водоупорного барьера. Основные свойства тампонажного раствора:

- Применение при низких, нормальных и умеренных температурах.

- Плотность реагента равна $1,55 \text{ г/см}^3$, что характеризует его как облегченный цементный раствор.

- Значение вязкости $23,5 \text{ сП}$. Таким образом SCA-308-B является маловязким.

- Прочностные характеристики образцов состав в разы превышают показатели ПТЦ.

- Реагент обладает мелкодисперсной структурой.

Для регулирования времени гелеобразования тампонажного раствора в зависимости от температурного режима интервала проведения работ применяется ускоритель и замедлитель.

В результате проведения лабораторных испытаний на определение взаимодействия с кислотными растворами установлено, что реагент SCA-308-B частично растворяется, степень растворения зависит от типа кислотного раствора:

1. В HCl 12% потеря массы образцов через сутки составила 3,6%;

2. В HCl 23% потеря массы образцов через сутки составила 9,4%;

3. В растворе для ГКО потеря массы образцов через сутки составила 11,0%

В результате проделанной работы будет разработана математическая модель, учитывающая механические свойства горных пород, пластовое давление и радиус скважины, которая позволит определить расчётную ширину трещины на заданном удалении от стенки скважины и объем образованной трещины с учетом фильтрации тампонажного раствора в пласт.

По полученным реологическим данным тампонажного раствора появится возможность определить расход продавочной жидкости, и, при необходимости, появится возможность обосновать корректировку реологических параметров, обеспечивающих безопасное и качественное проведение операции цементирования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Jianguang Wei, Jiangtao Li, Xin Zhang, Zhenjun Wang, Jingmin Shi, Zhuo Huang, Experimental investigation for the dynamic adsorption behaviors of gel system with long slim sandpack: Implications for enhancing oil recovery, Energy Reports, Volume 8, 2022, Pages 9270-9278, ISSN 2352-4847, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.07.057>.
2. Shobhit Misra, Michael Nikolaou, A data-driven modeling approach to zonal isolation of cemented gas wells, Journal of Natural Gas Science and Engineering, Volume 59, 2018, Pages 262-273, ISSN 1875-5100, <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.08.028>.

3. Eissa Khodami, Ahmad Ramezanzadeh, Mehdi Noroozi, Numerical modeling of oil well integrity with a particular view to cement (case study: Maroon Oilfield in southwest of Iran), Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 196, 2021, 107991, ISSN 0920-4105, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107991>.
4. Xuerui WANG, Baojiang SUN, Shujie LIU, Zhong LI, Zhengli LIU, Zhiyuan WANG, Hao LI, Yonghai GAO, A coupled model of temperature and pressure based on hydration kinetics during well cementing in deep water, Petroleum Exploration and Development, Volume 47, Issue 4, 2020, Pages 867-876, ISSN 1876-3804, [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(20\)60102-1](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60102-1).
5. Кадыров, Р.Р. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах с использованием полимерных материалов [Текст] /Р.Р. Кадыров, акад. наук Республика Татарстан. – Казань: изд-во «ФЭН», 2007. – 424 с. - 300 экз. –ISBN 5-9690-0087-6.
6. Кадыров, Р.Р. Технологические принципы применения тампонажных материалов при ремонтно-изоляционных работах [Текст] /Р.Р. Кадыров //«Нефтяное хозяйство». – 2007. - № 7 - с.112-114.
7. Кадыров, Р.Р. Новый полимерный тампонажный материал для ремонтно-изоляционных работ в скважинах [Текст] /Р.Р. Кадыров, А.К. Сахапова, В.П. Архиреев, О.Н. Кузнецова //Материалы III Всероссийской научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия». РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, - 2007. - с. 111-113.

АНОМАЛИИ В СПЕКТРЕ НИЗКОЧАСТОТНОГО СИГНАЛА НАД ЗАЛЕЖАМИ УГЛЕВОДОРОДОВ

К.В. Сюраева, В.В. Живаева

e-mail: syuraeva94@mail.ru

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия, 443100, ул. Молодогвардейская, 244

Аннотация: В статье представлено описание двух гипотез, объясняющих причину изменения спектра микросейсмического сигнала над залежами углеводорода. Также представлены теоретические основы появления аномалий в спектре микросейсмического сигнала и представлены примеры усредненных спектров микросейсм.

Ключевые слова: оконтуривание залежей углеводородов, микросейсмические исследования (МСИ), низкочастотное сейсмическое зондирование (НСЗ), обработка микросейсмических сигналов, интерпретация данных НСЗ.

В современном мире геофизические методы исследования играют важнейшую роль при изучении земной коры, а в нефтегазовой сейсморазведке наибольшее значение имеют активные и пассивный метод. Так как в настоящее время многие месторождения уже выработали основные запасы, они осуществляют прирост за счет разведки малых месторождений и доразведки эксплуатируемых месторождений в краевых зонах. В этих зонах наблюдается сложное геологическое строение и ловушки имеют малую амплитуду и небольшой размер, вследствие чего снижается точность структурной сейсморазведки. В условиях, когда эффективность сейсморазведки низкая необходимо проводить в дополнение другие геофизические

методы исследования. Одним из таких методов, используемых для решения данной задачи, является низкочастотное сейсмическое зондирование. Этот метод может помочь исследователям получить детальное представление о месторождении и оценить его потенциал для извлечения углеводородов из зон со сложным геологическим строением [1].

В последние годы исследователи активно изучают низкочастотные сигналы, возникающие над залежами углеводородов, таких как нефть и природный газ. Эти сигналы, известные как аномалии в спектре низкочастотного сигнала, представляют собой значимые отклонения от нормального спектрального распределения и имеют важное значение для обнаружения и оценки запасов углеводородов в подземных месторождениях.

Аномалии в спектре низкочастотного сигнала могут быть вызваны различными факторами, связанными с физическими и геологическими свойствами залежей углеводородов. В данной статье рассматривается две гипотезы, которые объясняют причину появления аномалии в спектре микросейсм над нефтегазовыми залежами.

Авторы первой гипотезы [3] считают, что при гармоническом сейсмическом возбуждении, осуществляемом с земной поверхности, нефтегазовая залежь (НГЗ) переходит в состояние детерминированного или «турбулентного хаоса». Регистрируемое при этом на земной поверхности геоакустическое поле НГЗ имеет вид случайного сигнала с максимумом в зоне собственных частот залежи [1].

Авторы второй гипотезы [2] считают, что, когда сейсмические волны проходят через нефтегазовые залежи, изменение скорости распространения вызывает изменение спектра сигнала. Это может проявляться в виде сдвига пиков частот или изменения амплитуд сигнала.

В подтверждение вышесказанному в статье приводится пример экспериментальных расчетов микросейсмического сигнала, в котором наблюдается проявление аномалии в спектре сигнала в диапазоне частот 2- 5 Гц (рис. 1).

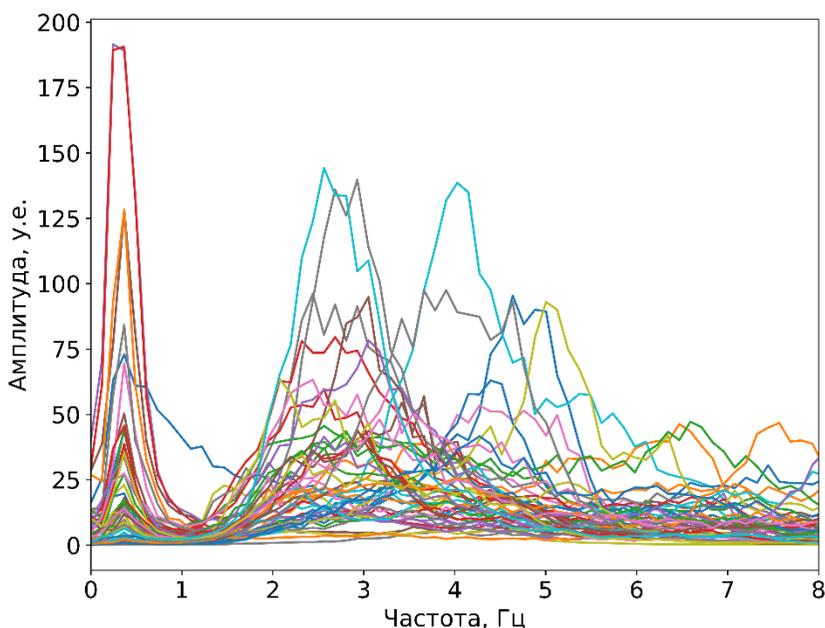


Рисунок 1. Спектры микросейсмических сигналов

Таким образом, низкочастотное сейсмическое зондирование является мощным инструментом для определения остаточных залежей нефти. Этот метод позволяет получить информацию о наличии залежи углеводородов, что помогает в указании точного заложения скважин, тем самым оптимизировать процесс извлечения нефти. Использование низкочастотного сейсмического зондирования может существенно улучшить эффективность и экономическую выгоду разработки нефтяных месторождений, а также способствовать устойчивому развитию нефтегазовой промышленности. На данный момент этот метод можно использовать в комплексе с другими геофизическими методами.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Биряльцев Е.В. Моделирование эффекта АНЧАР в методе низкочастотного сейсмического зондирования / Е. В. Биряльцев, А. А. Вильданов, Е. М. Еронина [и др.] // Технологии сейсморазведки. – 2010. – № 1. – С. 31-40. – EDN NBΥGHN.
2. Биряльцев Е. В., Рыжов В. А., Шабалин Н. Я., 2005, Особенности интерпретации спектральных характеристик природных микросейсм для локального прогноза нефтеносности в условиях Республики Татарстан: Прием и обработка информации в сложных информационных системах, вып. 22: Казань, 113-120.
3. Кузнецов О. Л. Технология АНЧАР: о теории метода / О. Л. Кузнецов, Б. М. Графов, А. Е. Сунцов, С. Л. Арутюнов // Геофизика. – 2003. – № S2. – С. 103-107. – EDN SZKXXF.

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ ФОНДА СКВАЖИН И ПОКАЗАТЕЛЕЙ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

А.Е. Вишневский, А.М. Зиновьев¹

¹ доцент, к.т.н.

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

Аннотация: В данной работе проведен анализ структуры фонда Ем-Ёговского месторождения скважин и показателей их эксплуатации. В исследовании приведено распределение бездействующего фонда по причинам простоя и по дебиту нефти и обводненности на дату остановки. В итоге даны рекомендации по вводу в действие из бездействующего фонда и консервации скважин с доведением коэффициента использования фонда до нормативов.

Ключевые слова: эксплуатационный фонд, добывающие и нагнетательные скважины, коэффициент использования фонда, продуктивность.

На Ем-Ёговской площади по состоянию на 01.01.2020 пробурено 1096 скважин, эксплуатационный фонд составляет 874 скважины. Фонд добывающих скважин 695 скважин, в том числе 483 действующих, 204 бездействующих (БД) и 8 в освоении. (Рисунок 1) [1]

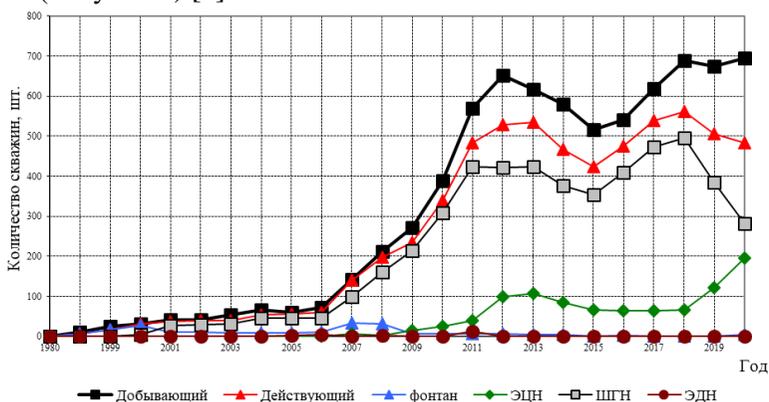


Рисунок 1 – Фонд добывающих скважин Ем-Ёговской площади в целом

Эксплуатационный фонд добывающих скважин распределен следующим образом: по пласту $ВК_{1-3}$ 636, ЮК₁ – 45, ЮК₂₋₉ – 18 скважин. Действующий фонд – 483 скважины (69,5 % от добывающего фонда): из них по пласту $ВК_{1-3}$ 468, ЮК₁ – 11, ЮК₂₋₉ – 6 скважин. 30 % добывающего фонда бездействует, в т.ч. по пласту $ВК_{1-3}$ – 165, ЮК₁ – 34, ЮК₂₋₉ – 7 скважин. В освоении находится 8 скважин: 3 на пласте $ВК_{1-3}$, 5 скважин – ЮК₂₋₉.

Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин составляет 179 скважин, из них три скважины относятся к эксплуатационному объекту ЮК₁, остальные работают на викуловскую свиту. Бездействующий фонд нагнетательных скважин

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

состоит из 25 скважин пласта ВК₁₋₃ и одной - пласта ЮК₁. По пластам ЮК₂₋₉ нагнетательных скважин нет. [2]

На рисунке 2 приведено распределения бездействующего фонда по причинам простоя.

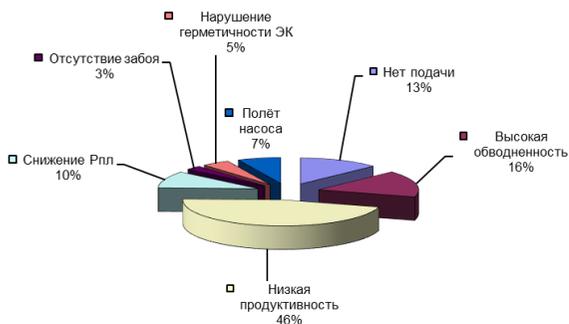


Рисунок 2 – Распределение бездействующего фонда

Основная причина – падение пластового давления по абалакской свите при режиме истощения, неэффективность ППД; отставание ввода в действие утвержденного участка ОПР по пластам ЮК₂₋₉, низкие дебиты скважин.

Рекомендуется ввод скважин в действие из БД и консервации с доведением коэффициента использования фонда до нормативов 0,9 д.ед. Ввести в работу участок ОПР по пластам ЮК₂₋₉ и продолжить испытание ППД с новыми технологиями – по абалакской свите.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анализ текущего состояния разработки Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Ем-Еговского+Пальяновского лицензионного участка ЗАО “УфаНИПИнефть”, 2020 г.
2. Годовой отчет за 2020 год Ем-Еговского УНП

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И
УПРАВЛЕНИЯ ЗА ПОКАЗАТЕЛЯМИ КАЧЕСТВА ТОВАРНОЙ НЕФТИ С
ПРИМЕНЕНИЕМ СОИ СИКН, ПОСТРОЕННОЙ НА КОНТРОЛЛЕРАХ
РОССИЙСКОГО ПРОИЗВОДСТВА REGUL

А.В. Гришко, Е.В. Алекина

*ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
г. Самара, Россия*

Ключевые слова

Система сбора и обработки информации (СОИ), система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН), контроллер, модуль, передача данных, единая система диспетчерского контроля и управления (ЕСДКУ), REGUL.

Аннотация

В данной статье рассмотрена система сбора и обработки информации, использование которой позволяет вести удаленный контроль за количеством и показателями качества товарной нефти.

Непрерывный контроль в режиме реального времени за физико-химическими показателями качества нефти, позволяет не допустить сдачу некондиционной нефти в систему МН, тем самым предупредив нарушение требования регламентов по взаимоотношениям сторон при ТКО.

СОИ СИКН обеспечивает прием и обработку сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей, прием и отображение в реальном времени данных со средств измерений, управление режимами работы СИКН, формирование в автоматическом режиме отчетов, архивирование данных, информационный обмен со смежными системами, а также передачу данной информации в ЕСДКУ (рисунок 1).

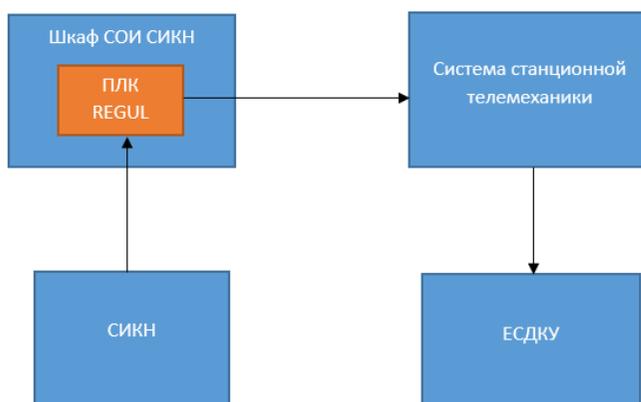


Рисунок 1 – блок-схема СОИ СИКН

Построение данных систем на контроллерах производства Siemens, B&R потеряли свою актуальность в связи с уходом данных производителей с рынка России, что в свою очередь дало возможность отечественным разработчикам предложить свою продукцию.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Логические контроллеры REGUL RX00 производства компании «Прософт-Системы» – универсальный инструмент для создания систем автоматизации технологических процессов любой сложности в металлургической, нефтегазовой, энергетической, горнодобывающей и других отраслях промышленности (рисунок 2).



Рисунок 2- Линейка модулей REGUL RX00 производства Российской компании «Прософт-Системы»

ПЛК REGUL RX00 созданы на базе мощных процессоров, обеспечивающих возможность обработки большого объема информации с минимальным временем цикла программы.

Единая внутренняя шина у всех моделей ПЛК REGUL RX00 позволяет создавать множество конфигураций АСУ ТП, исходя из потребностей производства и территориального распределения объектов автоматизации. Также в составе ПЛК серийно выпускаются все необходимые для построения АСУ ТП модули ввода/вывода, например, модули подключения ТПС/ТЭП, модули AI и АО с поддержкой HART-протокола и многое другое.

Преимущества использования контроллеров REGUL RX00 при построении СОИ СИКН:

- 100% отечественная разработка;
- быстрые сроки отгрузки (неснижаемый складской запас составляет не менее 35%);
- бесплатная среда разработки прикладного программного обеспечения ПЛК;
- помощь в адаптации и переводе технических решений;
- конкурентоспособная стоимость;
- независимость от валютного курса;
- отсутствие санкционных рисков;
- гарантийная поддержка.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 34396-2018 система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) и нефтепродуктов (СИКНП).
2. <https://prosoftsystems.ru/>.
3. Методы и средства измерения количества нефти и газа: учеб. пособие / М.Г. Фазлйяхматов, Л.С. Сабитов, Д.К. Лазарев и др. – Казань: Издательство Казанского университета, 2021.
4. МИ 2825-2003 «Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию».

УДК 622.276

**ОБОСНОВАНИЕ ПРОГРАММЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО
ДАВЛЕНИЯ НА КРАТКОСРОЧНЫЙ ПЕРИОД С УЧЕТОМ ТЕКУЩЕГО
СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОРЕНБУРГСКОЙ
ОБЛАСТИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**

Н.В. Федоренко¹, С.А. Булгаков^{1,2}, А.М. Зиновьев^{1,2}, И.П. Немков³

ООО «СамараНИПИнефть»¹, ФГБОУ ВО «СамГТУ»², АО «Оренбургнефть»³

Г. Самара, Россия

E-mail: FedorenkoNV@samnpi.rosneft.ru

Аннотация. В современном мире добычи углеводородов для всех добывающих Компаний актуально эффективное планирование инвестиций, направленных на поддержание и рост добычи. Одним из крупных драйвером в получении прибыли является базовая добыча, которую Компании стараются максимально поддерживать. В работе рассмотрен один из известных способов, которым является ввод и совершенствование систем поддержания пластового давления (далее ППД).

Ключевые слова: Месторождение, пласт, система заводнения, эффективность вытеснения.

Во многих добычных Компаниях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (далее ВУ НПП) с учетом развитой инфраструктуры на месторождениях все равно остро стоит вопрос по своевременной организации и реформированию систем поддержания пластового давления с учетом наращиваемого количества выполнения геолого – технических мероприятий (далее ГТМ) и ввода в разработку карбонатных коллекторов. Проблематика, прежде всего, связаны с тем, что до ввода системы ППД может пройти довольно много времени от года при временной организации до семи и более лет для постоянной системы ППД, что сопряжено с рисками потери базовой добычи из –за не достаточной компенсации отборов жидкости закачкой и высокими капитальными затратами для формирования таких систем.

Компании Волго-Уральской нефтегазоносной провинция ведут свою деятельность в пределах Пермского края, Свердловской, Кировской, Ульяновской, Самарской, Оренбургской, Саратовской, Волгоградской областей, а также Татарии,

Башкирии и Удмуртии [2]. Разрабатываются тысячи месторождений и объектов разработки. Более 70% всех объектов разработки являются карбонатными коллекторами, которые, как правило, нуждаются в ППД. Добыча нефти из карбонатных коллекторов является сложным процессом. Существующие возможности разработки месторождений с карбонатным типом коллектора позволяют достигать конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) не более 0,25–0,27[1]. Большая часть запасов так и остаются неизлеченными. Успешность мероприятий по добыче из карбонатных коллекторов зависит от многих факторов: от системы разработки, от применяемых методов интенсификации добычи нефти, применяемых на объекте разработки, и так далее. Однако выбор оптимальной системы разработки или метода воздействия на нефтенасыщенные пласты зависит от геолого-физических условий залегания пласта, состава пород, вида порового пространства и состояния остаточных запасов нефти. Одним из определяющих факторов является минералогический состав пород-коллекторов, содержащих нефть. Если в терригенных коллекторах, как правило, преобладает пустотный тип пористости, а их проницаемость относительно высока, то в карбонатных породах пористость и проницаемость определяются не только поровыми пустотами, но и трещинами, кавернами. Этими факторами определяются условия фильтрации пластовых флюидов в карбонатных коллекторах. Карбонатные коллекторы состоят из проницаемых трещин и матричных блоков, которые характеризуются своей собственной пористостью и проницаемостью. Для чисто трещинных пластов пористость и проницаемость определяются густотой и геометрией систем трещин в породе, их средним раскрытием. Существуют различные виды классификаций карбонатных коллекторов. Необходимость классификации вытекает из того факта что, их трещиноватость играет существенную роль при выборе системы разработки месторождений [3],[4].

В большинстве своем все Компании придерживаются краткосрочного планирования, а зачастую и отказываются от систем ППД в этом периоде, что негативно сказывается на конечном коэффициенте извлечения нефти (КИН), так как целевая компенсация (Кцел) может быть не достигнута. Поэтому на первый план по формированию программ для ППД выходит не столько своевременность организации системы ППД, а сколько ее эффективное планирование с учетом текущего состояния разработки и планов по ГТМ.

Одним из самых распространенным инструментом планирования организации эффективной системы ППД является 3D геоло-технологическое моделирование, но учитывая, что в ВУ НГП тысячи объектов разработки, поддержание моделей в актуальном состоянии носит огромные человеческие, машинные и экономические затраты. К менее трудным затратным инструментам можно отнести прокси моделирование, но оно так же влечет большие человеческие ресурсы. Таким образом стоит задача, с минимальными ресурсными затратами произвести эффективное планирование программы ППД в пяти летний период для достижения целевой компенсации отборов. Одним из решений может быть статистический подход по планированию программы ППД для достижения целевой компенсации. Предлагаемый метод обеспечивает оптимальное количество ГТМ на фонде ППД для планирования программы ППД в краткосрочном периоде с учетом энергетического состояния месторождений, решаются следующие задачи: ранжирование объектов

разработки, определение оптимальной жесткости ППД для разных групп объектов разработки, формируются целевые уровни закачки.

Статистический подход по планированию программы ППД обеспечит оптимальное количество ГТМ для достижения целевой компенсации и соответственно удержании базовой добычи по объектам разработки месторождения при минимальных трудозатратах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. А. В. Лысенков, Геолого-физическая характеристика карбонатных коллекторов и остаточных запасов нефти месторождений Республики Башкортостан / А. В. Лысенков, И. Е. Лысенков. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2021. — № 22 (364). — С. 75-78.
2. К. А. Клещев волго-уральская нефтегазоносная провинция/Большая российская энциклопедия 2004–2017
3. С.В. Багманова, А.С. Степанов, А.В. Коломоец, М.П. Трифонова Г14 Геология Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: учебное пособие / С.В. Багманова, А.С. Степанов, А.В. Коломоец, М.П. Трифонова; Оренбург. гос. ун-т. –Оренбург : ОГУ, 2019–127с.
4. М.Х. Булач, Л.Г. Белоновская, Л.П. Гмид Низкопоровые коллекторы нефтегазоносных провинций России и СНГ/Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007 (2)

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА САМОГЕНЕРИРУЮЩИМИСЯ ПЕННЫМИ СИСТЕМАМИ НА ДМИТРИЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Д.А. Насибуллин, А.М. Зиновьев ¹

*ФГБОУ ВО «СамГТУ»¹
город Самара, Россия
E-mail: danil.nasibullin@vk.com*

Аннотация. В современном мире эксплуатация нефтяных скважин осложняется массой различных факторов. Чтобы бороться с этими осложнениями, были разработаны различные методы повышения углеводородоотдачи и интенсификации притока. В данной статье рассмотрен способ кислотной обработки призабойной зоны пласта с применением самогенерирующихся пенных систем.

Ключевые слова: Месторождение, пласт, обработка призабойной зоны, самогенерирующаяся пенная система.

Для очистки скважин широко используются обработки призабойных зон кислотными составами. Для повышения эффективности обработок в качестве дополнительного мероприятия к обработкам при освоении скважины рекомендуется

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

применение самогенерирующихся пенных систем (СГПС) на основе хлористого аммония, нитрита натрия и катионактивных ПАВ или пеногенерирующих шашек. Генерирование пены на забое скважины и ПЗП обеспечивает довольно резкое снижение забойного давления, увеличение скорости притока жидкости из пласта и выносу глинистых минералов и продуктов реакции.

По величине извлекаемых запасов Дмитриевское месторождение относится к крупным, а по сложности геологического строения может быть отнесено к категории сложных. Из 34 пластов месторождения 14 карбонатных и 20 терригенных. Пласты месторождения сильно разнятся по площади нефтегазоносности (120-20712 тыс. м³), эффективной нефтенасыщенной толщины (1,3-13,9 м), залегают на глубинах от 1031 м до 2834 м. По свойствам нефть месторождения разнится от незначительной вязкости до нефти повышенной вязкости (0,62-19,25 мПа*с), от особо легкой до тяжелой (817-880 кг/ м³), в основном сернистая, парафинистая или высокопарафинистая. [1]

С 2015 года на месторождении проведено 176 ГТМ, в результате которых было дополнительно добыто 240,9 тыс. т. нефти. С целью восстановления продуктивности пласта проведено 12 обработок призабойной зоны скважин с применением кислотных составов с добавлениями растворителей, гидрофобизаторов. Суммарная дополнительная добыча составила 8075,5 т. (807,6 т. на 1 скв.-операцию).

От применения растворителя в трех скважинах, дополнительная добыча нефти составила 474,9 т., средняя удельная эффективность составляет 237,5 т. По скв. 92, эффекта получено не было.[2]

Скважины кандидаты для обработки призабойной зоны с использованием пенных систем должны соответствовать следующим критериям: 1) обводненность менее 85%, 2) положительный скин-фактор, 3) пластовое давление не менее 70% от начального. Рекомендуется солянокислотная обработка с применением самогенерирующихся пенных систем для пластов А-0 Западного купола, А-0 Восточного купола, А-0' р-н скв. 619 Западного купола, МЧ3 Западного купола, МЧ4 Западного купола, МЧ5 Западного купола, РД2а Западного купола, РД2 Западного купола, РД5 Западного купола (скважины №63, 72, 255, 262, 619, 623, 642). [3]

Для оценки эффективности и целесообразности использования пенных систем рассчитаем забойное давление при глушении водой до устья и при закачке пенных систем. Вычисляя разницу между этими давлениями, мы можем сделать вывод об эффективности применения технологии СГПС. [4]

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Дмитриевского газонефтяного месторождения Самарской области», 2020.
2. Результаты применения ГТМ на добывающих скважинах Дмитриевского месторождения за 2015-2022 гг.
3. Саган Д.П. «Обработка призабойной зоны пласта самогенерирующим пенным составом» // Вестник науки №11 (20) том 3. С. 219 - 221. 2019 г. ISSN 2712-8849

4. Янукян А.П. Методические указания к практическим занятиям по дисциплине: «Скважинная добыча нефти» для студентов всех форм обучения по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»; Тюменский государственный нефтегазовый университет филиал ТюмГНГУ в г.Сургуте. – 65с.

УДК 622.276

**БОРЬБА С АСФАЛЬТО СМОЛО ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ
(АСПО) С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АВТОМАТИЧЕСКИХ ЛЕБЕДОК ТИПА
ДСА-18 НА НОВО-КИЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Е.В. Дерябин¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

*ООО «ННК-Самаранефтегаз»¹, ФГБОУ ВО «СамГТУ»²
город Самара, Россия E-mail: evgeniy.deryabin@ipc-oil.ru*

Одна из самых наболевших проблем в нефтяной отрасли, а также на нашем предприятии это выпадение парафиновых отложений на внутренних поверхностях НКТ при эксплуатации добывающих скважин при помощи насосов УЭЦН. Все существующие на сегодняшний день методы борьбы с асфальто смоло парафиновыми отложениями (АСПО) (механические, химические, тепловые) в большей степени являются периодическими. Они позволяют лишь в той или иной мере увеличить межремонтный период добывающих скважин. Таким образом, борьба с асфальто смоло парафиноотложениями (АСПО) требует постоянно новые технологические и технические решения[1],[3].

Целью моей работы является рассмотреть существующие в данный момент, но не

применяемые на нашем предприятии способы борьбы с асфальто смоло парафиноотложениями (АСПО) в НКТ и найти такой, который позволит не только увеличить межремонтный период на скважинах, увеличить производительность труда а также сократить при этом затраты компании на мероприятия по борьбе с асфальто смоло парафиноотложениями (АСПО).

Осложненный фонд Ново-Киевского месторождения по объекту пласта А2-А3 составляет порядка 58% от общего добывающего фонда скважин (Рисунок 1).



Рис. 1 – Распределение осложненного фонда скважин

Из приведенной диаграммы (рисунок № 1) выделяются скважины, осложненные АСПО, которые составляют 70% всего осложненного фонда. Это является значительной проблемой для добычи данного месторождения. Ситуация такая, что наука в наше время активно развивается, поэтому для решения проблемы парафинов были выбраны механические методы борьбы с асфальто смоло парафиноотложениями (АСПО), а именно при помощи автоматических лебедок типа МДСА-20. Лебедки марки МДСА-20 производит российская компания ООО «Дебит-Е» находящаяся в городе Екатеринбург[4].

Механизм депарафинизации скважин автоматический (МДСА-20) предназначен для механической очистки внутренних поверхностей насосно-компрессорных труб (НКТ) с помощью скребка от асфальто смоло парафиноотложений (АСПО) на фонтанных, газлифтных скважинах и скважинах эксплуатирующихся с электроцентробежными насосами, для предотвращения образования отложений в НКТ. Механизм выполнен в виде модульной конструкции, содержащей лубрикатор со встроенной катушкой КА-01 и обогревом, редуктор, барабан для проволоки, основание для крепления стойки к лубрикатору, стойку с клеммной коробкой (КСА) и устройством контроля натяжения проволоки, сальниковое устройство, кожух и станцию автоматического управления механизмом. На барабан наматывается проволока с закрепленным на конце скребком. Механизм подъема (редуктор) с барабаном закреплен на стойке, основание которого устанавливается непосредственно на верхней части лубрикатора устройства. На входе в лубрикатор предусмотрено сальниковое устройство для ввода проволоки в скважину и предотвращения выброса сопутствующих газов и нефти из скважины[4].

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Рис. 2 – Лебедка марки ДСА-20[7].

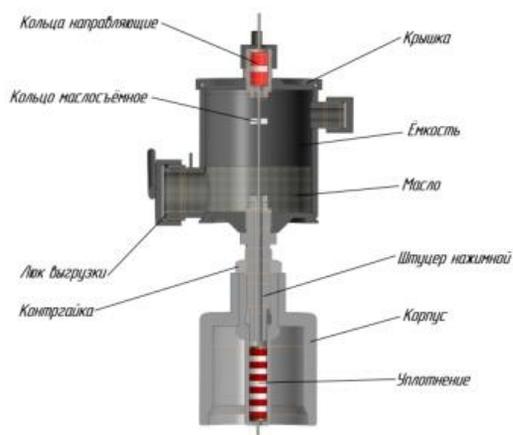


Рис. 2 – Сальниковое устройство лубрикатора[9].

В ходе применения МДСА-20 на скважинах осложненного фонда были выявлены следующие преимущества предлагаемого устройства:

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1. Простота установки. Устройство устанавливается оператором по добычи нефти и газа при плановом ремонте скважины, т.е. не требует дополнительной установки. После того как данное устройство запустят в эксплуатацию оно требует минимального времени для обслуживания, и всю информацию по работе с МДСА-20 можно посмотреть удаленно с любого гаджета.

2. Экономичность. После покупки МДСА-20 были освобождены операторы по добычи нефти и газа, а также увеличился межремонтный период на добывающих скважинах.

3. Повышенная температура. В отличие от обработок горячей нефтью, данное устройство не оказывает никакого негативного влияния на насосы, т.е. не происходит их преждевременного нагрева и возможного отказа[2].

6. Экологичность. Благодаря простоте данного устройства, не оказывает негативного влияния ни на человека, ни на окружающую среду.

Подводя итоги, стоит сказать, что автоматическая лебедка марки МДСА-20 действительно заслуживает внимания для внедрения на производство. Помимо всех вышеперечисленных плюсов, массовое внедрение позволит сократить расходы на мероприятия по борьбе с асфальто смоло парафиноотложениями (АСПО), увеличить межремонтный период на проблемных скважинах, разгрузить операторов по добычи нефти и газа и улучшить показатели производства в целом[10].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Белкина С.А., Нагаева С.Н. Вестник Югорского Государственного Университета «Причины образования асфальтосмолопарафинистых отложений в НКТ» № 3 (42) 2016 г. Стр. –80-56
2. Логвинов А.И. Разработка многопластовых месторождений: технологии ОРД и ОРЗ «Термические методы борьбы с АСПО и гидратообразованием» №3 2012 г. Стр. 136–139.
3. Шихиев Я.Д. Международный студенческий научный вестник «Методы предотвращения и борьбы с отложениями АСПО» №6 2015 г.
4. Электронный ресурс ООО «Дебит-Е» <http://parafinnet.ru/>
5. Александров В.Е., Александров А.В., «Механизм депарафинизации скважин - 10» Патент № 126050.
6. Александров В.Е., Александров А.В., «Механизм депарафинизации скважин - 010» Патент № 139190.
7. Александров В.Е., Александров А.В., «Механизм депарафинизации скважин автоматический» Патент № 2645049.
8. Александров В.Е., Александров А.В., «Устройство для очистки внутренней поверхности насосно-компрессорных труб» Патент № 2569425.
9. Александров В.Е., Александров А.В., «Сальниковое устройство лубрикатора» Патент № 2475620.
10. Гайсин А.В., Фаресов А.В. Булатовские чтения «Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями» Сборник статей 2018 г. Стр. 114–117.

СКВАЖИННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК

А.А. Закиров¹, А.М. Зиновьев^{1,2}, Е.С. Ширяев^{1,2}

*ФГБОУ ВО «СамГТУ»¹, ООО «СамараНИПИнефть»²
город Самара, Россия E-mail: tche_73@mail.ru*

Аннотация. В современном мире добычи углеводородов актуальны скважинные исследования, в связи с различными изменениями в процессе разработки месторождений. Для более достоверного прогноза параметров работы скважины необходимо учитывать нелинейность индикаторной диаграммы. В данной статье рассмотрено влияние структурно-механических свойств высоковязкой нефти на индикаторную диаграмму и, как следствие, на коэффициент продуктивности.

Ключевые слова: скважинные исследования, высоковязкая нефть, структурно-механические свойства, индикаторная диаграмма, коэффициент продуктивности.

Скважинные исследования – это совокупность способов исследования скважин, проводимых с различными целями, например, установления интенсивности притока жидкости из пласта, определения его характера, контроля технического состояния обсадной колонны, наблюдение изменений, происходящих в пласте во время его разработки и т.п. Они включают в себя геофизические методы и гидродинамические методы. В общем и целом, вышеуказанные исследования предназначены для получения информации об объекте разработки [1].

В процессе осуществления разработки месторождений, происходят различные изменения. Скважины способны обводняться, пластовое давление и газовые факторы изменяться. В связи с этим, возникает потребность в проведении скважинных исследований. Наличие достоверной информации об объекте разработки позволяет принять рациональное инженерное решение и способ разработки.

Актуальность данных видов исследований – скважинные исследования дают возможность определить фильтрационные параметры, а также осуществлять прогноз показателей разработки.

При исследовании скважины на установившихся режимах характерно построение индикаторной диаграммы. Индикаторной диаграммой называется результат исследования скважины на установившихся режимах, график, показывающий зависимость дебита от перепада давления.

На каждом из установившихся режимах, включая нулевой измеряют дебит и соответствующее значение забойного давления $P_{\text{заб}}$. По результатам исследования строят график зависимости дебита скважины от забойного давления $P_{\text{заб}}$ или от депрессии ΔP ($P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}$). При построении индикаторных диаграмм принято значения забойных давлений откладывать по оси ординат, а дебит – по оси абсцисс. При этом индикаторные диаграммы добывающих скважин располагаются ниже оси абсцисс, а нагнетательные – выше этой оси. Основные типы индикаторные

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

диаграмм для скважин, эксплуатирующих однопластовые объекты приведены на рис.1.

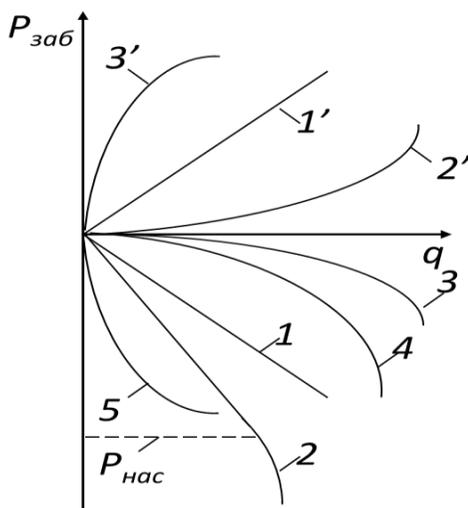


Рис.1 «Характерные типы индикаторных диаграмм для скважин: 1,2,3,4,5 – добывающих; 1', 2', 3' – нагнетательных»

Когда фильтрация подчиняется закону Дарси, а также давление всей области фильтрации выше давления насыщения нефти газом, индикаторная диаграмма имеет вид прямой линии (линия 1). Однако при эксплуатации залежи высоковязкой нефти, $\mu > 30$ мПа·с, в составе которой содержится достаточно большое количество высокомолекулярных компонентов (смолы, асфальтены, парафины), индикаторная диаграмма меняется, и можно наблюдать отклонение от прямолинейности, выпуклость к оси давления (линия 5) [2]. Нужно принимать во внимание, структурно-механические свойства нефти.

Основные параметры, определяемые по индикаторным диаграммам – это коэффициент продуктивности скважин, а также скин-фактор. По мере необходимости могут внедряться методы по восстановлению фильтрационных свойств призабойной зоны пласта с целью снижения скин-фактора – очистки призабойной зоны от кольматанта, кислотные обработки, ГРП и др. В свою очередь, учитывая то, что индикаторной диаграмме определяется важный параметр – коэффициент продуктивности скважин, необходимо учитывать влияние нелинейности при прогнозе эксплуатационных характеристик.

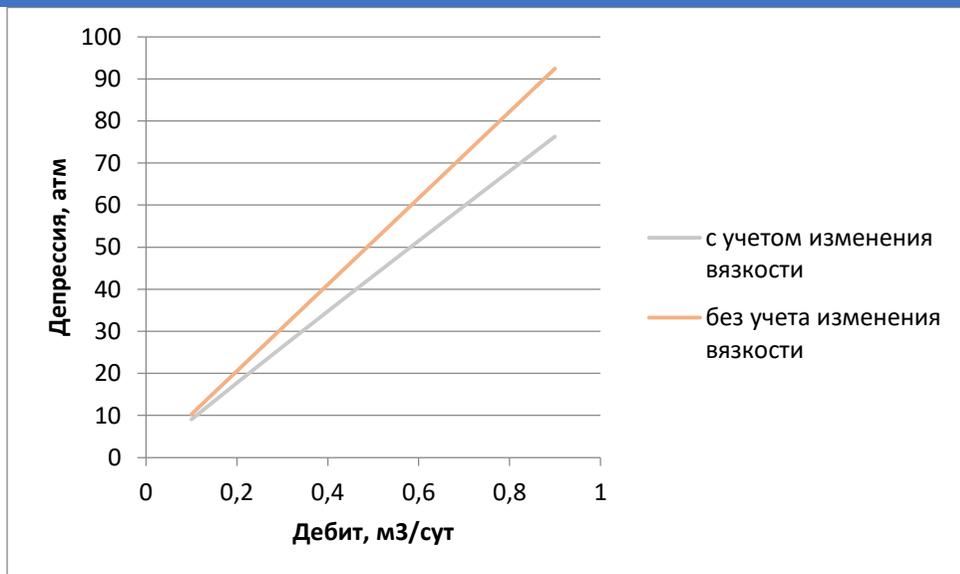


Рис.2 «График зависимости дебита от депрессии с учётом и без учёта изменения вязкости»

На рисунке 2 наблюдается изменение вида индикаторной диаграммы, с учётом и без учёта изменения вязкости. Таким образом, происходит значительное уточнение коэффициента продуктивности [3].

Выводы: учёт структурно-механических свойств высоковязких нефтей позволит скорректировать прогноз параметров работы скважины, сделать его более чётким и достоверным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин. – М.: Изд-во «Макс пресс», 2008. – 476с.
2. Зиновьев А.М. Обоснование режима эксплуатации залежей высоковязкой нефти с использованием модели неньютоновского течения и результатов промыслово-гидродинамических исследований: дис. – Нац. минерально-сырьевой ун-т "Горный", 2013.
3. Ширяев Е.С., Зиновьев А.М., Смирнов Е.А., Булгаков С.А. Уточнение влияния разрушенной структуры нефти при разработке месторождений высоковязкой нефти на параметры эксплуатации //Нефтепромысловое дело. – 2022. – №. 8. – С. 5-8

УДК 662.69

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА «ДОМАНИК» НА ТЕРРИТОРИИ
ВОЛГО – УРАЛЬСКОЙ НГП**

** У.А. Щербакова, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Е.В. Алекина*

** СамГТУ, СамНИПИ, Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru*

Аннотация: авторами в статье проведена оценка эффективности проекта «Доманик» на территории Волго – Уральской НГП на основе существующих и перспективных технологий освоения трудно извлекаемых запасов.

Ключевые слова: запасы углеводородов, доманик, гидроразрыв пласта.

На трудноизвлекаемую нефть (ТРИЗ) в РФ сейчас обращают особое внимание, так как по данным Счетной палаты известных ресурсов обычной нефти хватит примерно на 35 лет [1]. Согласно данным Аналитического центра энергетической политики и безопасности Института проблем нефти и газа РАН и оценкам Международного энергетического агентства уже к 2040 году мировая добыча «обычной» нефти снизится примерно на 5 млн. баррелей в сутки, что составит примерно 10 % от общего предложения [1].

По данным Минэнерго России, на ТРИЗ приходится больше 65 % от общего объема извлекаемых запасов страны. Минэнерго прогнозирует, что к 2035 году её доля в добыче будет составлять 17 % по сравнению с нынешними 7 % [1].

Однако, официального законодательно закрепленного понятия ТРИЗ в РФ до сих пор нет. Поэтому, к ним относят высоковязкую нефть, глубокозалегающую, запасы в низко проницаемых коллекторах, подгазовые месторождения, запасы, удаленные от инфраструктуры, остаточные залежи в выработанных месторождениях и, разумеется, сланцевую нефть, запасы которой в РФ просто огромны (свыше 75 млрд. барр.). ТРИЗ в РФ, в основном, приурочены к баженовской, ачимовской, куонамской и хадумской свите (Бс, Ас, Кс, Хс), а также к доманиковым отложениям (До) (табл.1.).

Таблица 1

Основные ресурсные потенциалы ТРИЗ РФ

Формация	Площадь, млн. км ²	Глубина, км	Мощность, м	Извлекаемые запасы, млрд.т.	Состав	Источник
Бс	0,5 – 1,2	2 - 3	20 - 40	10	ГКК	МПР РФ, 2015 г.
До	> 0,5	1,5 – 3,5	10 - 200	2,5	КК	ПАО НК «Роснефть». Эквинор
Кс	0,4	1 - 4	20 - 70	3	ГК	СНИИГи МС, 2013 г.
Хс	0,15	1 - 5	10 - 80	0,3	ПГ	Wood Mackenzie, 2015 г

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ГКК – глинисто – карбонатно – кремниевый; КК – карбонатно – кремниевый

ГК – глинисто – карбонатный; ПГ – преимущественно глинистый

Основная доля ТРИЗ Доманиковых отложений (российские сланцы) сосредоточена в недрах Самарской и Оренбургской областей (рис.1). Это крайне плотные слабопроницаемые породы, содержащие легкую сланцевую нефть [2].

Залежи доманика в РА плохо изучены. Как правило, эта толща имеет сложное строение, представлена частым чередованием пород разного минерального состава и включает выдержанные интервалы разреза с высоким содержанием углеводородов как в свободном состоянии, так и в матрице породы.



Рис.1. Доманиковые отложения РФ

Даже в оценке ресурсов ТРИЗ доманиковых отложений РФ наблюдается большой разброс. Так, «Газпром нефть» оценивает извлекаемые запасы нефти в 3–6 млрд тонн, «Татнефть» в 5–16 млрд тонн, а «Роснефть» в 3–5 млрд тонн условного топлива. Суммарные ресурсы углеводородов доманика, по данным ВНИГНИ, достигают 409 млрд тонн [2].

Особенностью доманиковых продуктивных отложений является то, что породы, содержащие нефть, одновременно являются нефтепроизводящими, нефтематеринскими, но не являются коллекторами в традиционном понимании.

На территории Волго-Уральской НГП данные отложения распространены в пределах франского, фаменского ярусов верхнего девона и представлены карбонатно-кремнистыми породами со сланцеватой текстурой содержащими органическое вещество от 0,5 до 25 % мас. Поскольку залежи нефти в породах данного типа контролируются не традиционными ловушками, а составом и

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

строением пород, объектом подсчета запасов является лицензионный участок, в пределах которого распространены породы данного типа [3].

Нефть эту извлечь крайне трудно из-за высокой плотности пород, в которых находятся залежи, повышенной неоднородности коллектора и интенсивного обводнения.

Таким образом, традиционные методы тут не работают, а коммерчески выгодной технологии добычи пока не существует. Именно поэтому добыча данного сырья с 2005 года не изменяется и составляет около 300 тыс. тонн в год или менее 1% общей добычи России.

Это связано с отсутствием экономически эффективных отечественных технологий освоения данных залежей, разработкой которых активно занимаются «Газпром нефть», «РИТЭК», «Роснефть» и «Татнефть». Их доля в общей добыче из доманиковых залежей достигает 72 %.

И только при появлении на российском рынке решений, обеспечивающих рентабельную добычу, ее уровень к 2035 году может достигнуть 5–10 млн тонн в год, считает VYGON Consulting [4].

Тем более, что с 1 января 2020 года вступили в силу изменения в закон «О недрах», которые предоставили возможность использовать участки недр в качестве полигонов для разработки технологий изучения, разведки и добычи ТРИЗ, к которым, в частности, относятся доманиковые отложения. Более того, завершится работа по утверждению системы нормативно-правовых актов, регламентирующих их порядок получения и эксплуатации. Основными технологиями для трудноизвлекаемых запасов, в том числе сланцевых углеводородов, являются многостадийный гидроразрыв пласта и бурение горизонтальных скважин, позволяющих наращивать производительность.

Но просто использовать технологии, применяющиеся на том же Баккене в США, не позволяют геологические особенности российского сланца. А значит, нужны новые комбинации, модификации и адаптации методов разведки и добычи [1].

Среднее время разработки технологий в отрасли занимает около десяти лет с нуля до серийного производства. Конечно, сейчас многие наработки уже имеются, но процесс их адаптации и проверки в любом случае не является быстрым. Факторы, осложняющие разработку Доманиковых отложений, приведены в таблице 2.

Для этого и был принят проект Доманик целью которого является разработка технологии геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых (доманиковые отложения) на примере Южно-Неприковского месторождения [3], основу которого составляет многозонный ГРП, как единственный на сегодня способ повышения нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов.

Факторы, осложняющие разработку Доманиковых отложений

Геологические факторы	Технологические факторы	Экономические факторы
Низкая проницаемость пласта Д3dom (~0,1мД) – высокие темпы падения дебита	Высокое газосодержание (~330 м ³ /т) – необходимость временных хранилищ газа	Высокая стоимость сервиса бурения, заканчивания, МГРП
Отсутствие утвержденной методики определения подсчетных параметров для определения запасов	Высокое содержание сероводорода в ПНГ (5 – 7 % об), высокая коррозионная активность, необходимость очистки	Отсутствие оптимального уровня налогообложения
Отсутствие утвержденной методики стратификации доманиковых отложений с выделением пород с ТРИЗ	Высокие требования к уровню развития технологий бурения, заканчивания, МГРП. Зависимость от зарубежных технологий	Отрицательная экономическая эффективность при разработке верхнего доманика
Отсутствие надежных методик ГДИ и прогнозирования показателей	Потребность в большом объеме воды в период ГРП (до 3600 м ³ /сут)	Рост цен на воду.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Каргина Е.*, Нефть с трудным характером. Энергетическая политика. — 2020. — № 8 (150). — С. 84-95
2. *Преснякова О.В.* Сланцевая нефть доманикитов – что это? / Преснякова О.В. // Труды молодежной науч.-практ. конф. «ТатНИПИнефть», 2014. – С. 1–11
3. Технический проект на разработку технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых Южно-Неприковского нефтяного месторождения, Самара, 2022 г.
4. *Арутюнов Т.В., Савенок О.В.* Состояние, тенденции и перспективы выработки запасов углеводородов из сланцевых отложений / Арутюнов Т.В. Савенок О.В. // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 3. – С.19–34.

УДК 662.69

**АНАЛИЗ РАБОТЫ СИСТЕМЫ СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН НА
ЗАПАДНО – ХОСЕДАЮКСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

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

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

Аннотация: авторами в статье проанализирована работа системы сбора продукции скважин на Западно – Хоседаюкском месторождении. Намечены пути её совершенствования.

Ключевые слова: запасы углеводородов, система сбора, анализ работы.

Западно-Хоседаюское нефтяное месторождение расположено в Ямало-Ненецком автономном округе в 230 км восточнее административного центра г.Нарьян-Мар [2]. Принципиальная схема сбора продукции скважин, включающая 12 кустовых площадок, 7 одиночных скважин, УПСВ – 3 и трубопровод на ЦПС «Северо - Хоседаюкский» приведена на рисунке 1 [3].

На месторождении принята напорная герметизированная система сбора нефти в соответствии с РД 39-0148311-605-86 «Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов» [1]. Система сбора выполнена по коллекторно-лучевой схеме.

Подобное решение обеспечивает:

- замер продукции по каждой скважине;
- однотрубный транспорт нефтегазовой смеси до АГЗУ и УПСВ-3;
- надежность эксплуатации промысловых трубопроводов;
- полную герметизацию процессов;
- максимальное использование природных ресурсов;
- охрану окружающей природной среды;
- максимальную централизацию объектов обустройства на месторождении.

Способом добычи нефти на месторождении на период полной эксплуатации является механизированный способ с использованием электроцентробежных насосов (ЭЦН) производительностью 125-250 м³/сут и напором 1800-2500 м.

Продукция скважин на кустах по выкидным линиям поступает на стационарные АГЗУ, где поочередно замеряется дебит каждой скважины. Дебит одиночных скважин периодически замеряется передвижной замерной установкой. Диапазон дебитов скважин на кустах Западно-Хоседаюского месторождения – 36÷168 т/сут. После замера дебита продукция скважин Западно-Хоседаюского месторождения по нефтесборным трубопроводам подается на УПСВ-3, где подвергается разгазированию на первой ступени сепарации, подогреву и предварительному сбросу воды до 5 – 10 % и далее по двум отдельным трубопроводам (нефть и газ) поступает на ЦПС «Северо-Хоседаюкский». Нефть откачивается насосами ДНС, а газ движется под собственным давлением.

Сбор продукции скважин на УПСВ-3 осуществляется от группы следующих месторождений:

- Западно-Хоседаюское месторождение;
- Сихорейское месторождение;
- Восточно-Сихорейское месторождение;
- Северо-Сихорейское месторождение;
- Пюсейское месторождение;
- Северо-Ошкотынское месторождение;
- Сюрхаратинское месторождение;
- Южно-Сюрхаратинское месторождение;

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Урернырдское месторождение;
- Восточно-Янемдейское месторождение.

Принципиальная схема системы сбора и транспорта продукции скважин с группы месторождений до УПСВ-3 представлена на рисунке 2.

Разгазированная и частично обезвоженная вода – нефтяная эмульсия с температурой + 50 °С после УПСВ-3 с помощью насосной внешнего транспорта (ДНС) через узел оперативного учета направляется на ЦПС, а ПНГ частично используется на собственные нужды, направляясь, в основном, на ЦПС.

В 2015 году установка была подвергнута реконструкции в связи с возросшими объемами поступающей продукции с новых введенных в эксплуатацию кустов скважин. Однако, реконструкция не затронула сборные трубопроводы, идущие от месторождений, не смотря на существенно изменившиеся объёмы перекачки.

Поэтому, представляло интерес проанализировать их возможности в новых условиях на 2023 год с помощью программного обеспечения Aspen HYSYS V 10 [4 - 6], с использованием дополнительного модуля PIPESYS.

Результаты гидравлического расчета представлены в таблице 1.

Выводы.

Диаметры выкидных и нефтесборных трубопроводов были определены в диапазоне DN100-DN300. Диаметр трубопровода для транспорта нефти от УПСВ-3 до ЦПС принят DN 300, диаметр трубопровода для транспорта газа от УПСВ-3 до ЦПС принят DN 400.

Давление нефтегазовой смеси на входе на УПСВ-3 определяется давлением выделяемого газа, которое необходимо обеспечить, чтобы газ от УПСВ-3 под собственным давлением доходил до ЦПС.

Скорости нефтегазовой смеси малы и вследствие этого наблюдается в основном пробковый режим. При малых скоростях нефтегазовой смеси в трубопроводах в пониженных местах трассы может наблюдаться явление локальной коррозии металла. Для борьбы с коррозией рекомендуется применение ингибитора коррозии.

Давления на устьях скважин месторождений, поступающих на УПСВ-3, не превышают расчетное давление системы сбора 4 МПа (изб), за исключением участка системы сбора от МФНС «Северо-Ошкотынского месторождения», где даже при использовании лупинга наблюдается превышение расчетного давления трубопроводов. Таким образом, для снижения давления на выходе МФНС «Северо-Ошкотынского месторождения» рекомендуется снизить добычу для расчетного периода или увеличить длину лупинга от Куста 2 Сихорейского месторождения до УПСВ-3.

Вариант с удлинением лупинга не является эффективным, поскольку узким местом в системе является участок подхода к УПСВ-3, где наблюдается значительное увеличение давлений при заданных расходах. С целью минимизации капитальных затрат на расширение инфраструктуры предлагается перераспределение добычи по годам.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1

Распределение добычи продукции скважин по кустам месторождений на 2023 г.

Куст/ скважина	Жидкость, м ³ /год	Нефть, м ³ /год	Газ, м ³ /год
Западно-Хоседаюское месторождение			
K1	381599	68244	3314451
K2	114016	69178	3503642
K3	364702	54797	2667750
K4	423456	188073	9528134
K5	443412	231344	11640648
K6	345612	91025	4717099
K7	385185	81959	4209487
K8	506499	79358	4058349
K9	98806	24963	1198823
K10	470409	105783	4892124
K11	180550	47773	2282489
42 скв.	80028	28968	1486408
Восточно-Янемдейское месторождение			
K1	654589	140508,	7587455
2 скв.	60410	21491	1160544
Северо-Ошкотыгское месторождение			
K1	703567	120259	7866052
K2	130432	119740	7973947
Сихорейское месторождение			
K1	222000	148000	12580000
Восточно-Сихорейское месторождение			
K2	178000	87000	4176000
Северо-Сихорейское месторождение			
K1	332000	99000	4653000
Урернырдское месторождение			
30 скв.	26000	7000	259000
Южно-Сюрхаратинское месторождение			
K1	212215	70892	3909290
K2	133784	47107	2698709
Сюрхаратинское месторождение			
K1	170393	88266	2097246
K2	163917	91728	3454613
1 скв.	56689	33005	838139

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

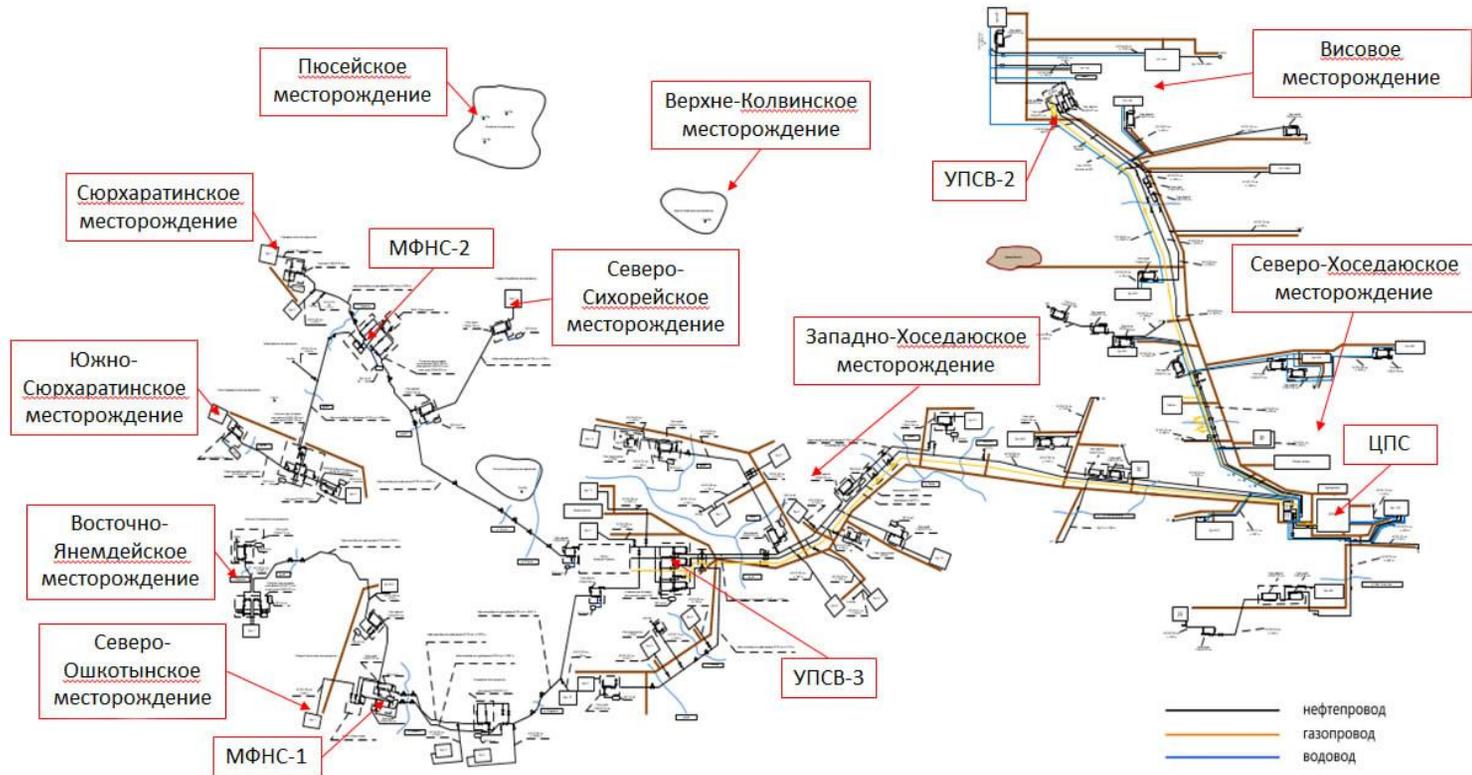


Рис. 2. Принципиальная схема системы сбора и транспорта продукции скважин с группы месторождений

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для достижения давлений в заданных пределах, необходимо уменьшить объемы добычи жидкости в 2023 году, с переносом данного объема на последующие годы. Продукция со скважин Пюсейского и Верхне-Колвинского месторождений с помощью автобойлера поступает на УПСВ-3.

Добываемая нефть с данных месторождений обладает высокой температурой застывания (от плюс 1 °С до плюс 14 °С) и высокой температурой насыщения нефти парафином (у пластового флюида температура насыщения составляет 26,6 °С). При температурах нефтегазовой смеси ниже температуры насыщения нефти парафином в трубопроводе будут образовываться твердые парафины, которые могут оседать на поверхности трубопровода, тем самым уменьшая его пропускную способность. Во избежание этого явления рекомендуется использовать теплоизоляцию, применение АСПО.

Кроме того, при останове процесса добычи и транспорта нефтегазовой смеси из скважин при остывании НГС во избежание образования парафиновых пробок рекомендуется освобождать трубопроводы (дренировать).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД 39-0148311-605-86 «Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов»
2. «Дополнение к технологической схеме разработки Западно-Хоседаюского месторождения», ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО», 2016 г.
3. «Технологический регламент на эксплуатацию УПСВ-3 месторождения Западно Хоседаю», АО «Гипрвостокнефть», 2015 г.
4. Кузнецов О.А. Основы работы в программе Aspen HYSYS / О.А. Кузнецов. – М. – Берлин: Директ-Медиа, 2015. – 153 с.
5. Лисицын Н.В., Федоров В.И. Разработка моделей аппаратов химической технологии в системе компьютерного моделирования HYSYS: Учебное пособие. СПб, СПбГТИ (ТУ), 2005. – 30 с.
6. Коновалов В.В. Применение программного обеспечения Aspen HYSYS для расчетов системы сбора и подготовки скважинной продукции: учебно-методическое пособие / В.В. Коновалов, А.В. Алекина. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – 132 с.

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ОТСТОЯ ВОДЫ НА УПСВ-3 ЗАПАДНО – ХОСЕДАЮКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

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

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

Аннотация: в статье авторами предложена технология интенсификации отстоя воды на УПСВ-3 Западно – Хоседаюкского месторождения путем установки в отстойниках коалесцирующих элементов.

Ключевые слова: УПСВ, отстой, коалесценция

УПСВ-3 3 – Хоседаюкского месторождения предназначена для приема продукции, поступающей с группы месторождений, ее обезвоживания, подогрева, сепарации и транспортировки на ЦПС (рис.1.) [1].

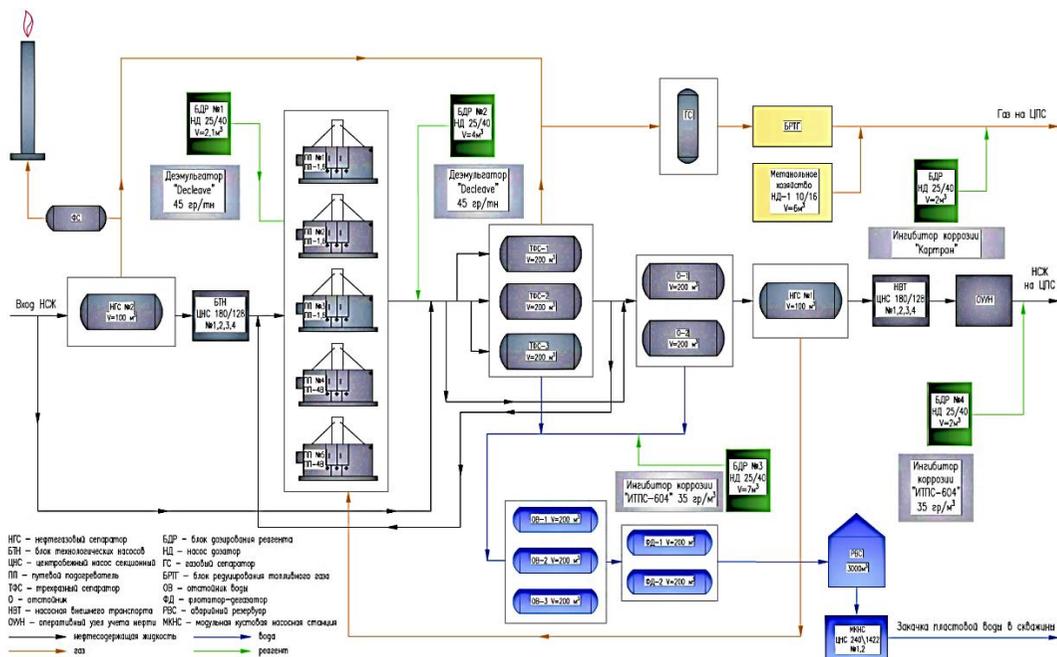


Рис.1. Принципиальная схема УПСВ-3

Водонефтегазовая смесь с группы месторождений поступает в нефтеегазовый сепаратор 31-Р-НГС-2 объемом 100м³, работающий под давлением 0,69 МПа (изб). Нефть направляется на блок технологической насосной БТН, откуда насосами 31-Р-Н-3-1,2,3,4 подается на путьевые подогреватели нефти с промежуточным теплоносителем (ДЭГ): 31-Р-ПП-1-1,2,3 и 31-Р-ПП-1-4,5, где нагревается до температуры плюс 50 °С.

Перед поступлением в путьевые подогреватели в эмульсию подается деэмульгатор типа Decleave R 1811-3 (дозировка 45 г/т нефти) насосом блока дозирования реагента.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Обработанная деэмульгатором смесь поступает в три параллельно работающих трехфазных сепаратора 31-Р-ТФС-1-1/2/3 объемом $V=200 \text{ м}^3$, с $P_{\text{расч}}=1,6 \text{ МПа}$. Сброс воды с трехфазных сепараторов производится на установку подготовки пластовой воды (УППВ).

Газ из ТФС используется в качестве топлива путевых подогревателей.

Нагретая и обезвоженная до 20% масс нефтяная эмульсия поступает в два отстойника 31-Р-О-1-1,2 объемом $V=200 \text{ м}^3$, $P_{\text{расч}}=1,6 \text{ МПа}$, где производится сброс пластовой воды до 10% масс. Обезвоженная до 10% масс нагретая нефтяная эмульсия поступает в буферную емкость 31-Р-НГС-1 объемом 100 м^3 , работающую под давлением 0,69 МПа (изб). После 31-Р-НГС-1 жидкость поступает в насосную внешнего транспорта для подачи нефти в нефтепровод от УПСВ до ЦПС. После насосной внешнего транспорта поступает на оперативный узел учета нефти ОУУН. После оперативного узла учета нефти ОУУН нефтяная эмульсия по напорному нефтепроводу направляется на ЦПС.

На УПСВ-3 принята схема очистки пластовых вод, включающая две ступени - напорное отстаивание и флотацию, совмещённую с дегазацией.

В результате эксплуатации установки выяснилось, что она не справляется с качественным обезвоживанием нефти из-за изменившихся свойств поступающей на нее продукции и резко выросшей обводненности.

На сегодняшний день наиболее эффективным способом интенсификации процесса разделения эмульсии является влияние на условия слияния (укрупнения) капель дисперсной фазы. Для данной цели используются так называемые коалесценторы и осадители. Принцип их действия основывается на том, что на поверхности устройства осаждаются мелкие капли взвешенной среды и, сливаясь в более крупные капли, опускаются в низ аппарата.

По результатам специальных испытаний на стендах [3,4] была подтверждена эффективность данных устройств. В качестве коалесцирующих элементов использовались кольца Рашига, кольца Палля и пакет сеток. Проведенные испытания показали, что более глубокое обезвоживание происходит при оснащении стенда осадительным устройством. Далее по эффективности идут коалесцеры, оснащенные кольцами Палля или пакетом сеток.

Оснащение пилотного стенда одновременно коалесцером и осадителем позволило стабильно обезвоживать продукцию скважин до остаточного содержания воды не более 1,0 % и сократить необходимое время отстаивания [32].

Большое влияние на эффективность работы коалесценторов оказывает выбор материала сетки, который должен хорошо смачиваться распределенной фазой. Также огромное влияние на эффективность отстаивания с использованием коалесценторов оказывает геометрия пластин, установленных в корпусе.

В зависимости от геометрии гофрированных пластин и расстояния между ними было отмечено три режима течения сплошной и дисперсной фаз. [2]

Первый вид режима – без образования застойных и вихревых зон. Капли дисперсной фазы при малых скоростях ($W = 0,008 \text{ м/с}$) потока дисперсионной среды, практически целиком задерживаются во впадинах коалесцера и стекают вниз. При этом эффективность сепарации крупных и мелких капель (от 50 до 500 мкм) стремится к 100%.

Второй вид режима возникает при средних скоростях потока ($W = 0,08 \text{ м/с}$) капли дисперсной фазы начинают частично увлекаться потоком. Степень сепарации

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

крупных капель ($d=500$ мкм) получается около 60–80%, мелких капель ($d=50$ мкм) выходит в районе 40–60%. При этом скорость осаждения выходит существенно ниже рассчитанной по уравнению Стокса. [3]

Третий вид режима – с образованием застойных и вихревых зон во впадинах гофрированных пластин коалесцентора. В этом случае в широком (0,008–0,08 м/с) диапазоне скоростей потока капли, осевшие на поверхность коалесцентора, не увлекаются потоком, а полностью сепарируются. Эффективность сепарации крупных капель ($d \geq 500$ мкм) сбудет составлять около 100%, а мелких ($d < 50$ мкм) — 30–50%.

Так же может проявиться режим с образованием вихревых зон с большим коэффициентом обмена импульсом с активной частью потока. В этом случае и крупные, и мелкие капли увлекаются вихрями с поверхности коалесценторов и переносятся дальше. При этом эффективность сепарации падает – для крупных капель она составляет 93–99%, а для мелких всего 2–3%.

На рис. 2 приведены зависимости эффективности сепарации капель воды от скорости потока сплошной фазы при разных углах наклона пластин в пакете. [2]

Можно заметить, что с увеличением угла наклона пластин в пакете коалесцирующих вставок эффективность сепарации при одинаковых условиях (например, при одинаковом расстоянии между пластинами) довольно резко снижается. Основной причиной этого является увеличение углом наклона пластин пути осаждения капель.

По точно такой же причине при увеличении расстояния между пластинами резко снижается эффективность сепарации. Еще большее снижение интенсивности сепарации капель происходит при уменьшении их диаметра.

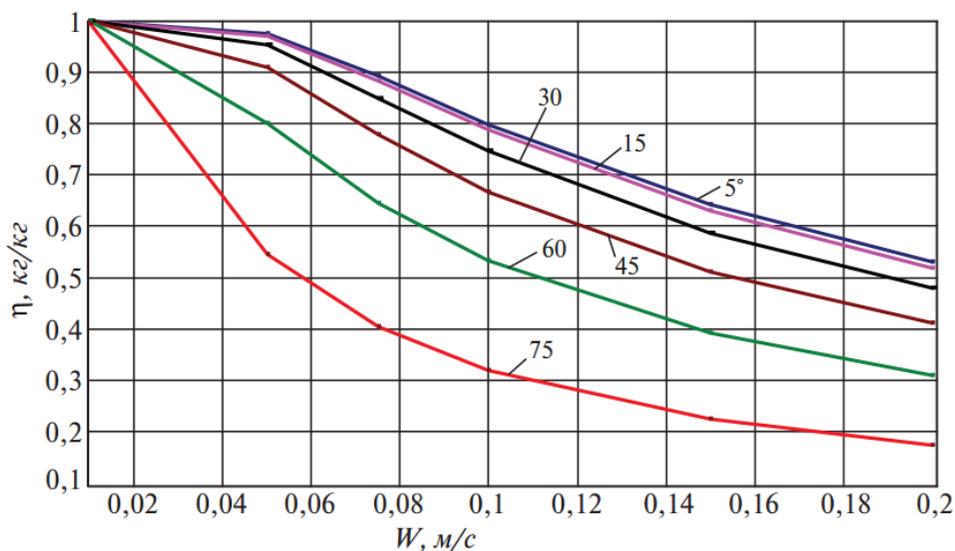


Рис. 2. Зависимость эффективности η сепарации капель от скорости W потока сплошной фазы при разных углах наклона гофрированных пластин в пакете интенсифицирующей насадки

Для УПСВ-3 были предложены три варианта реконструкции ТФС (рис.3).

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для модернизации работы аппаратов на УПСВ-3 предлагается применение блока насадок от НПП «Контэкс» [5], который может быть выполнен отдельно и быть вмонтированным в уже существующий аппарат. Данный блок выполнен из пакета размещенных по высоте корпуса параллельных гофрированных пластин из специального материала, смачиваемого дисперсной фазой.

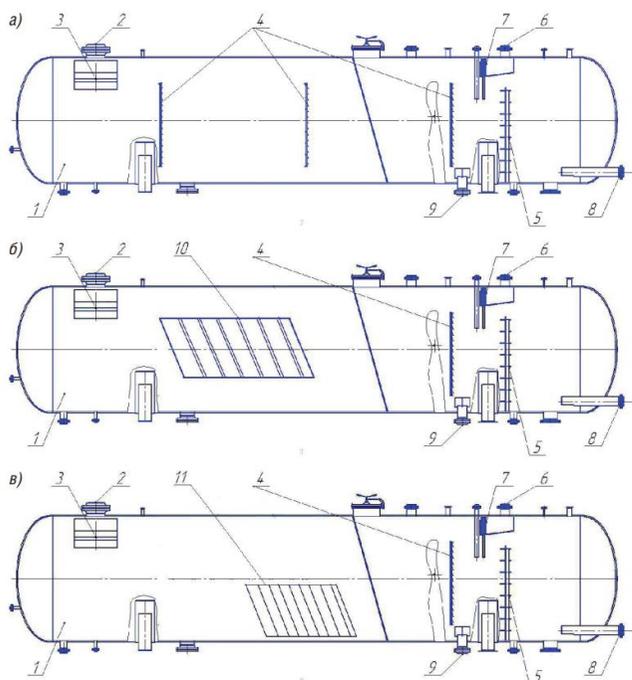


Рис.3. Принципиальные конструкции реконструированных трехфазных сепараторов

1-корпус, 2- ввод продукции, 3- устройство приема газожидкостной смеси, 4- устройства распределения и гидродинамической коалесценции, 5- переливная перегородка, 6- вывод газа, 7- устройство улавливания капельной жидкости, 8- вывод нефти, 9- вывод воды, 10- насадка, 11- коалесцирующий пакет

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Технологический регламент на эксплуатацию УПСВ-3 месторождения Западное Хоседаю», АО «Гипровостокнефть», 2015 г.
2. Чекменёв В.Г., Лебедев Ю.Н., Клочков И.Н. Анализ работы пластинчатых коалесцеров для трехфазных сепараторов (график в тех) / «Химия и технология топлив и масел» – 2010г. – С. 33-37
3. Мухамадеев Р.У., Вольцов А.А. Оценка эффективности интенсифицирующих устройств для процесса подготовки тяжелых нефтей / «Наука в нефтяной и газовой промышленности» – 2011г. – С. 16-19
4. Судыкин С.Н., Исследование процесса обезвоживания сверхвязких нефтей с применением интенсифицирующих устройств / Судыкин С.Н., Губайдулин Ф.Р., Космачёва Т.Ф., Крюков В.А., Вольцов А.А. // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. - М.: ВНИИОЭНГ, 2010. - С. 274-280.

5. Патент RU 206 542 U1 Российская Федерация МПК В01D 17/028, В01D 21/02, С02F 1/40. СПК В01D 17/02, В01D 21/02, С02F 1/40. Аппарат глубокой очистки воды/ Алфимов М. Г., Родионова Ю. М. (РФ). -№ 2020140147; Заявл. 05.10.2010; Оpubл. 20.12.2011.

УДК 662.69

ПОДБОР ЭФФЕКТИВНОГО ДЕЭМУЛЬГАТОРА ДЛЯ ОТСТОЯ ВОДЫ НА УПСВ-3 ЗАПАДНО – ХОСЕДАЮКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

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

Аннотация: в статье авторами предложен эффективный деэмульгатор для отстоя воды на УПСВ-3 Западно – Хоседаюкского месторождения.

Ключевые слова: деэмульгатор, отстой воды, месторождение

УПСВ-3 Западно – Хоседаюкского месторождения предназначена для приема продукции, поступающей с группы месторождений, ее обезвоживания, подогрева, сепарации и транспортировки на ЦПС (рис.1.) [1].

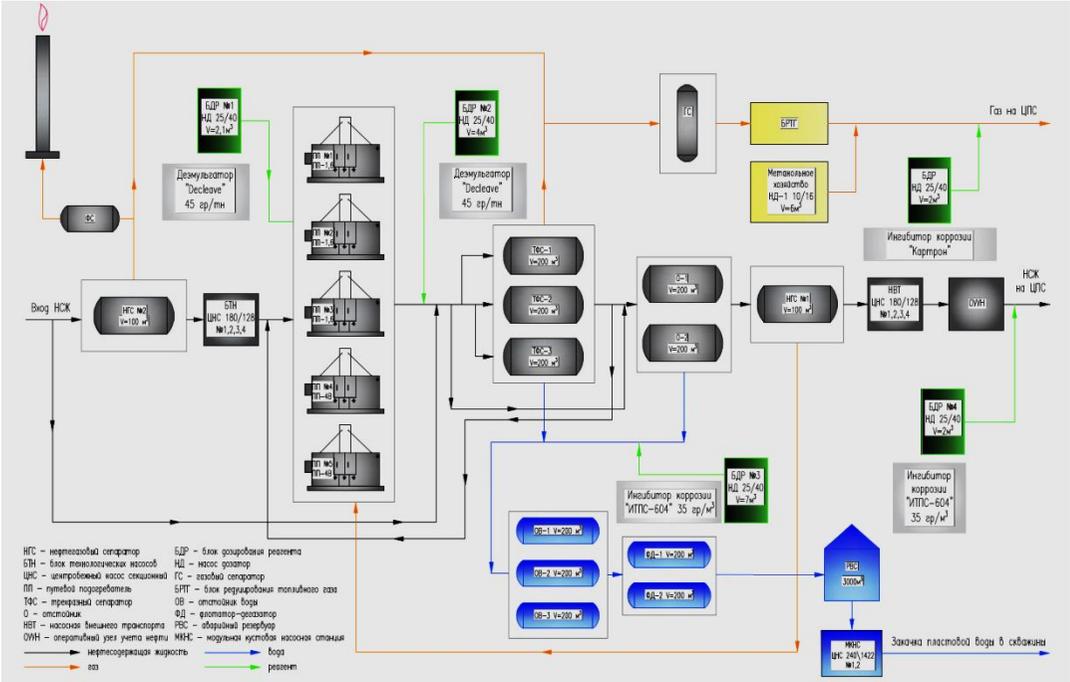


Рис.1. Принципиальная схема УПСВ – 3

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Однако, при её эксплуатации было установлено, что ни один из применявшихся деэмульгаторов при рекомендованных дозировках не способен снизить обводненность продукции ниже 10 % об.

Для достижения более высоких показателей приходится резко увеличивать дозировку реагентов, что при их стоимости порядка 6 – 8 тыс. \$/т, весьма затратно.

Поэтому представляло интерес попытаться подобрать наиболее эффективный деэмульгатор, желательно без существенного изменения действующего регламента.

Для этого был произведен выбор наиболее эффективного деэмульгатора по результатам лабораторных исследований [48] и опытно-промышленных испытаний (ОПИ) [49].

Выбор реагента осуществлялся с помощью рекомендаций «BottleTest», согласно измененным методическим указаниям (МТ РД-07.3-01) АО «Зарубежнефть» [50].

Метод предназначен для разработки деэмульгирующих композиций, сравнения эффективности действия деэмульгаторов (и/или их композиций) при разрушении ими как естественных водонефтяных эмульсий, образующихся при добыче нефти, так и искусственных водонефтяных эмульсий.

Данный метод может применяться также при исследовании эмульсионных свойств малообводнённых нефтей месторождений и/или отдельных пластов, обладающих различными физико-химическими свойствами.

Метод позволяет быстро и достоверно оценить эффективность разрушения эмульсий деэмульгаторами по следующим показателям:

- динамика выделения воды из эмульсии в свободную фазу (динамика разрушения эмульсии);
- качество выделяющейся воды;
- качество раздела фаз нефть-вода (присутствие или отсутствие на границе раздела фаз промежуточного слоя – остаточной неразрушенной эмульсии);
- остаточное содержание воды в отстоявшейся нефти;
- агрегативное состояние остаточной воды в нефти.

Нефтяная эмульсия отбирается таким образом, чтобы в ней не присутствовал деэмульгатор, закачиваемый на объекте. Эмульсия разливается в необходимое количество ёмкостей по 100 мл в каждую. В каждой серии опытов при выбранных режимах исследуются не только испытываемые деэмульгаторы, но и также базовый деэмульгатор. В каждую серию опытов включается также и «холостая проба» - это ёмкость с эмульсией, в которую не дозируется никакой реагент [50]. Далее ёмкости встряхиваются на лабораторном шейкере для распределения деэмульгатора в объеме нефтяной эмульсии и хорошего перемешивания. Через заранее выбранные промежутки времени регистрируется количество отделяемой воды. Также регистрируется вид границы раздела фаз и качество отделяемой воды. Остаточное содержание воды определяется по методу Дина-Старка.

Результаты проведенных лабораторных исследований показали что, наиболее эффективным реагентом-деэмульгатором, из 15 испытанных, в концентрации $C = 45$ г/т, $C = 49,5$ г/т (при 57°C) и $C = 52$ г/т (при 58°C) для УПСВ-3 являются реагенты марок Decleave, Сондем и СНПХ, показавшие технологическую эффективность.

По результатам лабораторных испытаний [50] был сделан анализ и были определены наиболее эффективные деэмульгаторы, рекомендованные к проведению опытно-промысловых испытаний (ОПИ) на УПСВ.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ОПИ были проведены при объемной доле воды в продукции 44% и дозировке деэмульгаторов 48 г/т, результаты представлены в таблице 1.

По полученным результатам предлагается выбрать реагент марки «Сондем», который показал лучшие результаты в ходе опытно промышленных исследований из предложенных в ходе лабораторных исследований деэмульгаторов.

Сондем-4301 марка С — это деэмульгатор нефтяных эмульсий при промышленной подготовке нефти. Данный реагент представляет собой композицию катионоактивных, анионоактивных и неионогенных поверхностно-активных веществ в спиртовых и органических растворителях.

Он обладает достаточно высокой деэмульгирующей способностью, эффективностью разрушения тяжелых, высоковязких нефтяных промышленных эмульсий (тип "вода в масле" и "масло в воде") с достижением высокой степени обезвоживания и обессоливания, вплоть до степени получения товарной нефти, при относительно малых расходах (15-30 г/м³).

Таблица 1

Результаты анализа пробы с УПСВ-3

Температура проведения испытания, °С	Время проведения испытания, мин	Наименование деэмульгатора		
		Decleave	Сондем	СНПХ
		Объемная доля отделенной воды, %	Объемная доля отделенной воды, %	Объемная доля отделенной воды, %
35,0	40	0,0	8,0	9,0
	50	5,0	12,0	12,0
	60	6,0	14,0	15,0
40,0	40	9,0	19,0	12,0
	50	12,0	23,0	16,0
	60	14,0	26,0	16,0
45,0	40	12,0	19,0	22,0
	50	14,0	27,0	23,0
	60	20,0	28,0	24,0
50,0	40	18,0	27,0	20,0
	50	20,0	28,0	21,0
	60	28,0	31,0	23,0
55,0	40	15,0	21,0	23,0
	50	17,0	27,0	24,0
	60	23,0	30,0	24,0
60,0	40	22,0	31,0	13,0
	50	24,0	32,0	15,0
	60	25,0	33,0	15,0

По полученным результатам предлагается выбрать реагент марки «Сондем», который показал лучшие результаты в ходе опытно промышленных исследований из предложенных в ходе лабораторных исследований деэмульгаторов.

Сондем-4301 марка С — это деэмульгатор нефтяных эмульсий при промышленной подготовке нефти. Данный реагент представляет собой композицию катионоактивных, анионоактивных и неионогенных поверхностно-активных веществ в спиртовых и органических растворителях.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Он обладает достаточно высокой деэмульгирующей способностью, эффективностью разрушения тяжелых, высоковязких нефтяных промышленных эмульсий (тип "вода в масле" и "масло в воде") с достижением высокой степени обезвоживания и обессоливания, вплоть до степени получения товарной нефти, при относительно малых расходах (15-30 г/м³).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Технологический регламент на эксплуатацию УПСВ-3 месторождения Западно Хоседаю», АО «Гипрвостокнефть», 2015 г.
2. Протокол результатов анализа проб №1202 УПСВ-3, ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО», 2020 г.
3. МТ РД-07.3-01, Методические указания о порядке проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний ХР для применения в процессах добычи, подготовки и транспорта нефти и газа и формировании программы химизации, АО «Зарубежнефть» (ред. 1.01).

УДК 662.69

АНАЛИЗ РАБОТЫ ЁМКОСТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА УПСВ-3 ЗАПАДНО – ХОСЕДАЮКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

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

Аннотация: в статье авторами проанализирована работа ёмкостного оборудования на УПСВ-3 Западно – Хоседаюкского месторождения. Выявлены причины несоответствия фактических показателей эксплуатации технологическому регламенту.

Ключевые слова: ёмкостное оборудование, пропускная способность, месторождение.

УПСВ-3 Западно – Хоседаюкского месторождения предназначена для приема продукции, поступающей с группы месторождений, ее обезвоживания, подогрева, сепарации и транспортировки на ЦПС [1].

В процессе эксплуатации УПСВ-3 было выявлено, что установка не справляется со сбросом воды до необходимых значений. По информации эксплуатирующей компании обводненность продукции на выходе с установки составляет около 12-13%, что незначительно превышает установленное регламентом [1] значение в 5-10%.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

С целью выявления причин данной проблемы, а также выбора вариантов ее решения был проведен расчет и сделан анализ оборудования УПСВ-3 по максимальной пропускной способности жидкости на 2023 год добычи.

В соответствии эксплуатирующей организации по технологическому процессу на УПСВ-3 давление и температура смеси на входе составляют:

- а) 2015 г (макс. кол-во работающих скважин) – P=1,412 МПа (изб.), T=17 °С;
- б) 2023 г. (максимальная добыча нефти) - P=1,233 МПа (изб.), T=19 °С.
- в) 2043 г. (максимальная добыча жидкости) - P=1,054 МПа (изб.), T=35,5 °С.

В таблице 1 приведены количества поступления сырья на УПСВ-3 в 2023 году.

Таблица 1

Производительность сырья на УПСВ-3 в 2023 году

Наименование сырья	м ³ /ч	кг/ч	млн.т/год
Нефть	231	211364	1,85
Вода	543	610443	4,242
Газ	1813	14194	1,23
Жидкость	787	836003	7,32

В таблице 2 приведено сопоставление фактической (на 2023 год) и проектной загрузки УПСВ-3. Установка не является перегруженной по состоянию на прогнозный 2023 год.

Таблица 2

Производительность установки на 2023 год

	Проект, тыс.т/год	Факт, тыс.т/год
Жидкость	8082,6	7320
Нефть	2756,48	1850

Плотность сырья, поступающего на УПСВ-3, принята средняя по всем кустам месторождений (кг/м³):

- нефть – 912,98;
- пластовая вода – 1124,24;
- жидкость (эмульсия) – 1067,35.

Расчет материального баланса был произведен с использованием лицензионной программы Aspen HYSYS V10. Результаты расчета представлены в таблице 3.

Расчет сепарационных аппаратов производился по фактическому объему и времени пребывания жидкости в этих аппаратах по методике из РД 39-0004-90

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

«Руководство по проектированию и эксплуатации сепарационных узлов нефтяных месторождений, выбору и компоновке сепарационного оборудования» [2]. Коэффициент заполнения аппаратов жидкостью и время пребывания приняты согласно РД 39-0004-90 [2] и представлены в таблице 4.

Расчет аппаратов по материальному балансу потоков выявил недостаточную пропускную способность входных сооружений НГС и последующих путевых подогревателей.

Фактическая мощность входного НГС составляет 100 м^3 . Объем поступающей жидкости на вход в 2023 г составляет $787 \text{ м}^3/\text{ч}$. Для приема такого объема жидкости при условии заполнения аппарата на 0,5, время пребывания будет составлять 3,8 минуты, что снижает эффективность сепарации и не соответствует нормам.

Нефть, поступающая на УПСВ-3 имеет плотность более 890 кг/м^3 и кинематическую вязкость более $45 \text{ мм}^2/\text{с}$, следовательно, относится к «тяжелой» нефти. Рекомендуемое время пребывания в газонефтяных сепараторах для тяжелой нефти, согласно рекомендациям РД 39-0004-90 [45], составляет от 10 до 30 минут.

Обводненность нефтяной эмульсии более 30%. При водосодержании агрегативно-устойчивых эмульсий более 30% время пребывания для тяжелой нефти должно быть увеличено в 2 раза.

Объем поступающей жидкости в НГС при времени пребывания 15 минут составил 393 м^3 .

Объем поступающей жидкости в НГС при времени пребывания 10 минут составил 262 м^3 .

Таким образом, расчет показал, что для приема такого объема жидкости при условии заполнения аппаратов на 0,5, и времени пребывания 15 минут необходимо дополнительно 300 м^3 объема аппаратов для входной нефтегазовой сепарации. При времени пребывания 10 минут требуется 200 м^3 дополнительного объема аппаратов.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 3

Материальный баланс УПСВ-3 Западно-Хоседаюского месторождения

Название материального потока	Нефтегазовая смесь в НГС	Газ из НГС после рег. клапана	Нефть от НГС на НВП	Нефть на входе в печь	Газ из ТФС после рег. клапана	Нефть от ТФС на отстойник	Вода из ТФС	Нефть из отстойника	Вода из отстойника	Газ на входе в ГС	Газ на внешний транспорт	Нефть на внешний транспорт	
Давление, МПа (изб)	0,744	0,634	0,694	1,285	0,634	0,521	0,03	0,423	0,386	0,634	0,432	3,8	
Температура, °С	19,0	18,9	19,0	19,1	55	55	55	54,5	54,5	18,9	19,1	53,9	
Суммарный поток	Количество, кг/час	836003	198,6	835769,4	835769,4	14466,2	821303,2	500998	236008,0	84798,3	14699,8	14036,1	236008,0
	Плотность, кг/м ³	1067,3	7,1	1014,8	1015,3	6,7	967,7	984,5	969,9	988,6	6,7	4,9	978,6
Газ	Количество, кг/час	14194	195,9	13998,1	13998,1	14441,4	230,9	-	230,9	-	14672,3	14010,5	-
	Плотность, кг/м ³	7,8	7,1	7,6	7,6	6,7	7,1	-	6,9	-	6,7	4,9	-
Вода	Количество, кг/час	610443	2,7	610440,3	610440,3	24,8	109540,6	500899,7	24780,8	84759,8	27,5	25,6	24780,8
	Плотность, кг/м ³	1124,2	1005	1121,9	1121,9	988,6	984,9	984,5	984,5	984,5	984,5	996,4	984,8
Нефть	Количество, кг/час	211364	-	211364	211364	-	211265,7	98,3	211227,2	38,5	-	-	211227,2
	Плотность, кг/м ³	913,0	-	910,9	911,7	-	882,4	890,1	890,1	890,1	-	-	892,4

Коэффициенты заполнения аппаратов жидкостью и время пребывания

Наименование аппарата	Коэффициент заполнения	Время пребывания, мин
НГС	0,5	15
НГСВ	0,75	30
Отстойник	1	30-60

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Технологический регламент на эксплуатацию УПСВ-3 месторождения Западно Хоседаю», АО «Гипровостокнефть», 2015 г.
2. РД 39-0004-90 «Руководство по проектированию и эксплуатации сепарационных узлов нефтяных месторождений, выбору и компоновке сепарационного оборудования»

УДК 662.69

АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ УПСВ-3 ЗАПАДНО – ХОСЕДАЮКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

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

Аннотация: авторами проанализирована экономическая эффективность возможных вариантов реконструкции УПСВ-3 Западно – Хоседаюкского месторождения.

Ключевые слова: экономическая эффективность, УПСВ, реконструкция.

Эффективность любого нефтегазодобывающего предприятия определяется удачной реализацией технологических процессов, происходящих на имеющихся установках. При этом, особое внимание следует уделить наиболее затратным процессам промышленной деэмульсации, которые, в свою очередь, являются определяющими в формировании качества товарного продукта.

На Западно – Хоседаюкском месторождении подобные процессы осуществляются на УПСВ – 3.

УПСВ-3 3 – Хоседаюкского месторождения предназначена для приема продукции, поступающей с группы месторождений, ее обезвоживания, подогрева, сепарации и транспортировки на ЦПС [1].

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В результате эксплуатации установки выяснилось, что она не справляется с качественным обезвоживанием нефти из-за изменившихся свойств поступающей на нее продукции и резко выросшей обводненности.

Было предложено два варианта реконструкции существующей установки для исправления сложившейся ситуации.

Первый вариант предполагает установку двух новых аппаратов НГС объемом 200 м^3 . Старый НГС 100 м^3 демонтируется. В блок технологической насосной к существующим насосам требуется добавить 2 дополнительных насоса ЦНС 180/128. К существующим печам дополнительно требуется установить 4 печи ПП-4В мощностью 4 МВт каждая.

Во втором варианте для обеспечения нагрева до температуры 55°C предполагается дополнительная установка трех печей ПП-4В мощностью 4 МВт каждая. Также необходимо установить один дополнительный насос ЦНС 180/128 и два аппарата ТФС объемом 200 м^3 каждый. В качестве второго аппарата НГС объемом 100 м^3 для концевой сепарации можно использовать переобязанный входной НГС.

Любой из вариантов при реализации оценивается объемом производственных затрат, включающим энергетическую (электрическая и тепловая энергия, энергоносители) и материально-техническую (оборудование, материалы, химические реагенты и прочее) составляющие. Сокращение этих затрат возможно только через модернизацию и оптимизацию технологического процесса.

В текущих условиях роста цен на рынке энергии и энергоносителей, и увеличения потребности в энергии и материально-технических ресурсах в производственных процессах добычи, необходимо хотя бы пытаться сокращать производственные затраты нефтегазодобывающего предприятия [2].

В связи со сложившейся ситуацией на УПСВ-3 увеличились затраты на транспорт жидкости по системе трубопроводов и на ремонт перегруженных емкостных аппаратов.

Предложенная модернизация позволит в дальнейшей перспективе уменьшить данные затраты и на выходе с установки получать продукцию надлежащего качества.

Был проведен стоимостный расчет предложенных вариантов модернизации УПСВ-3. Были учтены стоимости приобретения оборудования и его монтажа.

Стоимостный расчет по 1 варианту модернизации УПСВ-3 представлен в таблице 1.

Стоимостный расчет по 2 варианту модернизации УПСВ-3 представлен в таблице 2.

Для наглядности представлена сводная таблица 3. со стоимостным расчетом по вариантам модернизации.

Вариант 2 обладает меньшей стоимостью, поэтому он и был предложен в качестве основного варианта реконструкции УПСВ-3.

Дополнительно предлагается поставить в уже существующих трехфазных сепараторах пакет коалесцирующих насадок с целью уменьшения времени отстоя эмульсии.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1

Стоимостный расчет по 1 варианту модернизации УПСВ-3

Наименование объекта	Информация по проекту (Вариант 1)							
	Физические объемы				Стоимость реконструкции УПСВ в ценах проекта, тыс. руб.			
	Производственная мощность		Объем					
	Ед. изм	Всего	Ед. изм	Всего	Всего	СМР	Оборудование	Прочие
Входной НГС	м ³	200	шт	2	90 075	26 638	46 002	17 435
Насос ЦНС 180/128	м ³ /час	180	шт	2	812	29	659	125
Путевой подогреватель (ПП-4В)	МВт	4	шт	4	110 112	40 629	46 927	22 556
Всего					200 999	67 295	93 588	40 116

Таблица 2

Стоимостный расчет по 2 варианту модернизации УПСВ-3

Наименование объекта	Информация по проекту (Вариант 2)							
	Физические объемы				Стоимость реконструкции УПСВ в ценах проекта, тыс. руб.			
	Производственная мощность		Объем					
	Ед. изм	Всего	Ед. изм.	Всего	Всего	СМР	Оборудование	Прочие
Трехфазный сепаратор	м ³	200	шт	2	85 858	49 180	16 393	20 285
Технологический насос ЦНС 180/128	м ³ /час	180	шт	1	406	14	329	62
Путевой подогреватель (ПП-4В)	МВт	4	шт	3	83 582	30 635	35 858	17 090
Всего					169 846	79 829	52 580	37 437

Сводная таблица вариантов реконструкции УПСВ-3

Наименование	Технические характеристики	Вариант 1 тыс.руб.	Вариант 2 тыс.руб.
Входной НГС	V=200м ³ , 2шт.	90 075	-
Трехфазный сепаратор	V=200м ³ , 2шт.	-	85 858
Технологический насос ЦНС 180/128	Производительность ЦНС – 180 м ³ /час Вар.1 - 2 шт. Вар.2 - 1 шт.	812	406
Путевой подогреватель (ПП-4В)	Мощность - 4 МВт Вар.1 - 4 шт. Вар.2 - 3 шт.	110 112	83 582
Всего		200 999	169 846

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Технологический регламент на эксплуатацию УПСВ-3 месторождения Западное Хоседаю», АО «Гипровостокнефть», 2015 г.
2. Быков И.Ю., Казарцев Е.В. Управление процессом промысловой деэмульсации на основе модернизации технологического оборудования // Инженер-нефтяник. – 2013 - №2. – С. 34

УДК 622.276

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

М.В. Иванюлов¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

*ООО «СамараНИПИнефть»¹, ФГБОУ ВО «СамГТУ»²
город Самара, Россия* E-mail: IvanilovMV@samnipi.rosneft.ru

Аннотация. В условиях истощения запасов легкой маловязкой нефти все более актуальна становится разработка залежей коллекторов с низкими фильтрационными параметрами.

Ключевые слова: МГРП, скважина, гидроразрыв, пласт, шар, муфта.

В Самарской области подобные коллектора представлены из переслаивающегося известняка и богатого органическим веществом кремнистого известняка со слоями доломита, известняки светло-серые, серые, частями коричневатого-серые и черные, слоистые, глинистые, умеренно крепкие, с

битуминозными элементами. Доломиты коричневато-серые, светло-коричневые, очень крепкие, микрористаллические. [1],[2].

Для разработки таких коллекторов необходимо применение соответствующих методов одним из которых является применение многостадийного гидравлического разрыва пласта (*МГРП*, Multi-stage hydraulic fracturing) - одна из самых передовых технологий в нефтяной промышленности, наиболее эффективная для боковых горизонтальных стволов скважин, отличие МГРП от 1- стадийного ГРП в том, что МГРП проводится поочередно, цикл за циклом, несколько гидроразрывов пласта с изучением механики горных пород. МГРП в горизонтальных стволах скважин является хорошо известной технологией и является ключевой для добычи нефти и газа из низкопроницаемых пластов [4].

Технология ГРП, широко используемая во всем мире в течение нескольких 10-летий, включает в себя нагнетание жидкой смеси под высоким давлением, в результате чего образуются трещины в пластах, через которые нефть или газ может проходить к нижней части скважины. Пропантный агент затем используется, чтобы держать эти трещины открытыми.

С развитием горизонтального бурения стала широко применяться технология МГРП, предусматривающая непосредственное образование трещин на нескольких участках скважины. Последние тенденции указывают на будущее более крупных трещин и более длинных горизонтальных боковых длин. Низкопроницаемые коллекторы требуют многоступенчатых заканчиваний, ГРП и горизонтальных скважин для экономически эффективной добычи углеводородов[3].

Рассмотрим три метода МГРП:

1. Метод многостадийного ГРП с шарами

По завершении каждой стадии ГРП, в скважину сбрасывается шар, который изолирует предыдущий интервал и открывает отверстие хвостовика напротив следующего интервала обработки. Поскольку в технологии бурения МГРП разрабатываются более сложные и нетрадиционные пласты, используется технология заканчивания, чтобы эффективно разрушать и стимулировать несколько этапов вдоль горизонтального ствола скважины. Рост операций МГРП увеличился благодаря технологии заканчивания, которая может эффективно размещать трещины в определенных местах в стволе скважины.

Размещая трещину в определенных местах в горизонтальном стволе скважины, можно повысить накопленную добычу за более короткий промежуток времени.

Ограничивающие технологии при заканчивании горизонтальных скважин замедлили этот рост в некоторых применениях на коллекторах (например, на коллекторах, которые требуют определенной обработки ГРП через определенные промежутки времени, чтобы сделать их экономически выгодными для добычи). При разработке сложных низкопроницаемых коллекторов с низкой проницаемостью неадекватность стандартного МГРП стала очевидной, поскольку каждая новая трещиноватая зона должна быть отделена от предыдущей металлическим или составным шаром. Диаметр этих шариков уменьшается от зоны к зоне, в результате чего способ, которым эти скважины построены, делает невозможным более 10 операций.

2. Метод многостадийного ГРП с открытым отверстием

Новая технология разнесенной перфорации не имеет таких ограничений. МГРП через разнесенную перфорацию включает многоцелевые уплотненные «подушки» -пакеры, которые расширяются под давлением, чтобы изолировать те области, в которых фракционирование завершено. После завершения валик сдувается до нормального размера, и оборудование транспортируется в следующий порт. МГРП - в открытом стволе, обеспечения механического отклонения и возможности осуществления множественных трещин по всему горизонтальному стволу скважины с выгодой экономии затрат и времени. Механическая пакерная система с открытым отверстием способна выдерживать высокие перепады давления, при этом отверстия для ГРП расположены между пакерами. Используют гидравлически устанавливаемые механические пакеры вместо цемента для изоляции секций ствола скважины. Эти пакеры имеют эластомерные элементы, которые выдавливаются для уплотнения ствола скважины, и их не нужно снимать или фрезеровать для добычи скважины, и они обеспечивают изоляцию в течение всего срока службы скважины. Серии пакеров могут одновременно проходить в скважине на обсадной колонне, а трещины могут быть закачаны непрерывно. Когда система достигает общей глубины, пакеры могут быть установлены, вместо того чтобы использовать проволоку и перфорирование обсадной колонны, чтобы обеспечить возможность гидроразрыва, эти системы имеют порты гидроразрыва для создания отверстий между пакерами. Основным преимуществом этого метода является выполнение МГРП в одной непрерывной операции, что экономит время, затраты и снижает риск для здоровья, безопасности и окружающей среды. После того, как стимулирующая обработка завершена, скважина может быть немедленно возвращена в режим добычи нефти или газа.

3. Метод МГРП с цементированием.

Этот тип заканчивания включает цементирование эксплуатационной колонны в горизонтальном стволе скважины, и пробку и перфорацию/ стимуляцию. Механическая изоляция в обсадной колонне достигается установкой мостовых заглушек с использованием откачки по проводной или гибкой трубе (СТ) с последующим перфорированием и последующим разрывом скважины для обеспечения доступа к резервуару. Цемент способен обеспечить механическое отклонение в затрубном пространстве, а мостовая пробка обеспечивает механическое отклонение внутри вкладыша. Затем этот процесс повторяется для числа стимуляций, требуемых для горизонтального ствола скважины.

После того, как все этапы пройдены, продолжается бурение составных пробок, таким образом восстанавливая доступ к носку горизонтального ствола скважины.

Добыча с использованием этого метода также может быть ограничена, поскольку цементирование ствола скважины закрывает многие из естественных трещин и трещин, которые в противном случае могли бы внести вклад в общую добычу.

Вывод: на основе вышеизложенного рекомендую рассмотреть возможность применения одного из трех выше предложенных методов МГРП на залежах Самарской области.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. А. В. Лысенков, Геолого-физическая характеристика карбонатных коллекторов и остаточных запасов нефти месторождений Республики Башкортостан / А. В. Лысенков, И. Е. Лысенков. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2021. — № 22 (364). — С. 75-78.
2. К. А. Клещев Вóлго-Уральская нефтегазоносная провинция/Большая российская энциклопедия 2004–2017 г.
3. Корпоративный регламент по контролю за разработкой промыслового физическими, гидродинамическими и специальными методами. М.: ОАО «Лукойл», 2012.
4. Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин: РД153-39.0-069: утв.М-вом энергетики Рос. Федерации 09.02.01//Справочно-Правовая система «Гарант»/НПП «Гарант Сервис». Посл. обновления 10.08.2013 г.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ХИМИЧЕСКОГО МЕТОДА БОРЬБЫ
С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА
БОБРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

А.Д. Давтян, А.М. Зиновьев

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия
davtyan-angelina00@mail.ru, lekso1988@yandex.ru

Опыт эксплуатации добывающих скважин показал, что для эффективной добычи, сбора и транспорта нефти необходимо проведение ряда работ с целью предотвращения и удаления АСПО в трубопроводах, нефтепромысловом оборудовании и выкидных линиях. В данной статье приведены предложения по совершенствованию технологии борьбы с АСПО на нефтепромысловом оборудовании Бобровского месторождения.

Ключевые слова: АСПО, парафин, нефть, месторождение, скважина, НКТ, кристаллизация парафинов, скребки, растворители.

Несмотря на то, что проблеме предупреждения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) посвящено большое количество работ и исследований, она продолжает оставаться актуальной в области эксплуатации добывающих скважин, так как данный вид осложнения приводит к снижению эффективности и производительности насосного оборудования, необходимости в частых остановках скважин для очистки от накоплений АСПО и, как следствие, к потерям в добыче нефти [1].

Рассмотрим проблему борьбы с АСПО на примере Бобровского месторождения.

В административном отношении Бобровское месторождение расположено на территории Курманаевского и Бузулукского районов Оренбургской области в 35 км от г. Бузулук, являющегося довольно крупным промышленным и железнодорожным центром в Оренбуржье. Бобровское нефтяное месторождение было открыто в 1964 году и является одним из крупных в Оренбургской области. Месторождение многопластовое и многокупольное. На данный момент находится на 4 стадии

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

разработки. По товарной характеристике нефть сернистая, смолистая, высокопарафиновая.

Разработка и эксплуатация Бобровского месторождения сопровождается рядом осложняющих факторов:

1. Асфальтосмолопарафиновые отложения
2. Солеотложения
3. Коррозия
4. Механические примеси

Асфальтосмолопарафиновые отложения Бобровского месторождения относятся к смешанному типу. Наличие АСПО на внутренней поверхности насосно – компрессорной трубы (НКТ) отмечается на глубине 750 метров от устья скважин. В настоящее время для борьбы с АСПО применяется механический (скребки) и химический методы (реагент для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями серии СНПХ - 7920). Результат от их применения можно считать удовлетворительным.

С целью подбора наиболее эффективного реагента был проведён анализ ингибирующей возможности различных реагентов по методике Coldfingertest – метод холодного стержня (рисунок 1). Суть данного метода заключается в том, что холодный стержень в конкретных температурных условиях выдерживали около 4 часов, далее его доставали, а образовавшиеся отложения перемещали в лабораторный стакан для дальнейшего взвешивания [2].



Рисунок 1 – установка для реализации метода холодного стержня

Формула для расчёта эффективности различных реагентов:

$$Z = \frac{m_o - m_u}{m_o} \cdot 100\%$$
 , где m_o – масса АСПО без воздействия ингибитора; m_u – масса АСПО в присутствии ингибитора.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Результаты лабораторных опытов по определению ингибирующей способности различных реагентов АСПО для нефти Бобровского месторождения представлены в таблице 1.

Таблица 1

Реагент	Эффективность ингибирования при концентрации 200 г/т, %
СНПХ – 7801	32
СНПХ – 2005	46
СНПХ – 7909	55
СНПХ – 7920	68
"Dewaxol" марки 7315	74

Таким образом, по проведённой оценке ингибирующей способности реагентов можно сделать вывод, что наибольшей эффективностью обладает ингибитор серии "Dewaxol" марки 7315. Учёт данного факта даёт возможность для нефти Бобровского месторождения рекомендуется к внедрению.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Галикеев И.А. Эксплуатация месторождений нефти в осложнённых условиях: Учебное пособие. / И.А. Галикеев, В.А. Насыров, А.М. Насыров, - М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 356 с.
2. Шикунов Р.А. Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) // StudNet. 2020. №12.

УДК 622.276

ЭТАПНОСТЬ ОСВОЕНИЯ ДОМАНИКОВЫХ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ МЕП

С.А. Поливанов¹, А.М. Зиновьев^{1,2}, В.А. Шакиров¹, П.В. Роцин^{1,2}

*ООО «СамараНИПИнефть»¹, ФГБОУ ВО «СамГТУ»²
г. Самара, Россия E-mail: polivanovsa@yandex.ru*

Аннотация. В настоящее время разведанные запасы нефти из традиционных резервуаров Самарской и Оренбургской областей сокращаются, что приводит к неуклонному падению добычи нефти. Один из потенциальных источников поддержания добычи на современном уровне – вовлечение в разработку трудноизвлекаемой нефти. Для нашего региона, это нефтематеринские доманиковые отложения, в первую очередь толща, развитая в зонах ККСП (Камско-Кинельская система прогибов), южной частью которой является Муханово-Ероховский прогиб (МЕП).

Ключевые слова: доманиковые нефтематеринские отложения, этапность изучения и освоения, Муханово-Ероховский прогиб.

Доманиковые отложения – это карбонатно-кремнистые отложения с повышенным содержанием органического вещества, которые обладают способностью накапливать и генерировать УВ. На территории Волго-Уральской НГП отложения доманикового типа распространены в пределах франского и фаменского горизонтов, представлены карбонатно-кремнистыми породами со сланцеватой текстурой. Значительный ресурсный потенциал данных специфичных нефтематеринских отложений и его распространенность представляют интерес с точки зрения потенциального источника углеводородного сырья. Аналогами разработки данных отложений, может послужить успешная разработка нефтематеринских пластов в Западной Сибири (баженовская свита), а также известные месторождения Bakken, Eagle Ford и другие. Однако, на сегодняшний день отсутствуют технологии, позволяющие комплексно изучить доманиковые отложения, оценить их ресурсный потенциал, предложить оптимальные условия их разработки [1,2].

Особенности нефтематеринских доманиковых отложений.

Материнские породы доманикового горизонта как нетрадиционный источник углеводородов изучены геологически и технологически крайне низко, строение сланцевых месторождений очень сложно и в значительной степени индивидуально. Различные формы распределения нахождения в них углеводородов, как в свободном, так и в связанном состоянии, неопределенность латерального и вертикального распространения фильтрационно-емкостных свойств, физико-химических и геохимических свойств УВ требуют новых подходов к оценке объемов нефти и газа в составе этих отложений. Сложность такого геологического объекта, как МЕР, его шельфового окаймления, развития нефтематеринской толщи зачастую вызывает много вопросов у исследователей. Это - пространственное распространение доманиковых отложений. Вопрос, по территориальному и стратиграфическому распределению нефтематеринских пород остается актуальным и в настоящее время, что в ряде случаев является проблемой при защите в центральных органах. Наибольший интерес представляют участки пласта, связанные с глубоководными фациями, где в бескислородных условиях образуется наибольшее количество органического вещества сапропелевого типа, обладающего максимальным генерационным потенциалом [3]. Поэтому, зону интересов на первом этапе предлагается ограничить Муханово-Ероховским прогибом, где ранее уже были получены промышленные притоки нефти. Однако, для успешной разработки таких залежей необходимо локализовать участки пласта, пригодные для коммерческой добычи нефти. Такие участки должны содержать большое количество органического вещества, находящегося в диапазоне преобразованности, близкому к содержанию легкой нефти, что позволит выделить зоны с максимальным количеством подвижной легкой нефти. Возможность прогнозировать геологические ресурсы углеводородов в сланцевых толщах должна быть основана на детальном геолого-геохимическом анализе объемов их генерации и всех параметров, удерживающих эти углеводороды в материнской породе. На сегодняшний день, существующих данных (в частности, геохимических) не достаточно для построения карт, позволяющих уверенно локализовать перспективные зоны и оценить ресурсный потенциал отложений, а имеющиеся промысловые данные (результаты ИПТ, опробований, ГИС) разрознены и не систематизированы. Данные обстоятельства не позволяют последовательно изучать

потенциал доманиковых отложений. Для комплексного изучения и освоения доманиковых нефтематеринских отложений необходим системный подход, обоснованный этапностью и последовательностью мероприятий, включающих в себя как промысловые исследования (ГИС, керн, программа испытаний), научно-исследовательская работа, бурение скважин ГРП.

Для этих целей предлагается создание программы из 3-х этапов, основанной на создании ключевых технологий: -технология интерпретации и моделирования петрофизических свойств доманиковых отложений (позволит выделить перспективные интервалы в разрезе); - технология локализации перспективных зон (позволит разработать критерии выделения перспективных зон, оценить ресурсную базу); - технология эффективной разработки (позволит обосновать варианты разработки). Данные технологии предлагается сопровождать программами ОПП-1 (испытания с ГРП, отбор керна, расширенный комплекс ГИС) и ОПП-2 (бурение поисково-оценочных скважин).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Завьялова А. П. и др. Сравнение разрезов доманиковых отложений Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов в местах их естественного выхода на дневную поверхность //Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2018. – №. 6. – С. 57-73.
2. Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В. и др. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа. 2013. № 3. С. 76–87
3. Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А. и др. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна // Георесурсы. 2015. № 2 (61). С. 77–86.

УДК 622.241:532.526.4; 622.276; 622.279

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

М.Г. Токарев, А.С. Булгаков

г. Самара, Россия

Карбонатные коллектора характеризуются наличием трещиноватости. Они не поддаются однозначному изучению геофизическими и лабораторными данными. В частности, проницаемость по ГИС и гидродинамическими методами может различаться на несколько порядков. Последнее затрудняет моделирование залежей. Один из путей решения данной проблемы, это построения модели двойной пористости в современных программах моделирования нефтяных месторождений.

Рассмотрим модель двойной пористости на примере Южно-Неприковского месторождения. Объект моделирования представляет собой пластовую залежь.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Эксплуатация пласта, начата в 1988 г. За период эксплуатации добыча велась из 3-х скважин. Безводный период эксплуатации и закачка отсутствует.

Средняя проницаемость залежи по ГИС 0,0043 мДарси. Эта проницаемость не позволяет отобразить скважинам фактические значения по жидкости. Проницаемость, рассчитанная по гидродинамическим исследованиям, составила 0,204 мДарси. Увеличение проницаемости пласта до этой величины позволяет реализовать заданный отбор, но не отражает реальные процессы в пласте, таких как обводненность скважин.

Сравнения обводнения двух моделей.

Построение модели с одной пористостью неэффективно, если система трещин формирует существенный путь течения жидкости, и время, требуемое для установления равновесия в системе трещина – матрица значительно в масштабах процесса разработки месторождения. Например, при моделировании заводнения такой системы на традиционной модели, прежде чем прорваться к добывающим скважинам, вода должна заместить существенный объём нефти в матрице. В модели трещиноватой среды вода продвигается к добывающим скважинам в первую очередь по системе трещин, что существенно снижает эффективность заводнения (Рис.1).

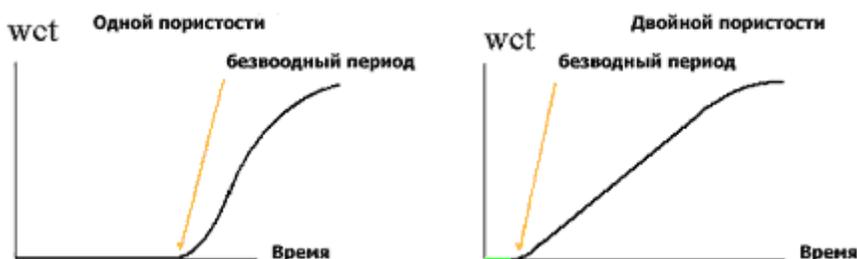


Рис.1 График обводненности скважин

Если нужно учитывать течение в трещинах и время установления равновесия велико, то стандартным решением является построение модели с двойной пористостью.

Адаптация модели одной пористости привело бы к ошибочному прогнозу на будущее. Поэтому было принято решение строить фильтрационную модель двойной пористости.

Обмен флюидами между матрицей и трещиной

Каждая ячейка матрицы изолирована и сообщается только со своим блоком трещины (Рис.2). Эта модель концентрирует весь матричный материал блока сетки в однородном блоке, соединённом с трещинами.

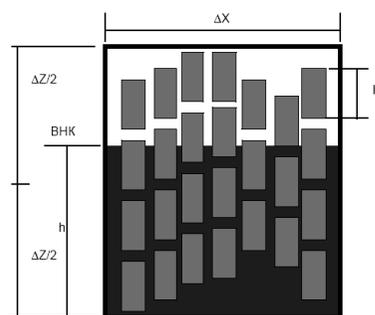


Рис.2

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Уравнения потока для нефти, газа и воды включены для обеих сред: матриц и трещин, каждое уравнение имеет член, выражающий обмен между матрицей и трещиной. Предполагается, что обмен (q_{mf}) между матрицей и трещиной подчиняется закону Дарси

$$q_{mf, \alpha} = T_{mf} \frac{k_{r\alpha}}{\mu_{\alpha} B_{m\alpha}} [P_{f\alpha} - P_{m\alpha} - \gamma_{\alpha}(D_f - D_m)] \quad (1)$$

где α - индикатор фазы (жидкость, газ и вода) f и m обозначают трещину и матрицу соответственно; $k_{r\alpha}$, μ_{α} , и $B_{m\alpha}$ - это относительная проницаемость вязкость и объемный коэффициент для фазы α ; P - давление; D - глубина; T_{mf} матрично-трещинная проводимость. Матрично-трещинная проводимость определена как:

$$T_{mf} = 0.001127 \bar{k}_{mf} \sigma \Delta X \Delta Y \Delta Z \quad (2)$$

где ΔX , ΔY , ΔZ размерности конечно-разностных сеток, и эффективная проницаемость k_{mf} определенная как:

$$\bar{k}_{mf} = \frac{1}{3} \left(\frac{k_{mx} k_{fx}}{k_{mx} + k_{fx}} + \frac{k_{my} k_{fy}}{k_{my} + k_{fy}} + \frac{k_{mz} k_{fz}}{k_{mz} + k_{fz}} \right) \quad (3)$$

где k_m - проницаемости матриц в направлениях x , y , z , и k_f - проницаемость трещин.

Когда проницаемость трещин намного больше проницаемости матриц, k_{mf} сокращается до:

$$\bar{k}_{mf} = \frac{1}{3} (k_{mx} + k_{my} + k_{mz}) \quad (4)$$

что есть среднеарифметическое проницаемости матриц Shape-фактор σ выражен как

$$\sigma = 4 \left(\frac{1}{l_{mx}^2} + \frac{1}{l_{my}^2} + \frac{1}{l_{mz}^2} \right) \quad (5)$$

где l_m - размерности матриц в направлениях x , y , z .

УДК 622.276

**РАЗРАБОТКА УЛЬТРАЗВУКОВОГО МЕТОДА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ
МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ**

А.М. Зиновьев^{1,2}, А.С. Паутова²

ООО «СамараНИПИнефть»¹, Самарский государственный технический университет²
г. Самара, Россия
e-mail: lekso1988@yandex.ru, pautova.anna1985@mail.ru

Рассматриваются причины происхождения механических примесей, методы определения примесей в скважинной продукции. Представлена сборка экспериментальной установки и исследование ультразвуковых измерений.

Ключевые слова: КВЧ, ультразвуковой метод, полиакриламид, скважинная продукция, твердые частицы, затухание сигнала.

A.M. Zinoviev e-mail: lekso1988@yandex.ru, A.S. Pautova e-mail: pautova.anna1985@mail.ru

Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation

The reasons for the origin of mechanical impurities, methods for determining impurities in well products. The assembly of the experimental setup and the study of ultrasonic measurements are presented.

Keywords: EHF, ultrasonic method, downhole production, solid particle, signal attenuation.

В настоящее время механические примеси с высокой концентрацией взвешенных частиц (КВЧ) в добываемой жидкости являются одним из главных осложняющих факторов при механизированной добыче нефти [1].

В стремлении увеличить нефтедобычу нефтяные компании вынуждены повышать интенсивность работ по геолого-техническим мероприятиям и увеличивать депрессию на пласт, что ведет к увеличению выноса механических примесей при фильтрации жидкости в скважину.

Существенную часть механических примесей составляют кристаллы солей, асфальтены, твердые частицы, содержащиеся в жидкости глушения, пропант после проведения гидроразрыва пласта. Одним из осложняющих факторов, влияющим на процесс нефтедобычи, является попадание механических примесей в насосное оборудование добывающих скважин. Они оказывают тем самым негативное воздействие, которое приводит к снижению дебита установка электроцентробежного насоса, к поломкам и образования дефектов конструкции или полному выходу строя. Так же сопровождается износом не только насосного оборудования, но и окружающих его труб.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Предотвращение проблемы выноса механических примесей будет более эффективным направлением работы, чем борьба с последствиями.

Из этого можно сделать вывод, о необходимости в разработке эффективного метода для определения количества взвешенных частиц (КВЧ) на стадии нефтепромысловой транспортировки без проведения дополнительного отбора проб.

В ходе проведения аналитического обзора существующих устройств, было выявлено, что все они в той или иной степени не удовлетворяют требованиям технологического процесса определения частиц в различных жидкостях либо по точности, либо по рабочему диапазону, либо по оперативности [3].

Таким образом, разработка нового ультразвукового метода является актуальной задачей, так как он позволит улучшить метрологические и технические характеристики систем и позволит определить содержание количества взвешенных частиц в жидкостях.

Для разработки нового ультразвукового метода были поставлены следующие задачи:

1. проведение теоретических и экспериментальных исследований направленных на определения значений амплитуды сигнала в присутствии механических примесей в скважинной продукции;
2. разработка методики измерений количества механических примесей с помощью нового ультразвукового метода;
3. усовершенствование ультразвуковой системы определения механических примесей в скважинной продукции.

Научной новизной работы является:

а) установление характера зависимости движения КВЧ в потоке скважинной продукции с помощью ультразвука;

б) выявление зависимости амплитуды сигнала в зависимости от разного состава и количества КВЧ в скважинной продукции.

Научным результатом работы является: сбор экспериментальной установки для проведения экспериментальных исследований направленных на определения значений амплитуды сигнала в присутствии механических примесей в жидкости и скважинной продукции.

Уже были предприняты первые шаги в разработке нового ультразвукового метода для определения примесей в составе полиакриламида и в скважинной продукции.

Был осуществлен сбор экспериментальной установки, в состав экспериментальной установки вошли пьезоэлементы, емкость для исследуемой жидкости, генератор ультразвукового сигнала, осциллографы входного и выходного сигналов.

Эксперимент подтвердил, что постепенное затухание выходного сигнала напрямую зависит от концентрации механических примесей, которые присутствуют в модельной жидкости глушения.

Особое внимание в ходе эксперимента было уделено жидкости глушения с КВЧ 20 мг/л, согласно методике приготовления жидкости глушения [2]. При концентрации КВЧ 20мг/л амплитуда входного сигнала равна 19В, а выходного сигнала - 22мВ, что указывает на явное затухание амплитуды сигнала. Из этого

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

следует, что при повышении концентрации и отклонении амплитуды выходного сигнала, данная жидкость глушения просто не подходит для дальнейшего применения и не пройдет входной контроль.

Также были проведены исследования с ПАА, который выступает как аналог водонефтяной эмульсии и с нефтью без примесей, а затем с добавлением примесей. Во всех случаях наблюдалось затухание амплитуды выходного сигнала, что подтверждает работу данной установки не только в модельной жидкости глушения, но и в других жидкостях.

Проведенные эксперименты позволили разработать новый ультразвуковой метод определения механических примесей в составе модельной жидкости глушения и в скважинной продукции.

Данные исследования являются научным заделом на усовершенствование установки, позволяющей провести эксперименты с водонефтяной эмульсией в режиме движения ее по замерному участку трубы. Уже предприняты шаги в этом направлении: предложена структурная схема информационно-измерительной системы с матрицей пьезоэлементов, а также представлена начальная стадия разработки измерительного модуля рис.1.

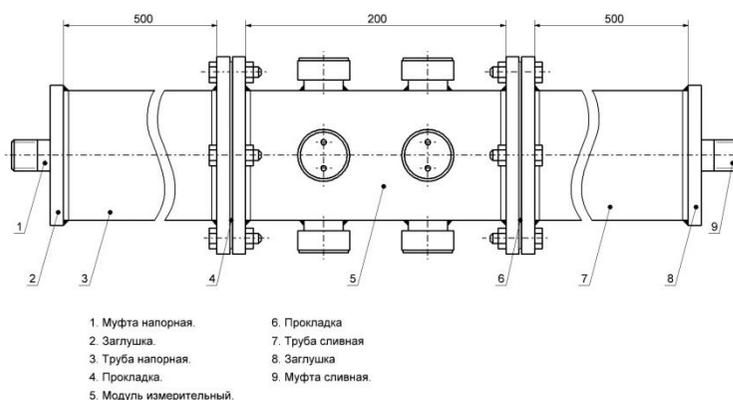


Рис.1 Эскиз выкидной линии трубопровода

На рис.2 представлен внешний вид сваренной выкидной линии трубопровода для проведения научных исследований.



Рис. 2 Участок выкидной линии трубопровода

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На рис.3 представлен внешний вид измерительного модуля для дальнейшего вмонтирования его в выкидную линию трубопровода.



Рис.3 Эскиз измерительного модуля

После сбора экспериментальной установки запланированы научные исследования направленные на: выявление зависимости движения и оседания КВЧ в скважинной продукции, описание математической модели процесса затухания ультразвукового сигнала, проведение эксперимента в скважинной продукции с различной степенью обводненностью, анализ затухания ультразвукового сигнала в зависимости от различных примесей (проппант, минеральные соли, песок, горные породы).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. В.С. Бойко Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учеб. пособие / Москва «Недра», 1990г. – 214 с.
2. Методические указания компании ОАО «Роснефть» «Приготовление и применение жидкости глушения»/ Москва, 2018г. – 91с.
3. Ланге П.К., Бабицкая К.И., Паутова А.С. «Определение количества и размеров твердых частиц в потоке нефти на базе ультразвукового метода». Научно-технический журнал Издательский дом «Губкин». Журнал «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений» №7(367) 2022 г. – 51–57с.

УДК 622.276

**ФОРМИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА А3 ВЕРЕЙСКОГО
ГОРИЗОНТА РОДИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А.В. Фалькович¹, С.А. Булгаков^{1,2}, А.М. Зиновьев^{1,2}

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

г. Самара, Россия

E-mail: FalkovichAV@samnipi.rosneft.ru

Аннотация. В настоящей статье дано описание объекта А3 верейского горизонта, а также текущей системы разработки пласта, которая на данный момент времени нуждается в оптимизации в связи со сложными геологическими условиями - пласт неоднороден по площади и разрезу, имеет сложное геологическое строение и недостаточный объем компенсации. В связи с этим для повышения эффективности реализуемой системы разработки и вовлечения максимально возможных извлекаемых запасов пласта А3 предлагается бурение горизонтальных скважин, позволяющих увеличить продуктивность и площадь дренирования.

Ключевые слова: Месторождение, объект, залежь, неоднородность, система разработки.

Пласт А3 верейского горизонта на Родинском месторождении является на текущий момент одним из драйверов добычи месторождения.

Объект представлен песчаниками сложного кварцево – полевошпатового состава, характеризующимися повышенной радиоактивностью, обусловленной как глинистостью, так и наличием минералов, содержащих радиоактивный изотоп К40.

Покрышкой служат аргиллиты, глинистые алевролиты верейского горизонта и плотные известняки каширского горизонта [1].

На Родинском месторождении к продуктивному пласту А3 приурочена одна залежь нефти – Залежь 1, объединяющая Северный, Южный, Рябиновский, Варманьский, Ново-Родинский и Скоковский купола. Залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная, коллектор терригенный.

Залежь имеет сложное геологическое строение - практически по всей границе залежи пласт литологически экранирован и не имеет связи с законтурной водонапорной областью. Литологическая неоднородность выделяется как по площади, так и по разрезу. На восточной и юго-восточной частях площади, а также в сводовой части поднятия песчаники замещены плотными алевролитами и глинами. Обширная зона отсутствия коллекторов охватывает залежь почти со всех сторон.

Объект находится на начальной стадии разработки (введен в 1981г., ППД с 1989г.). Исторически разработка объекта осуществлялась достаточно низкими темпами. Поскольку ранее считалось, что пласт представлен тремя залежами, бурение и переводы скважин на объект А3 осуществлялись локально – в южной части, а также в области Рябиновского и Варманьского куполов. Таким образом, дренирование запасов осуществлялось только в этих частях залежи [2].

Наблюдается снижение пластового давления по объекту А3. Основной причиной снижения является недостаточная компенсация отбора жидкости закачкой в условиях запечатанной залежи, а также несформированная система ППД. Пластовое давление по площади неравномерное.

Необходимо дальнейшее формирование системы разработки объекта. Для обеспечения полноты выработки запасов и охвата площади фондом скважин, повышения эффективности реализуемой системы разработки, необходимо вовлечение неохваченных разработкой зон бурением скважин и применением возвратного фонда, продолжение проведения компенсационных мероприятий с учетом энергетического состояния залежи, усиление системы ППД с созданием новых очагов с учетом планируемого увеличения фонда.

В связи с высокой неоднородностью разреза для повышения эффективности добычи и вовлечения плохо связанных пропластков коллектора, рекомендуется формирование оптимальной системы разработки с бурением скважин с горизонтальным окончанием на перспективных участках залежей пласта А3 и проведением МГРП.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дополнение к технологическому проекту разработки Родинского газонефтяного месторождения Оренбургской области, ООО «СамараНИПИнефть», протокол Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №8686 от 02.12.2022.
2. Технологический проект разработки Родинского газонефтяного месторождения Оренбургской области», ООО «СамараНИПИнефть», протокол Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №7048 от 29.11.2017.

УДК 622.276

ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПОЛОЖЕНИЯ КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК

А.В. Ефимов¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

*ООО «СамараНИПИнефть»¹, ФГБОУ ВО «СамГТУ»²
г. Самара, Россия E-mail: EfimovAV@samnipi.rosneft.ru*

Аннотация. В данной статье исследуются первопричины технологических проблем в бурении, истоки которых лежат в текущем взаимодействии различных служб нефтегазодобывающих предприятий на начальном этапе раскустовки месторождения, проектировании профилей скважин. Рассмотрен традиционный подход проектирования профилей скважин и выделены взаимосвязанные с этим осложнения и проблемы при бурении.

Ключевые слова: бурение; траектория; проектирование; скважина; оптимизация; устье.

К вопросам выбора местоположения устьев скважин, кустовых площадок и схем раскустовок на месторождении традиционно подходят с позиции приоритета геологической службы. Первоначально определяются геологические цели бурения, после чего выбирается участок местности, с которого будет про-изводиться бурение. Следом разрабатывается "Проект обустройства месторождения", где технологические нюансы строительства скважин во внимание не принимаются.

Согласно концепции традиционного подхода, изначально кустовую площадку стараются расположить равноудаленно от геологических целей. На практике при

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

окончательном выборе положения устья скважины (кустовой площадки) сталкиваются с множеством ограничений и препятствий по подбору наилучшего решения без проведения оценки возможности технической реализации и рисков при бурении.

В результате проектировщик вынужден строить профиль скважины на основании вводных данных по неоптимальному варианту. В частности, для выхода с заданного устья на проектные цели приходится осуществлять бурение по сложно реализуемым профилям, характеризующимся:

- большим азимутальным разворотом траектории (до 180 град);
- увеличением отхода для выхода на проектные цели;
- необходимостью бурения на близкорасположенные к устью цели с "отрицательным отходом".

В результате бурения скважин по "неоптимальному" профилю возникают следующие проблемы и осложнения:

- недохождение нагрузки на долото вследствие возникновения изгиба бурильной колонны ("баклинг-эффект");
- увеличение крутящего момента и осевых нагрузок на бурильный инструмент и элементы КНБК, повышение усталостного износа бурильного инструмента.
- ухудшение очистки ствола скважины от выбуренной породы.

Предлагается новый комплексный подход к планированию разработки месторождения, заключающийся в технической оценке бурения скважин до начала выполнения работ по проектированию обустройства месторождения.

Такой подход позволяет оценить техническую возможность строительства скважины на геологические цели и оптимизировать расположение устьев скважин (кустовой площадки), учитывая наличие объектов наземной инфраструктуры и особенностей ландшафта. Это дает возможность осуществлять планирование и обустройство кустовых площадок, исходя из оптимального расположения каждой скважины относительно проектных целей.

Предпроектная техническая оценка [1, 2] включает в себя следующие этапы:

- оптимизация расположения кустовой площадки (КП) на месторождении;
- оптимизация расположения устьев скважин на КП и определение очередности их бурения;
- разработка оптимального профиля каждой скважины с учетом геологических и технологических рисков;
- техническая оценка возможности бурения скважины до начала проекта обустройства КП;
- предварительное планирование необходимых технологических решений, выбора бурового и технологического оборудования.

Вывод: Комплексная геолого-технологическая предпроектная оценка системы разбуривания месторождения [3, 4] позволяет выбрать оптимальный вариант траектории скважины, число и очередность бурения скважин на кустовой площадке. Учитывая, что данная оценка проводится на начальном этапе проектирования разработки месторождения, становится возможным предупредить риски аварий и осложнений в бурении, минимизировать расходы на обустройство и эксплуатацию и положительно влиять на стоимость строительства скважин за счёт сокращения сроков бурения. Важными результатами такого подхода становятся возможность

строительства более протяженных горизонтальных участков скважин с имеющимся технологическим оборудованием и типом буровых установок, а также поиск оптимального варианта по увеличению числа скважин на кустовой площадке.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Харламов К.Н., Шешукова Г.Н., Кушманов П.В. Особенности профилирования стволов горизонтальных и многоствольных скважин при автоматизированном проектировании схем кустования их устьев // Нефт. хоз-во. – 2006. – № 4.
2. Нестерова Т.Н., Поздеев И.А. Проектирование и оптимизация траекторий скважин месторождения // Бурение и нефть. – 2015. – № 6.
3. Техничко-экономическая оптимизация кустования скважин при интегрированном концептуальном проектировании / А.Ф. Можчилъ, С.В. Третьяков, Д.Е. Дмитриев, Н.З. Гильмутдинова, С.В. Есипов, А.А. Карачев // Нефт. хоз-во. – 2016. – № 10.
4. Мелешко М.С., Чаплыгина Т.П. Управление эффективностью разработки месторождения на всех стадиях жизненного цикла // Инженерная практика. – 2016. – № 12.

УДК 622.276

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

С.Д. Пулодова^{1,2}, А.М. Зинovieв^{1,2}

*ООО «СамараНИПИнефть»¹, ФГБОУ ВО «СамГТУ»²
г. Самара, Россия E-mail: pulodovas2015@yandex.ru*

Аннотация. Каждый год добывающими Компаниями на нефтяных и газовых месторождениях проводятся десятки геолого-технических мероприятий (далее ГТМ). Формирование адекватной системы ГТМ необходимо для максимально эффективного достижения проектных показателей, для адресного подбора мероприятий, чтобы организовать выработку запасов, охватить воздействием как залежи отдельно, так и месторождение в целом [2].

Мухановское месторождение было открыто в 1944г., разработка осуществляется с 1946г. В состав месторождения входят четыре поднятия, Мухановское, Восточно-Черновское, Южно-Черновское и Крестовое. На месторождение выделено 58 эксплуатационных объектов, пять из которых выработаны. Основанием для выполнения данной проектной работы послужило открытие пластов К-I+К-II Мухановского и С-IA Южно-Черновского поднятий по результатам опробования и получения промышленного притока, ввод новых залежей в разработку в 2022г., отсутствие проектного документа на их разработку.

Ключевые слова: Месторождение, пласт, геолого-технические мероприятия, разработка, КИН

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Рассматриваемый пласт Д-III сложен песчаниками с пропластками глин и алевролитов.

Залежь пластового типа, с обширной водонефтяной зоной, тектонически экранированная с севера. Размеры залежи составляют 4,9 x 1,0 км, высота – 17,6 м.

В границах залежи коэффициент песчаности составляет 0,67 и расчлененность – 4.

Объект Д-III был введен в разработку в 2015 году скв.3085 вступившей в эксплуатацию механизированным способом, с дебитом по нефти 126,1 т/сут и 203 т/сут по жидкости. Всего в разработке пласта пребывало четыре скважины (все в добыче). Достигнутая плотность сетки скважин – 75 га/скв. По состоянию на 01.01.2022 г. в действующем фонде числится три добывающих скважины, оборудованных ЭЦН.

Коэффициент эксплуатации добывающих скважин – 0,792, коэффициент использования – 0,984.

На 01.01.2022 г. накопленная добыча нефти составила 246 тыс. т, жидкости – 425 тыс. т. Отбор от начальных извлекаемых запасов – 32,6% при обводненности продукции 84,8%, ОИЗ - 510 тыс.т, достигнутый КИН – 0,183 при утвержденном 0,562.

В 2021 г. добыча нефти составила 6,1 тыс. т, жидкости – 40,1 тыс. т, темп отбора от НИЗ – 0,8%, от ТИЗ – 1,2%, среднесуточный дебит нефти 7,0 т/сут, жидкости – 46,2 т/сут.

Закачка воды не осуществляется.

Разработка пласта осуществляется невысокими темпами, остаточные извлекаемые запасы невозможно выработать существующим фондом скважин, необходимо применение возвратного фонда скважин. Пласт не обладает достаточно активной водонапорной системой, наблюдается снижение текущего пластового давления, поэтому для завершения его разработки необходимо организовать систему ППД.

На объекте за весь период было проведено 11 гидродинамических исследований на пяти скважинах.

В период 2020-2021 гг. выполнено два исследования на двух скважинах

За 2020-2021 года на объекте Д-III согласно действующему проекту были выполнены следующие ГТМ:

- ввод скв. 5001 в добычу из освоения;
- гидроразрыв пласта (далее ГРП) в скв. 2025;

За 2020-2021 года на объекте Д-III были выполнены дополнительно следующие ГТМ:

- перфрoация в скв. 5001;
- перевод и приобщение (далее ПиП) скв. 3095 с пластом С-III;
- обработка призабойной зоны (далее ОПЗ) в скв. 5001;

На основе анализа текущего состояния разработки месторождения, с учетом анализа работы соседних месторождений с похожими геологическим строением, геолого-физическими характеристиками, физико-химическим составом было рассмотрено два варианта разработки помимо базового [1,3].

Базовый вариант предусматривает разработку существующим фондом скважин при сложившейся системе разработки по состоянию на 01.01.2022.

Вариант 3 предусматривает уплотнение сетки скважин бурением скважин, избирательное размещение скважин, разработку объекта с ППД (очаговое заводнение). Достижимый КИН составит 0,565. Общий фонд скважин – восемь, в том числе семь добывающих, одна нагнетательная.

Вариант 1 (к реализации) предусматривает реализацию утвержденного варианта разработки действующего проектного документа, избирательное размещение скважин, организацию системы ППД (очаговое заводнение). Достижимый КИН составит 0,562. Общий фонд скважин - шесть, в том числе пять добывающих, одна нагнетательная.

Данный вариант имеет наиболее оптимальное соотношение технологической и экономической эффективности.

Очаговое заводнение будет способствовать выравниванию пластового давления на участках залежи с максимальным его снижением, а адресное расположение скважин с учетом текущего распределения остаточных запасов нефти позволит сформировать наиболее адекватную систему разработки залежи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дополнение к технологическому проекту разработки Мухановского нефтяного месторождения Самарской области, ООО "СамараНИИнефть", 2020г. (протокол ЦКР Роснедр по УВС №8011 от 26.11.2020)
2. Храмов Р.А., Персиянцев М.Н. –«Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений» ОАО «Оренбургнефть», 1999г., с.524.
3. Правила разработки месторождений углеводородного сырья, утверждены приказом Минприроды России № 356 от 14.06.2016 г.

УДК 622.276

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ РИФОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И РЕШЕНИЕ ИХ ПРОБЛЕМ

Е.В. Филиппов¹, В.А. Шакиров¹ (к.г.-м.н.),

С.А. Булгаков^{1,2}, В.И. Соболев³

ООО «Самара НИПИнефть»¹, ФГБОУ ВО «СамГТУ»², АО «Оренбургнефть»³

г. Самара, Россия, E-mail: FilippovEV@samnipi.rosneft.ru

Аннотация. Рифовые залежи традиционно считаются сложными объектами разработки, особенно на заключительных стадиях, и требуют проведения дополнительных мероприятий по поддержанию добычи. При этом в процессе эксплуатации понимание о геологическом строении самого рифа и внутренней флюидальной гидродинамической системы может существенно отличаться от первоначального представления [1].

Ключевые слова: Рифовая залежь, система ППД, фациальные зоны, исследования.

По результатам исследований керна, данных бурения новых скважин и разработки соседних Рыбкинских рифов концептуальная модель рифового комплекса представлена тремя основными фациальными зонами:

1) фация рифовых склонов, которая представлена литокластовыми и биокластовыми известняками и относительно других фаций рифа имеет худшие фильтрационно-емкостные свойства;

2) фация биогермного ядра, представляющая собой центральную часть рифовой постройки, которая сформирована органогенными структурами пород (баундстоны), с высокими фильтрационно-емкостными свойствами;

3) фация палеокарста, как зона развития биогермного ядра при выходе тела рифа на дневную поверхность, обладает лучшими фильтрационно-емкостными свойствами и, соответственно, более высокой продуктивностью [3].

Открытие и начало ввода в пробную эксплуатацию первых рифовых залежей Волостновского ЛУ Оренбургской области приходится на 2016 г. Дальнейшее активное разбуривание и ввод в разработку залежей на Волостновском ЛУ выявили ряд проблем, связанные со строением резервуара рифа и сложным взаимоотношением пустот разного генезиса.

Особенности геологического строения бассейновых рифовых залежей «пинаклового» типа, его пустотного пространства, а также ускоренные темпы ввода в разработку, могли привести к подъему подошвенных вод по системе вертикальных трещин к интервалам перфорации добывающих скважин. Фактические данные по текущей обводненности составляют от 10 до 96 %, что по ряду рифов значительно превышает степень плановой выработки.

В статье Шакирова В.А., Вилесова А.П и др. приводятся керновые данные, где встречаемость трещин в Новожиховском рифе увеличивается к нижней части органогенной постройки [2]. Предполагается, что в этом же направлении увеличивается проницаемость трещинных коллекторов. Это может быть объяснением опережающего обводнения от проектных значений.

С 2018 г. на месторождениях Волостновского ЛУ осуществляется внедрение системы ППД. Есть доказательные результаты влияния закачки на соседние залежи посредством тектонических трещин. Это дополнительно усложняет разработку рифовых объектов Волостновского участка. В настоящее время система ППД организована на 7 залежах, накопленная компенсация находится в пределах 3–40%. С учетом усложняющих геологических и добывающих факторов, запланированы работы по дальнейшей организации системы заводнения.

По ряду поднятий, где была реализована система ППД положительного результата в нефтенасыщенной части рифа получено не было. Возможной причиной может быть низкая гидродинамическая связь непосредственно в самом рифе, где верхняя часть резервуара может быть отделена от нижней глинисто-алевритовыми породами. При этом ввиду незначительного размера рифа, диаметр не превышает 1–1,5 км, практически все нагнетательные и реагирующие добывающие скважины находятся в разных фациальных зонах, что также может усложнять взаимодействие в межскважинном пространстве.

Для оптимизации разработки рифовых залежей и возможного пересмотра системы ППД рекомендуется проведение ряда исследований:

• **Трассерные (индикаторные) исследования**

Данный способ исследований межскважинного пространства применяется для изучения фильтрационных свойств коллекторов и контроля заводнения пластов[5].

Объект исследований не подвергается никакому воздействию, процесс разработки остается неизменным. При этом метод не предъявляет специальных требований к конструкции устьевого и подземного оборудования скважин.

Цели ТИ:

1. На стадии разработки заводненных пластов – установление гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами, определение скоростей движения воды, ФЭС и активности трассируемых зон пласта.
2. Определения взаимосвязи между фаціальными зонами

Применение результатов исследований:

1. Контроль прорывов воды по каналам НФС
2. Определение оптимального режима работы нагнетательных скважин
3. Определение оптимальных скважин кандидатов на перевод в ППД
4. Определение фильтрационно-емкостной неоднородности пласта

• **Микросейсмический мониторинг**

Позволяет определить развитие облака микросейсмической активности в районе скважин заводнения дает понимание по распространению фронта закачки относительно нагнетающей скважины, радиус фронта

Проведенные работы с использованием микросейсмического мониторинга дают возможность контроля процессов заводнения, что позволяет оперативно получать данные о направлении развития фронта нагнетаемой жидкости, сопоставлять полученные данные с технологическими параметрами режимов закачки, межскважинном строении продуктивного пласта и на их основе совершенствовать систему разработки месторождения.

Применение результатов исследований:

1. Определение азимута фильтрационных потоков, радиус фронта
2. Оценка сформированных зон трещиноватости, а также увеличение и распространение гидродинамических зон трещиноватости при закачке
3. Определение влияния фаціального строения на распространения жидкости закачки

Запланированы ОПИ по проведению микросейсмического мониторинга, по результату будет разработана полноценная программа исследований в поддержку разработки. Возможно более эффективны будет комбинированные исследования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Никитин Ю.И., Вилесов А.П., Корягин Н.Н. Нефтеносные верхнефранские рифы – новое направление геолого-разведочных работ в Оренбургской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2018. № 5. С. 4-11.
2. Шакиров В.А., Вилесов А.П., Чертина К.Н., Истомина Н.М., Корягин Н.Н. Распределение запасов нефти в сложно построенных трещинных коллекторах франских рифов Волостновского участка Оренбургской области.// Геология,

- геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. - №5. С. 13-21.
3. Семенов Ю.В., Доровских А.В., Ежикова М.М., Фалькович А.В., Найденов Е.А., Поливанов С.А., Соложенкина Е.К. Опыт разработки франских рифогенных нефтяных залежей Волостновской группы месторождений Оренбургской области
 4. Кузмина В.В., Вилесов А.П., Фациальная неоднородность Киндельского франского рифа и ее проявление в процессе разработки нефтяной залежи. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. №7. С.49-57.
 5. Антонов Г.П., Абрамов М.А. , Кубарев П.Н. Проведение трассерных исследований для контроля и регулирования процесса заводнения нефтяных залежей в ОАО «Татнефть»

УДК 622.276

РАССМОТРЕНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОДНОВРЕМЕННО РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Е.Н. Филиппова¹, С.А. Булгаков^{1,2}, А.М. Зиновьев^{1,2}

ООО «Самара НИПИнефть»¹, ФГБОУ ВО «СамГТУ»²

г. Самара, Россия, E-mail: FilippovaEN@samnipi.rosneft.ru

Аннотация. При добыче нефти часто приходится встречаться с проблемами, возникающими при одновременной эксплуатации нескольких разных по характеристикам нефтеносных горизонтов. Зачастую на месторождениях бурение скважин индивидуальной сеткой может быть нерентабельным, особенно это касается низкопроницаемых или имеющих малые нефтенасыщенные толщины пластов. В этих условиях единственным экономически оправданным методом является возможность разрабатывать многопластовое месторождение единой сеткой скважин.

Ключевые слова: ОРД, многопластовая эксплуатация, месторождение, пласт, ограничения.

Одним из основных требований по рациональному использованию и охране недр является достоверный учет извлекаемых запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов при разработке месторождений. Выполнить это требование позволяет оборудование ОРД – оборудование для добычи углеводородов одновременно с нескольких эксплуатационных объектов с учетом требований к разработке многопластовых месторождений предъявляемых законодательством[1].

Преимущества технологии ОРД: снижение объемов и затрат на бурение, ускорение добычи, независимое управление и создание оптимальной депрессии на каждый пласт, исключение нежелательного смешения жидкостей, возможность продолжения работы в случае отказа одного из насосов, исключение остановки

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

скважин для исследования отдельных пластов, снижение воздействия на окружающую среду и полное соответствие законодательным требованиям.

При разработке месторождения совместным фондом скважин можно столкнуться с рядом проблем: отсутствие контроля над выработкой объектов (неравномерная выработка запасов, снижение эффективности ППД, снижается качество расчетных дебитов и оценки потенциала пластов, недостижение эффекта при совместной интенсификации); технологические риски (увеличение времени ремонта при КРС, повышенная кольматация пластов, потенциальное наличие внутрипластовых перетоков, потенциальный риск формирования отложений на НКТ/ГНО); инфраструктурные риски (дополнительные затраты на разделение фаз при смешивании нефти, потеря производительности ГНО, ухудшение работы нефтяного фонда из-за роста противодействия в системе сбора). Компоновки ОРД не являются стандартными, индивидуальная сборка для каждой скважины увеличивает затраты закупку и обслуживание. Ограничение применения в скважинах с небольшими и высокими дебитами осложненных глубиной. Технические и геологические ограничения.

Из-за множества критериев для подбора кандидатов под ОРД, лишь часть многопластового фонда подходит для внедрения компоновок. Поэтому можно рассмотреть скважины, не удовлетворяющие критериям подбора скважин-кандидатов для технологии ОРД на предмет предоставления альтернативных предложений для снятия лицензионных рисков. Анализ литературных данных выявил разные альтернативные методы, к которым можно отнести:

- измерение дебита с помощью частотных спектров шумов[2],
- шумометрия и гидродинамическое мультифазное моделирование[3],
- метод барометрии,
- геохимия, выделение биомаркеров,
- комплексный скважинный прибор гди-7,
- аппаратно-программный комплекс «спрут»,
- компоновка эцн с гидроприводом, метод якорей [4],
- однонасосная система орэ с разобщением гидравлическим клапаном отсекателем,
- однонасосная система орэ с разобщением электромагнитным клапаном отсекателем,
- однонасосная система с двумя пакерами и 2 лифтами,
- определение концентрации компонентов нефти в пробах,
- динамический маркерный мониторинг скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Опыт и перспективы одновременно-раздельной разработки многопластовых месторождений: научная статья / Цику Ю.К; Захаров И.В.; Тюмень
2. Скважинная шумометрия как энергосберегающая инновационная технология /Аслаян А.М., Аслаян И.Ю., Кантюков Р.Р., Минахетова Р.Н., Никитин Р.С., Нургалиев Д.К., Сорока С.В.; Геология. Геофизика. Бурение. 2016, т. 15, №2

3. Комплексный геофизический и гидродинамический мониторинг многопластовых нефтяных объектов при их совместной эксплуатации: автореферат / Якин М.В.; Уфа 2017
4. Пасечник М.П., Белоусов В.Б., Каспирович В.Л., Молчанов Е.П.. Способ определения дебита пластов при эксплуатации многопластовых объектов в нефтяной или газовой скважине. Патент №64280, 2005

**МЕРОПРИЯТИЯ ПО НЕДОПУЩЕНИЮ ПОПАДАНИЯ
РАЗРУШАЕМОЙ ПОРОДЫ В ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ
ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ С ПОСЛЕДУЮЩИМ
ОБРАЗОВАНИЕМ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК ЭКСПЛУАТИРУЕМОЙ
УЭЦН**

И.С. Мощенко, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО “СамГТУ”, г. Самара, Российская Федерация

E-mail: moshchenkoivan@mail.ru

Аннотация: Авторами был проведен анализ фонда скважин Бугринского месторождения, за период 2021-2022гг. При проведении анализа были выявлены следующие показатели: снижение суточного дебита базового фонда, при отборе проб обнаружено увлечение КВЧ в добываемой продукции, увеличение статистики межремонтного периода по причине отказ глубинного насосного оборудования.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, дебит, скин-фактор.

При эксплуатации скважин оборудованных УЭЦН, одной из множества проблем является снижение подачи насоса, соответственно данный фактор отрицательно влияет на суточный показатель по добычи нефти. Данная проблема возникает из-за разрушения породы в продуктивном пласте, и выносом ее в призабойную зону, тем самым перекрывает интервал перфорации в скважине создавая песчаную пробку. Влияние механических примесей для внутрискважинного оборудования так же является негативным фактором, который снижает ресурс работы насоса

Проведен анализ работы фонда скважин Бугринского месторождения Первомайского района, Оренбургской области за период 2021-2022г.г. На данных объектах присутствуют вышеизложенные осложнения подобного характера. Для ликвидации перекрытия интервалов перфорации и очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) в добывающем фонде скважин песчаными пробками и механическими примесями используется ряд разработанных мероприятий с привлечением бригад ТКРС. При выполнении работ по ликвидации песчаных пробок сервисными компаниями по ТКРС проводится нормализация текущего забоя с применением обратной промывки скважины, при низком пластовом давлении и статическом уровне в скважине, отсутствие возможности вызвать циркуляцию и провести

промывку скважины используются гидро-вакумные желонки. Из практики известно что за частую проведение промывок скважин снижает ожидаемый показатель по суточному дебиту из-за попадания не благородных жидкостей с превышением КВЧ, и привлечение бригад ТКРС увеличивает статистику по межремонтному периоду скважины.

Для недопущения пескопроявления, образования песчаных пробок с последующим перекрытием (ПЗП) в добывающем фонде скважин на практике применяются фильтры. Фильтр - это специальное устройство, устанавливаемое в скважину с целью очистки добываемого из пласта флюида от пластового песка и других механических примесей.[1.2]. Фильтр должен пропускать флюид, при этом иметь минимальные гидравлические сопротивления, надежно предохранять скважину от проникновения твердой фазы, образования пробок и существенного снижения дебита. При строительстве скважины данный фильтр спускается на пакерно-якорной установке в зону интервала перфорации, размещается напротив всего интервала с целью минимизации дополнительного фильтрационного сопротивления течению флюида (скин-фактор).[3].

На основании вышеизложенного делаем вывод, установка фильтров в интервал перфорации для предотвращения выпадения механических примесей из пласта увеличивает показатель межремонтного периода, снижением КВЧ в добываемой жидкости, тем самым несет экономическую эффективность нефтегазодобывающим предприятиям, нежели привлечение бригад ТКРС где необходимо использовать дополнительные средства из бюджета предприятия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дмитриевский А. Н., Климов Д. М., Карев В. И., Максимов В. М. От новых знаний в области механики к инновационным нефтегазовым технологиям // Ученые записки Казанского университета. Серия: Физико-математические науки. - 2015. - Т. 157. - Кн 3. - С. 7-20. Лаврентьев А.В..
2. Антониади Д. Г. Анализ причин и последствий пескопроявлений на завершающей стадии разработки нефтяных и газовых месторождений // Горный информационно-аналитический бюллетень. - 2015. - No 4. Специальный выпуск № 10 (отдельные статьи). - 32 с.
3. Бондаренко в. А.. Савенок О. В. Анализ современных методов и технологий управления процессами пескопроявлений при эксплуатации скважин / Сборник научных статей по итогам Международной заочной научно-практической конференции «Фундаментальные и прикладные исследования, разработка и применение высоких технологий в экономике, управлении проектами, педагогике, праве культурологи, языкознании, природопользовании, биологии, зоологии, химии, политологии, психологии, медицине, филологии, философии, соци-ологии, математике, технике, физике, информатике», г. Санкт-Петербург. - СПб.: Изд-во «Культ-ИнформПресс», 2014. - С. 44-46.

**РИСКО-ОРИЕНТИРОВАННЫЙ ПОДХОД К ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ПЛОЩАДНЫХ ОБЪЕКТОВ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ**

А.В. Денисов¹, Е.В. Алекина²

1 - магистрант, 1 курс, 251М группа,

2- к.х.н., доцент каф. «РиЭНиГМ»,

СамГТУ, г. Самара, Россия

В работе проведен анализ аварийности установки предварительного сброса воды Рыбкинского месторождения. Определен наиболее опасный и вероятный сценарий.

Ключевые слова: установка предварительного сброса воды, нефть, опасный производственный объект, аварийная ситуация.

Проектирование площадных объектов подготовки нефти требует одновременно и соблюдение требований нормативно-технической документации и обеспечение безопасности не только при эксплуатации, но и снижение рисков при аварийных ситуациях. Анализ показывает, что на объектах промыслового сбора и подготовки скважинной продукции аварии происходят главным образом по причинам коррозионного разрушения оборудования, ошибочных или неграмотных действий персонала, механического повреждения, вызванных несоблюдением правил безопасности работниками и отсутствием должного контроля со стороны руководителей работ всех уровней, а также возможна разгерметизация трубопровода в результате несанкционированной врезки.

Основываясь на анализе сведений, приведенных в периодической литературе [1,2], определены основные причины произошедших аварий на нефтепроводах, газопроводах, емкостном оборудовании и их последствия (таблицы 1÷6):

Таблица 1 - Основные причины аварий на нефтепроводах

№ п/п	Причины разрушения	Относительное количество (%)
1	Механические разрушения при постороннем воздействии	16
2	Разгерметизация в режиме промышленной эксплуатации	20
3	Несанкционированная врезка	28
4	Коррозионное разрушение металла	14
5	Разрушения вследствие некачественного проведения ремонтных работ, нарушения техники безопасности, ошибочных действий персонала	22

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 2 - Основные причины разрушения емкостного оборудования

№ п/п	Причины разрушения	Относительное количество (%)
1	Механические разрушения в результате гидроиспытаний, дефектов сварного шва, концентраций напряжений в зоне упорного уголка, при осадках основания фундамента и др.	46,2
2	Хрупкие разрушения при низких температурах	15,4
3	Воздействие взрывной волны	15,4
4	Коррозия	10,8
5	Воздействие высоких температур при пожаре	7,7
6	Воздействие стихийных явлений природного происхождения	3

Таблица 3 - Основные причины аварий на газопроводах

№ п/п	Причины разрушения	Относительное количество (%)
1	Коррозия металла трубы (КРН)	69
2	Брак строительства/изготовления	32
3	Механические воздействия	21
4	Конструктивные недостатки/брак изделия	12
5	Ошибочные действия персонала	8
6	Износ оборудования	1
	Воздействие стихийных явлений природного происхождения	1

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 4 - Последствия аварий на нефтепроводах

№ п/п	Последствия	Относительное количество (%)
1	Растекание по подстилающей поверхности, загрязнение земельных угодий и водных объектов	81
2	Выброс нефти с последующим пожаром разлития	17
3	Выброс нефти, растекание по подстилающей поверхности, образование взрывоопасного паровоздушного облака с последующим взрывом и пожаром разлития	2

Таблица 5 - Последствия аварий на емкостном оборудовании

№ п/п	Последствия	Относительное количество (%)
1	Растекание по подстилающей поверхности	85
2	Выброс нефти с мгновенным воспламенением	3
3	Выброс нефти, с последующим пожаром разлития	11
4	Аварии, сопровождающиеся объемным взрывом	1

Таблица 6 - Последствия аварий на газопроводах

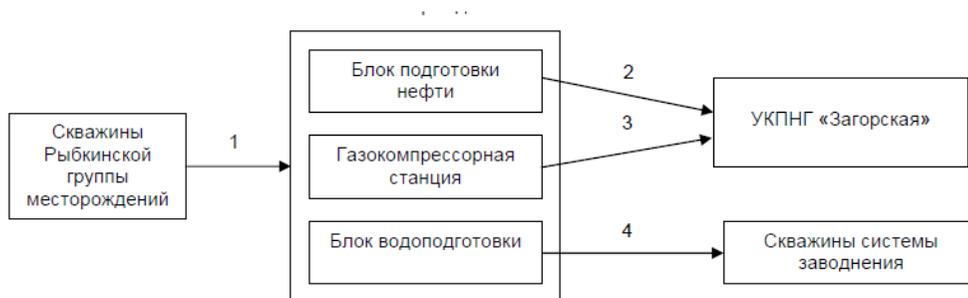
№ п/п	Последствия	Относительное количество (%)
1	Выброс газа с последующим возгоранием	34
2	Пожар, сопровождаемый взрывом	23
3	Аварии, сопровождающиеся объемным взрывом	36
4	Рассеивание, которое происходит при утечке	7

Когда объектом проектирования является площадной объект, будет наблюдаться уменьшение количества аварийных ситуаций в результате несанкционированных врезок (ограничение доступа третьих лиц на площадку) и возрастание случаев технических повреждений (высокая плотность расположения оборудования).

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В качестве рассматриваемого объекта взята установка предварительного сброса воды, служащая для подготовки нефти Рыбкинского месторождения для которой проведен анализ риска возникновения аварийных ситуаций.

Блок-схема основных технологических потоков с указанием наименования опасных веществ и направления их перемещения в технологической системе представлена на рисунке 1.



Основные технологические потоки: 1 – продукция скважин, 2 – нефть, 3 – нефтяной газ, 4 – пластовая вода

Рисунок 1 – Блок-схема основных технологических потоков

Концепция анализа риска заключается в построении множества сценариев возникновения и развития возможных аварий на объекте, с последующей оценкой частот реализации и определением масштабов последствий каждого из них. Из этого множества выбираются наиболее вероятные и «наихудшие» варианты, которые представляют наибольший интерес при планировании действий в условиях чрезвычайных ситуаций на опасном объекте и разработке превентивных мер по защите персонала объекта и проживающего рядом населения.

При проведении расчетов, по количественной оценке, вероятности возникновения аварий, связанных со взрывами и пожарами, степени риска и риска смертельных исходов в случае аварии на объекте приняты следующие исходные данные:

- вероятность разгерметизации технологического оборудования (по данным статистики);
- вероятность воспламенения порыва (по данным статистики);
- вероятность возникновения огненного шара (по данным статистики);
- вероятность мгновенного воспламенения порыва в виде факела (по данным статистики);
- вероятность воспламенения пролива (по данным статистики);
- вероятность сгорания парогазового облака с развитием избыточного давления (по данным статистики);
- вероятность сгорания парогазового облака без развития избыточного давления (по данным статистики);
-
- вероятность пребывания человека в зоне поражения. Логические схемы развития аварий, связанных с выбросом легковоспламеняющихся и горючих веществ из аварийных блоков, представлены на рис 2-4.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

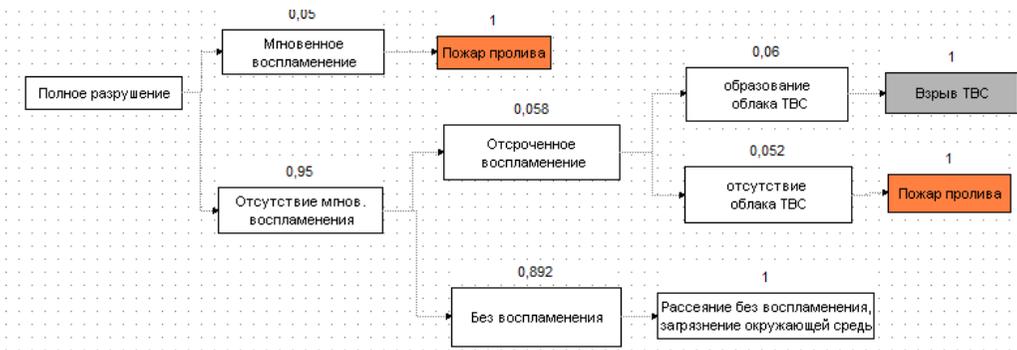


Рис. 2 - Логическая схема развития аварии, связанной с выбросом горячего вещества из РВС



Рис. 3 - Логическая схема развития аварии, связанной с выбросом горячего вещества из газового сепаратора, отстойника

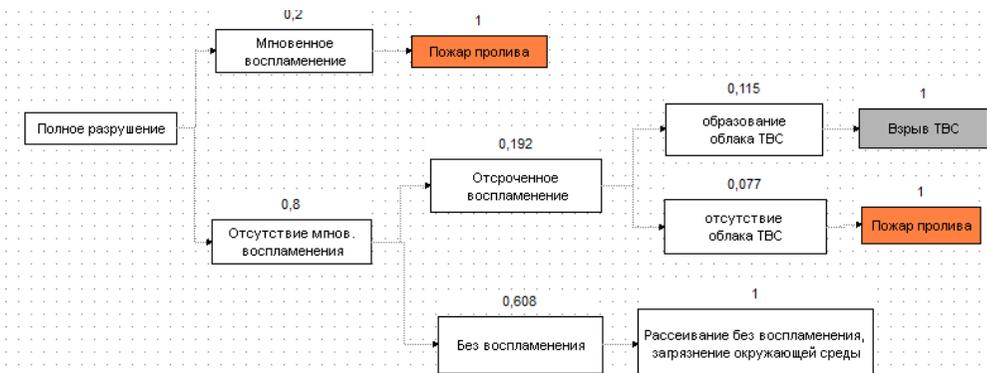


Рис. 4 - Логическая схема развития аварии, связанной с выбросом горячего вещества из трехфазного сепаратора, буферной емкости.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Анализ возможных аварийных ситуаций позволил определить наиболее опасный и вероятный вариант. Это полная разгерметизация буферной емкости БЕ-3, при этом воспламенение продукта не произошло, вылившаяся жидкость не загорелась. Наиболее опасный сценарий представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Данные о распределении опасных веществ

Наименование параметра	Краткое описание аварии	Значение
Расчетный вариант	Площадка емкости БЕ-3	
Наименование поражающего фактора	Полная разгерметизация емкостного оборудования. При этом воспламенение продукта не произошло, вылившаяся жидкость не загорелась. В результате аварии произошло рассеивание выделившегося сероводорода.	Токсическое воздействие
Объем вылитой жидкости при аварии м ³		51,4
Расчетная площадь пролива, м ²		320
Масса сероводорода, кг		10
Частота разгерметизации, год ⁻¹		$5,0 \cdot 10^{-6}$
Вероятность реализации сценария, год ⁻¹		$3,04 \cdot 10^{-6}$
Величина индивидуального риска, год ⁻¹		$6,69 \cdot 10^{-7}$
Величина суммарного ущерба, тыс.руб.		24680,68
Размеры зон поражения, м: - пороговое поражение 75,64 - смертельное поражение		75,64 17,61

Проведенный анализ позволил выявить потенциальную опасность установки предварительного сброса воды, разработать мероприятия по усилению безопасности и разработать предупредительные мероприятия по минимизации последствий аварийных ситуаций.

Для повышения уровня промышленной безопасности в целом рекомендуется:

- обеспечивать выполнение проектных решений, а также соблюдение правил безопасной эксплуатации технологического оборудования организовывать проведение в установленные сроки технических освидетельствований оборудования;
- в качестве запорной арматуры использовать электрифицированные задвижки с дистанционным управлением (с учетом требований нормативно-технических документов и экономической целесообразности);
- обеспечивать бесперебойное функционирование приборов, входящих в состав систем АСУТП и ПАЗ;
- проводить плановые систематические мероприятия по повышению профессиональной и противоаварийной подготовки работников, осуществляющих эксплуатацию объекта.

Таким образом анализ рисков позволяет прогнозировать наиболее вероятные и наиболее опасные аварийные ситуации и разрабатывать превентивные меры по повышению безопасности уже при проектировании.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Полякова, С. А. Анализ аварийности на объектах нефтегазовой отрасли России / С. А. Полякова, С. С. Ильичёв. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2022. — № 16 (411). — С. 115-117
2. Отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2010-2021 гг.
https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/
3. Роснефть: вклад в реализацию целей ООН в области устойчивого развития // Компания ПАО «НК «Роснефть» - [Электронный ресурс]. Режим доступа https://www.rosneft.com/upload/site1/attach/3/06/Rosneft_UN_RUS.pdf
4. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 29.07.2018) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
5. Приказ от 11.04.2016 № 144 «Об утверждении руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценка риска аварий на опасных производственных объектах».
6. Приказ от 25.03.2009 № 182 «Об утверждении свода правил «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».
7. Приказ от 25.11.2016 № 495 «Об утверждении требований к регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведению государственного реестра опасных производственных объектах»

ПРИМЕНЕНИЕ НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А.В. Денисов¹, Е.В. Алекина²

*1 - магистрант, 1 курс, 251М группа,
2- к.х.н., доцент каф. «РиЭНиГМ»,
СамГТУ, г. Самара, Россия*

В работе рассмотрена возможность применения полимерных армированных труб (ПАТ) для строительства промысловых трубопроводов. Проведен детальный анализ достоинств и недостатков применения ПАТ в условиях промыслового сбора и транспорта скважинной продукции.

Ключевые слова: полимерные армированный трубопровод, промысловый трубопровод, коррозия, скважинная продукция

Трубопроводная система Российской Федерации имеет протяженность сотни тысяч километров, из которых порядка 20 процентов относятся к нефтепроводам [1].

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Подавляющее большинство промысловых трубопроводов в Российской Федерации изготовлены из стали различных марок (в зависимости от коррозионной активности транспортируемой среды). Существующие металлические трубопроводы характеризуются высоким фактическим износом из-за превышения нормативного срока службы и частыми выходами из строя из-за дефектов, вызванными коррозией металла.

Следует отметить высокую стоимость строительно-монтажных работ, изготовление, транспорт металлических промысловых нефтепроводов [2].

Для защиты металлических промысловых трубопроводов от коррозии применяют различные защитные покрытия, используют средства электрохимзащиты [3], что так же увеличивает стоимость строительно-монтажных работ.

Учитывая длительный период эксплуатации месторождений трубопроводная система является основополагающей при обустройстве на протяжении всех стадий разработки. На ряду с этим меняющийся состав (обводненность, вовлечение в добычи других продуктивных пластов) скважинной продукции и такие осложняющие факторы эксплуатации как наличие агрессивных сред (сероводород, углекислый газ) приводит к повышенным рискам коррозии, солеотложения, АСПО и гидратообразованию.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод о необходимости использования неметаллических промысловых трубопроводов с целью уменьшения стоимости строительно-монтажных работ, избегания выходов из строя по причине сквозной коррозии трубопроводов, уменьшения сроков строительства нефтепроводов.

На сегодняшний день одним из перспективных направлений является использование в проектировании и строительстве промысловых трубопроводов из полимерных армированных труб (ПАТ).

Принципиальная схема полимерных армированных труб представлена на рисунке 1.

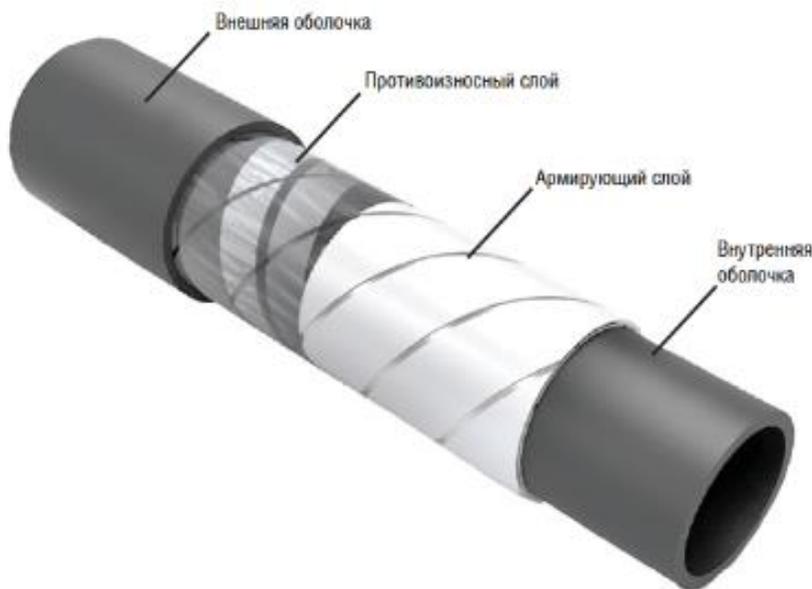


Рисунок 1 – Принципиальная схема ПАТ

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На рисунке 2 представлен пример конструкции ПАТ с армирующим слоем из нитей, проволоки, корда [4].

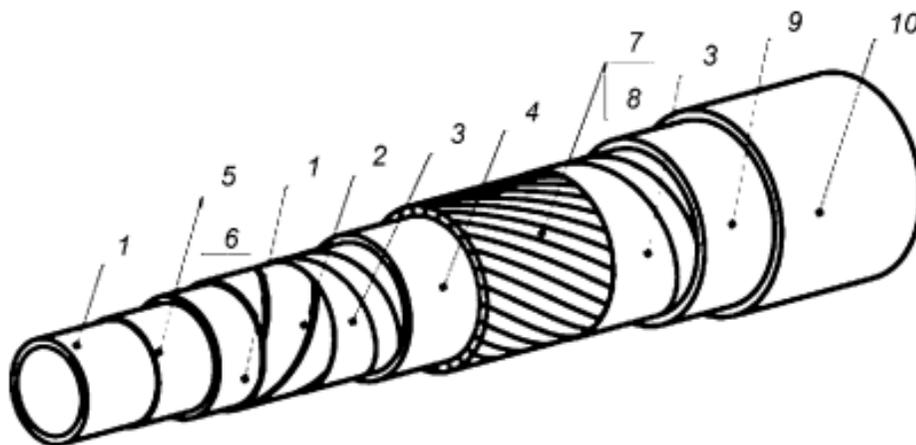


Рисунок 2 - пример конструкции ПАТ с армирующим слоем из нитей, проволоки, корда

1 – внутренняя оболочка; 2 – армирующий слой; 3 – разделительный слой (опционально); 4 – наружная оболочка; 5, 6 – барьерный и адгезионные слои (опционально); 7, 8 – кабельный слой с сегментами с токопроводящими жилами и/или волоконно-оптическим кабелем (опционально); 9 – теплоизоляционный слой (опционально); 10 – защитная оболочка (опционально).

Сборка ПАТ на транспортировочном барабане представлена на рисунке 3.



Рисунок 3 – сборка ПАТ на транспортировочном барабане.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ПАТ обладают следующими преимуществами по сравнению со стальными трубопроводами:

- высокая коррозионная стойкость;
- высокая скорость строительства;
- сопротивление блуждающим токам;
- эластичность;
- долговечность;
- способность без разрушений выдерживать относительно большие

сдвиги земной поверхности.

В ПАО НК «Роснефть» имеется положительный опыт использования ПАТ [5].

При проектировании новых участков трубопроводной системы или замены существующих необходимо руководствоваться и учитывать требования [4]. Таким образом можно рекомендовать применение ПАТ для строительства промышленных трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Состояние трубопроводного транспорта в России: Старое против нового - [Электронные ресурс]. Режим доступа <https://dprom.online/oilngas/sostoyanie-truboprovodov-v-rossii-staroe-protiv-novogo/>
2. Стоимость строительства нефтепроводов – [Электронный ресурс]. Режим доступа <https://pipe-s.ru/opredelit-stoimost-stroitel-stva-truboprovodov/>
3. ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;
4. ГОСТ Р 59834-21 «Трубопроводы промышленные. Трубы гибкие полимерные армированные и соединительные детали к ним. Общие технические условия»;
5. Опыт применения полимерно-армированных трубопроводов в ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» - [Электронный ресурс]. Режим доступа <https://glavteh.ru/wp-content/uploads/2020/04/opyt-primeneniya-polimerno-armirovannyh.png>
6. Специальные технические условия на проектирование и строительство объекта «Проект развития Русско-Реченского месторождения. Нефтепровод от мобильной установки подготовки нефти (МУПН) Русско-Реченского месторождения до приемстадоочного пункта (МПСП) на Тагульском месторождении». – ООО «ПромЭкоКонсалтинг» - 2022.

УДК 622.276

**ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ПЕРИОДА ОТРАБОТКИ СКВАЖИН
ПЕРЕД ПЕРЕВОДОМ В СИСТЕМУ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО
ДАВЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ПЛАСТА**

И.В. Дубинкин¹, С.А. Булгаков^{1,2}, С.В. Демин¹, В.Н. Кожин¹,

А.М. Зиновьев^{1,2}

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

г. Самара, Россия, E-mail: DubinkinIV@samnipi.rosneft.ru

Аннотация. В современных реалиях экономической и геополитической обстановки, в условиях которых существуют нефтегазодобывающие предприятия страны, особое значение приобретают процессы, направленные на повышение эффективности производства - оптимизация затрат, внедрение инновационных методов и технологий, изменение подхода к реализации широко известных и повсеместно применяемых, технологических процессов.

Ключевые слова: Месторождение, пласт, система поддержания пластового давления (ППД), эффективность вытеснения, период отработки нагнетательных скважин, накопленная добыча нефти.

Интенсивное истощение традиционных запасов нефти и снижение темпов ее добычи, вызывают необходимость ввода в разработку объектов с трудноизвлекаемыми запасами, для которых характерны низкие фильтрационные свойства. В низкопроницаемых коллекторах существенная часть добычи приходится на нестационарный режим фильтрации, поэтому одной из возможностей повышения эффективности разработки является временное использование нагнетательных скважин в качестве добывающих.

Основным инструментом определения времени отработки, перед переводом под нагнетание, служит полномасштабное гидродинамическое моделирование, которое связано с большими трудозатратами на создание и адаптацию моделей. В то же время, в ряде добывающих обществ, для учета в бизнес планировании, принято фиксированное, одинаковое для всех нагнетательных скважин, время отработки на нефть - от одного месяца до трех лет. Несвоевременный перевод скважин под нагнетание приводит к потерям накопленной добычи нефти и снижению рентабельности разработки месторождения, некорректному планированию объемов добычи и закачки, сроков обустройства для нагнетательных скважин и т.д. [1]

Таким образом, возникает необходимость определения оптимального времени отработки каждой из нагнетательных скважин, с учетом индивидуальных параметров работы пласта.

Для реализации алгоритма была собрана обширная историческая база статистических данных по разработке большого числа эксплуатационных объектов месторождений АО «Оренбургнефть». Идея алгоритма заключается в том, чтобы на основе эмпирических данных сформированной базы, сделать вывод об оптимальном периоде отработки для ВНС ППД, на конкретном месторождении, с определенными запускными параметрами.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В качестве дополнительных данных необходимо произвести расчет прироста добычи на скважинах окружения, после перевода рассматриваемой скважины в ППД. Расчет производится по методу материального баланса. Таким образом, пролонгировав запускной дебит по экспоненциальной кривой падения, на основе данных по темпу падения ВНС на выбранном месторождении (учитывая индивидуальное время отклика на ввод скважин ППД) и, пролонгировав дополнительную добычу нефти на реагирующих скважинах, на основании данных по темпу падения, рассчитанному по методу Arps (представляет собой быстрый и удобный эмпирический метод, применяемый при отсутствии параметров пласта и без непосредственного определения коэффициента извлечения углеводородов. При применении данного метода требуется аппроксимация фактических кривых динамики добычи типовыми кривыми для прогнозирования будущих показателей добычи нефти и газа, поэтому он может быть использован для любого типа резервуара) [2], [3], [4], найти точку на временной оси, в которой накопленная добыча за период отработки и сохраненная добыча от перевода в ППД будет максимальной:

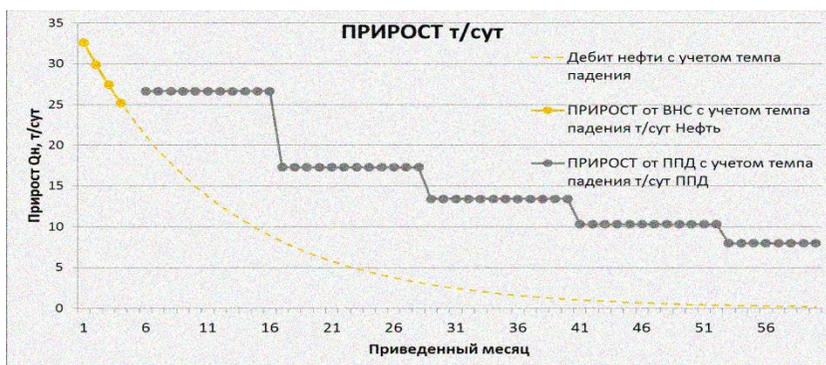


Рис.1. Динамика изменения дебита нефти за период отработки скважины на нефть и прироста по реагирующим скважинам после перевода в ППД

Полученный вариант будет являться рекомендуемым, а период отработки - оптимальным временем перед переводом скважины в систему ППД.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. А.Н. Ситников, А.А. Пустовских, к.ф.-м.н., А.П. Рошкетаяев, к.ф.-м.н., Ц.В. Анджукаев «Метод определения оптимального времени отработки нагнетательных скважин», Нефтяное хозяйство, 2015
2. Вальес-Лосано Дж., Репин-Поляков Н.Н. «Применение метода кривой падения арпса для прогноза дебита скважины», Наука, техника и образование, 2020
3. Чжоу Цяофэн. Оценка производительности горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта на основе математического моделирования и анализа промысловых данных: Дисс. КТН. Москва, 2018. С. 145.
4. Тунг Л.В. Применение метода кривой падения Арпса для прогноза добычи нефти скважины n1 месторождения «чёрный дракон», Вьетнам // Современные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений: межд. конф. Москва: ООО "Недра-Бизнес-центр", 2018. С. 148–149.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КОЛГАНСКОЙ ТОЛЩИ
ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Е.О. Тягаев¹, С.А. Булгаков^{1,2}, А.М. Зиновьев^{1,2}

*ООО «СамараНИПИнефть»¹, ФГБОУ ВО «СамГТУ»²
г. Самара, Россия E-mail: tyagaeevo@gmail.com*

Аннотация. Основная доля месторождений Волго-Уральской провинции находится на завершающей стадии разработки, что способствует снижению объёмов добычи. Задача по стабилизации объёмов добычи за счёт увеличения ресурсной базы, доизучение разрабатываемых месторождений, применение методов увеличения нефтеотдачи и борьба с отложениями.

Одним из наиболее перспективных объектов требующих дополнительного изучения с точки зрения разработки является колганская толща. Толща сложена серией мощных (до 100 м) пачек терригенных пород внутри карбонатного массива верхнефранско-нижнефаменского возраста. В колганских резервуарах установлена промышленная нефтегазоносность на Восточно-Капитуновском, Мамалаевском, Тарашанском, Донецко-Сыртовского, Вахитовского, Калининском, Лесном, Майском, Хуторского и Новоземлянском месторождениях.

Ключевые слова: Месторождение, колганская толща, нефтенасыщенность, фациальный комплекс.

Участок исследований расположен на территории Восточно-Оренбургского и Южно-Бузулукского нефтегазоносных районов. В среднефранское время рассматриваемый район принадлежал относительно глубоководному морскому бассейну доманикового типа. В тектоническом отношении колганская толща расположена на восточной окраине Восточно-Европейской докембрийской платформы. По отложениям осадочного чехла – в южном погружении Бузулукской впадины западной части Павловской седловины (рис. 1).

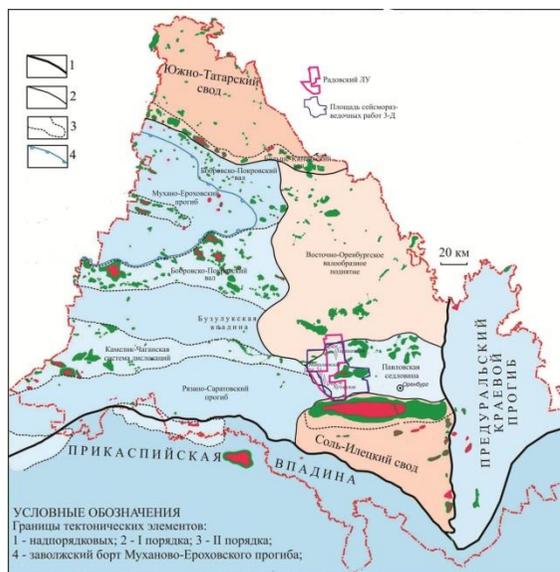


Рисунок 1 - Фрагмент из обзорно-тектонической схемы Оренбургской области [1].

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

По данным сейсморазведки кровля терригенных отложений колганской толщи была прослежена на территории Алисовского и Кичкасского ЛУ, здесь была выделена зона выклинивания колганской толщи, как на самом северном участке, где выделена колганская толща. Одним из самых западных ЛУ, где предположительно можно выделить колганскую толщу является Волостновский ЛУ.

В отличие от большей части территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП), где данный стратиграфический интервал разреза сложен преимущественно карбонатными отложениями, на юге Оренбургской области колганская толща образована чередованием карбонатных и заметных по мощности терригенных пачек пород. Последние представляют собой переотложенные продукты размыва девонских и додевонских пород на палеосуше, существовавшей в позднем девоне в районе современных Оренбургского вала, а также южных участков Предуральяского краевого прогиба и передовых складок Урала [2, 3].

По данным седиментологического анализа кернового материала выделяются следующие фациальные комплексы колганской толщи:

1. Открытый мелководный шельф;
2. Подводный береговой склон (прибрежное терригенное мелководье);
3. Лагуна;
4. Приливно-отливная илисто-терригенная равнина;
5. Флювиальная дельта;
6. Аллювиальные системы сплетенного типа;
7. Аллювиальные фэны;
8. Элювиальные горизонты (палеопочвы).

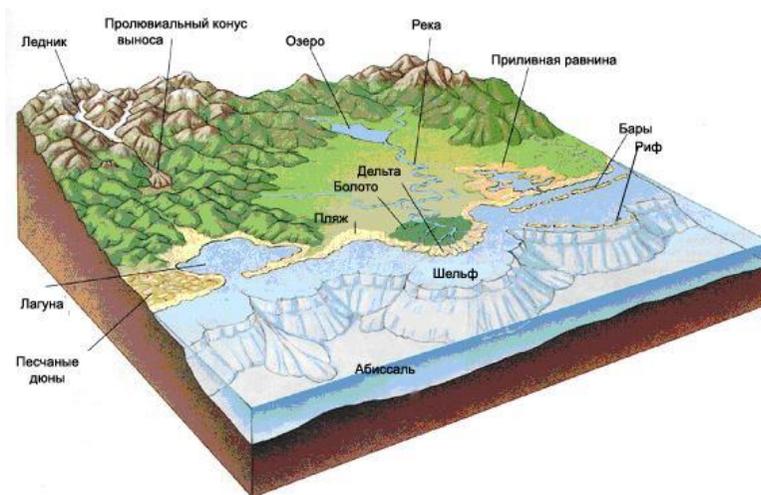


Рисунок 2 - Блок схема континентальной зоны осадконакопления [4]

По результатам фациального анализа керна, коллектора месторождений расположенных в пределах рассматриваемой площади отнесены к соответствующим фациальным комплексам.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В условиях открытого мелководного шельфа отлагаются плотные породы, которые являются крышкой (флюидоупором) для залежей терригенных пластов Дкт, а так же карбонатных пластов Дфр1 и Дфр2 на Волостновском ЛУ.

Песчаники подводного берегового склона являются коллекторами, нефтенасыщенность которых подтверждена на Таращанском, Новоземлянском месторождениях, предположительно коллектора Мамалаевского и Восточно-Капитоновского месторождений относятся так же к данной фации.

Нефтенасыщенность пород лагун выявлена только в пределах Волостновского ЛУ в интервале пласта Дфр1, в остальных случаях они плотные, практически не проницаемые, поэтому выступать в роли коллекторов не могут. В связи с не выдержанностью по площади, а так же относительно не большой мощностью отложения не выступают в роли флюидоупоров, приурочены к уплотненным интервалам между пропластками коллекторов.

В составе приливно-отливной равнины выделяются основные коллектора пласта Дкт3 на Донецко-Сыртовском месторождении, каналы на площади слабо связаны между собой, по форме сложные, меандрирующие, однако стоит отметить, что при наличии многочисленных поверхностей внутриформационных врезаний, и возможна глубокая эрозия с наложением одного канала на другой, как следствие увеличение мощности коллектора.

Нефтенасыщенность флювиальной дельты установлена на Вахитовском месторождении. Евлано-ливенский дельтовый комплекс на Вахитовском месторождении образуется четко выраженные клиноформы, которые можно проследить на временных разрезах сейсмического куба. В пределах Южно-Кубанского поднятия выделяется наиболее древняя часть евлано-ливенской толщи, в пределах Клубниковского более молодая клиноформа. Перекрывает дельтовый комплекс терригенные отложения морского мелководья и приливно-отливной равнины (знаменующий конец периода низкого стояния ОУМ и начало следующего, фаменского, этапа трансгрессии).

Нефтенасыщенность аллювиальных систем сплетенного типа подтверждена на Калининском, Майском и Лесном месторождениях, характеризующиеся небольшими по площади куполами и разрабатываются единичными скважинами.

В зоне аллювиальных фэнов выделяются поровые коллектора, с изменчивыми ФЕС, с неравномерной сортировкой, и развитием кварцевого регенерационного цемента. Согласно описанию современных конусов выносов направления транспортировки имеет веерообразное распределение.

В зоне элювиальных горизонтов (палеопочв) породы плотные, слабо проницаемые, однако в силу того, что данные горизонты не выдержаны по площади, то не выступают в качестве флюидоупоров.

Не смотря на то, что коллектора рассматриваемых месторождения относятся к одному ярусу Колганской толщи, они принадлежат разным фаціальным комплексам, транслировать опыт одного месторождения на другое допускается только в пределах одной фаціальной зоны. Каждая фаціальная зона сложена в индивидуальных условиях и обладает индивидуальными свойствам пластов.

Как наиболее перспективные для дальнейшего поиска и доразведки можно выделить следующие фаціальные комплексы:

Подводный береговой склон (прибрежное терригенное мелководье) характеризуется наличием высокодебитного фонда;

Приливо-отливная илисто-терригенная равнина характеризуется высокой вертикальной и горизонтальную неоднородность и невыдержанность пласта, что способствует соответствию обводнённости и степени выработки;

Флювиальная дельта характеризуется наличием высокодебитного фонда;

Алювиальные системы сплетенного типа характеризуется относительно высокими запускными дебитами при небольших нефтенасыщенных толщинах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пересчет геологических запасов нефти и растворенного газа Мамалаевского нефтяного месторождения оренбургской области, Игнатов А.И. и др., Самара, 2022. Стр.61.
2. Яхимович Г.Д. Колганский нефтегазоносный бассейн и роль тектоники в его формировании // Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области. – Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1998. Стр. 72-76.;
3. Никитин Ю.И., Остапенко С.В. Связь нефтеносности Волго-Уральской провинции с плитной тектоникой урала // Нефтяное хозяйство. 2008. №12. Стр.14-17.
4. <https://studfile.net/preview/3127450/>

ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ФОРМИРОВАНИЯ КОЛГАНСКОЙ ТОЛЩИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Е.О. Тягаев¹, С.А. Булгаков^{1,2}, А.М. Зиновьев^{1,2}

*ООО «СамараНИПИнефть»¹, ФГБОУ ВО «СамГТУ»²
город Самара, Россия E-mail: tyagaeevo@gmail.com*

Аннотация. Одним из высокопродуктивных объектов добычи углеводородов Волго-Уральской провинции является колганская толща. Объект представляет собой серию пластов терригенно-карбонатных пород сформировавшихся в условиях значительного падения относительного уровня моря на рубеже верхнефранского и нижнефаменского времен.

Характерной особенностью является несоответствие между рельефом поверхности кристаллического фундамента и структурными планами горизонтов осадочного чехла. [1] Нефтегазоносность комплекса представлена карбонатным массивом верхнефранско-нижнефаменского возраста.

С целью максимально эффективного доизучения рассматриваемого объекта требуется детальная проработка и систематизация накопленной информации для формирования наиболее полного представления условий образования и эволюции обстановок осадконакопления отложений колганской толщи.

Ключевые слова: колганская толща, привнос, терригенный материал, Соль-Илецкий свод, Калтасинский авлакоген, Колганско-Борисовский прогиб, Урало-Сакмарский рифт.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Впервые колганская толща была вскрыта бурением в 1967 г., но основные месторождения открыты в последние 30 лет – Филатовское, Вахитовское, Донецко-Сыртовское, Кариновское, Дачно-Репинское, Восточно-Ольшанское, Царичанское [2].

Изучением геологического строения колганской толщи занимались В. К. Баранов, И. А. Денцкевич, В. И. Кайдалов, Б. С. Коротков, Г. В. Леонов, С. П. Макарова, С. В. Фролов, А. В. Ярошенко, Г. Д. Яхимович и др. [3].

В истории формирования «колганской толщи» можно выделить два основных этапа, отвечающих мендымскому и евлановско-ливенскому времени. Мендымское время характеризуется незначительным привносом терригенного материала в окружающий морской бассейн. Терригенный материал представлен в основном глинистыми и глинисто-алевролитовыми породами. Резкое снижение поступления терригенного материала в воронежское время способствовало возобновлению карбонатной седиментации на большей части территории морского развития «колганской толщи». На участках активных приразломных зон в пределах относительно глубоководной части шельфа в это время активно формировались одиночные рифовые постройки (Рыбкинская, Дачная, Кичкасская, Репинская, Черноярская площади).

В евлановско-ливенское время снос терригенного материала возобновился и имел более интенсивный характер. Толщи терригенного материала характеризуются более значительными мощностями (до 250 м) и представлены песчано-алевролитоглинистыми породами. Именно с терригенной толщей данного времени связаны основные продуктивные пласты. Распространение пластов по территории неоднозначное, совершенно не упорядочено и обусловлено фаціальным замещением пород.

В нижнефаменское время снос терригенного материала практически прекратился. Наступило время господства преимущественно карбонатного осадконакопления. Только в нижней части нижнефаменской карбонатной толщи выделены единичные песчано-алевролитоглинистые прослойки. Формирование «колганской толщи» способствовало почти полной нивелировке контрастного подводного рельефа.

Предположительно в евлановское время (следующий эвстатический ритм со значительным снижением относительно уровня моря (ОУМ)) произошел значительный привнос в морской бассейн терригенной кластики, сформировавшей нижнюю часть колганской толщи. По данному этапу керновый материал наиболее ограничен. Из результатов описания керновых данных, песчаники хорошо сортированы, но практически не биотурбированы, без четких текстурных признаков, что свидетельствует об интенсивном поступлении материала на сравнительно большую глубину. Присутствующий шлам и детрит наземных растений свидетельствуют о привносе песка с суши.

Второй этап накопления колганской толщи (ливенский) происходил при максимальном глобальном снижении ОУМ. В разрезах скважин фиксируется резкая дифференциация разреза, типичная для дельтового комплекса. Привнос терригенного

материала происходил через обнажившуюся карбонатную платформу. В разрезах, приближенных к склону платформы, фиксируется смешение терригенных и обломочных карбонатных осадков. Дельтовый конус выноса формирует клиноформную линзу, наращающую склон карбонатной платформы.

В кровле колганской толщи фиксируются фации фаменской трансгрессии – морское мелководье с терригенным осадконакоплением и приливно-отливные равнины верхнего шельфа с карбонатным осадконакоплением. На этом этапе происходит выравнивание и перераспределение осадков дельтового комплекса. [4]

Структурно-текстурные особенности пород, слагающих терригенные разрезы «колганской толщи», указывают, что их накопление обусловлено проявлением различных процессов. Так часто наблюдаемая градационная слоистость указывает на возможность отложения из зерновых потоков, либо является следствием штормовых процессов. Оползневые и клиновидные текстуры свидетельствуют о проявлении гравитационных процессов, косая слоистость является отражением наличия течений, горизонтальная слоистость – застойные условия. Наблюдаемый характер соотношений в разрезе пород с различной гранулометрической характеристикой свидетельствует о неравномерном пульсационном характере поступления терригенного материала.

Тектоника

По отложениям палеозоя исследуемый участок располагается в юго-западной части Восточно-Оренбургского валообразного поднятия и соответствует Калтасинскому авлакогену который представляет собой развитую на востоке Восточно-Европейской платформы единую позднепротерозойскую отрицательную геоструктуру, протягивающуюся вдоль складчатого Урала на расстоянии более 900 км при ширине от 30-40 до 250 км. В современном плане Калтасинский авлакоген представляет собой по отложениям девона и карбона обширный структурный нос, с падением слоев в юго-западном и юго-восточном направлениях. Павловская седловина является связующим элементом между Восточно-Оренбургским поднятием и Соль-Илецким сводом, выделяясь только по отложениям девона. На фоне этого погружения выделяются многочисленные локальные поднятия (Царичанско-Судьбодаровская, Колгано-Кичкасская группа поднятий и др.) и тектонические нарушения различной направленности. Основным структуроформирующим фактором в нижнем и среднем девоне были тектонические движения, что благоприятно сказалось на формировании тектонически экранированных ловушек в данном районе. [4]

В позднем девоне в верхнефранско-нижефаменское время на месте инвертированного ордовикского Урало-Сакмарского рифта, существовала островная суша, которая охватывала северную часть Соль-Илецкого свода. Переотложенные продукты эрозии девонских и ордовикских пород в прилегающем к суше морском бассейне образовали колганскую толщу. Исследователи предполагают, что колганская толща заполнила локальный тектонический, либо аккумуляционный Колганско-Борисовский прогиб. Однако кроме наличия колганской толщи других морфоструктурных признаков такого прогиба до сих пор не обнаружено. По результатам новых исследований установлено клиноформное проградационное

строение колганской толщи по схеме бокового наращивания в северном направлении от палеосуши Соль-Илецкого свода.

Начиная со средне-верхнефаменского времени наступает время пассивного накопления осадочных рядов карбонатно-терригенного типа, процессы седиментации преобладают над процессами тектоники. Происходит выполаживание ранее существующего рельефа. В результате чего каменноугольные и пермские отложения в региональном плане практически повторяют очертания девонской поверхности, но становятся более выположенными. На месте поднятий расположены структурные носы, тектоническим разломам отвечают флексуобразные перегибы.

Для кунгурского времени (заключительная фаза герцинского тектогенеза) характерно активное развитие соляной тектоники. Для иренских отложений характерно наличие солянокарстовых мульд, формирование которых происходило за счет развития соляного карста в тектонически ослабленных зонах. Помимо мульд в соленосной толще развиты и высолонцы – локальные неоднородности в виде замещения пластов соли ангидритами. Надсолевые структурные планы почти полностью повторяют строение кунгурской поверхности, так как весь надсолевой структурный этаж в целом обусловлен интенсивностью соляной тектоники.

Альпийский цикл завершил историю тектонических движений и совместно с более ранними фазами придал структурам палеозойского этажа современный облик.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пересчет геологических запасов нефти и растворенного газа Мамалаевского нефтяного месторождения оренбургской области, Игнатов А.И. и др., Самара, 2022. Стр.61.
2. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области: Сб. науч. трудов. Вып. 1 / Ред. А.С. Пантелеев, Н.Ф. Козлов. – Оренбург: Оренбургское кн. изд-во, 1998. – 129 с.
3. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области / Под ред. А.С. Пантелеева, Н.Ф. Козлова. – Оренбург: Оренбургское кн. изд-во, 1997. – 272 с.
4. Дополнение к технологическому проекту разработки Вахитовского нефтяного месторождения Оренбургской области, Родин Н.В. и др., Самара, 2020г. Стр.38.

УДК 622.276

**БОРЬБА С ОТЛОЖЕНИЯМИ АСПО НА СКВАЖИНАХ, ОБОРУДОВАННЫХ
УЭЦН, НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТОВ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ А**

Т.И. Джакимов, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО «СамГТУ»

г. Самара, Россия E-mail: dzhakimov-2@mail.ru

Аннотация. Добыча нефти с помощью электроцентробежных насосов является одним из самых распространённых механизированных методов добычи нефти. Эксплуатация скважин ЭЦН сопровождается различными осложнениями, поэтому повышение эффективности методов борьбы с осложнениями является основной задачей для скважин, оборудованных ЭЦН.

Ключевые слова: Месторождение, пласт, электроцентробежный насос, асфальтосмолопарафиновые отложения, ингибитор отложений

В настоящее время основным способом добычи нефти и подъема ее на поверхность является использование электроцентробежных насосов. На пластах Б1, Б2, Б3 нефтегазоконденсатного месторождения А 33 скважины оборудованы ЭЦН, поэтому проблема повышения эффективности работы фонда скважин, оборудованных ЭЦН является актуальной.

По свойствам нефть пластов Б1, Б2, Б3 легкая ($783-876 \text{ кг/м}^3$), незначительной вязкости ($3,3-3,75 \text{ мПа}\cdot\text{с}$), парафинистая (содержание парафина в среднем 5,1%), сернистая (в среднем 1,03%). По состоянию фонда из 353 действующих скважин 33 оборудованы ЭЦН, 8 эксплуатируются фонтанным способом, 312 газлифтным. Глубина спуска ЭЦН определена в пределах от 1470 до 2232 м. Основной фонд составляют скважины, оборудованные ЭЦН номинальной производительностью 190,7 м³/сутки.[1]

Из 33 скважин объекта только 6 скважин работают с коэффициентом подачи от 0,75 до 1,25 и не требуют замены. Среди причин простоя и бездействия скважин основной является износ рабочих органов.[2]

Поскольку нефть пластов парафинистая и смолистая, то среди осложнений при эксплуатации возможны асфальтосмолопарафиновые отложения. Для борьбы с АСПО на скважинах предлагается закачка в пласт ингибитора отложений. Ингибитор парафиноотложений, обладая поверхностно-активными свойствами, влияет на начало кристаллизации, стабилизирует кристаллическую фазу и предупреждает осаждение асфальто-смоло-парафиновых веществ на поверхности, имеющей центры кристаллизации. В процессе добычи нефти под действием ингибитора происходит не только формирование мелкодисперсной суспензии АСПО, но и ингибирование внутренней поверхности оборудования. [3]

Для приготовления состава необходимо рассчитать объем ингибитора, воды и дополнительной жидкости. Исходные данные для расчета технологических параметров на примере скважины № 1103:

1. Диаметр эксплуатационной колонны $D = 177,8 \text{ мм}$.

2. Интервалы перфорации $H_3 = 2745 \text{ м}$.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1915 - 2745 м.

3. Коэффициент продуктивности $K = 32,8 \text{ м}^3/\text{сут}\cdot\text{МПа}$.

4. $P_{\text{зат}} = 4,3 \text{ МПа}$.

5. Дебит жидкости $Q = 188 \text{ м}^3/\text{сут}$.

6. Статический уровень $h_{\text{ст}} = 1450 \text{ м}$.

7. Обводнённость $H = 76 \%$.

8. Пластовое давление $P_{\text{пл}} = 20,3 \text{ МПа}$

9. Забойное давление $P_{\text{заб}} = 9,8 \text{ МПа}$.

10. Глубинонасосное оборудование.

глубина спуска $h_{\text{Н}} - 1742 \text{ м}$.

диаметр НКТ $d_{\text{НКТ}} - 65 \text{ мм}$.

насос D2400N.

Сначала рассчитаем необходимое количество ингибитора (P , кг) по формуле:

$$P = A \cdot P_o \cdot Q_B \cdot T / 1000, \text{ кг (1)}$$

где A - коэффициент увеличения расхода ингибитора, учитывающий неравномерность выноса его из призабойной зоны. (принимают равным 1,5 - 2,0).

P_o - оптимальная дозировка ингибитора $\text{г}/\text{м}^3$ (рекомендуется 30 - 200 $\text{г}/\text{м}^3$).

Q_B - производительность скважины по воде, $\text{м}^3/\text{сут}$.

T - предполагаемое время защиты оборудования.

$$m_p = 1,5 \cdot 40 \cdot 381,57 \cdot 200 / 1000 = 4579 \text{ кг}$$

На основе рассчитанного количества ингибитора (P) приготовить 5 - 15% раствор в пресной воде. $m_p = 1231 \text{ кг}$.

Объём реагента:

$$V_p = m_p / \rho, \text{ м}^3 \text{ (2)}$$

$$V_p = 4579 / 1250 = 3,66 \text{ м}^3$$

Рассчитаем объём пресной воды для приготовления 15% раствора ингибитора:

$$V_B = V_p \cdot 100\% / 15\% = 3,66 \cdot 100 / 15 = 24,4 \text{ м}^3$$

Общий объём раствора приготовим в количестве:

$$V_{\text{р-р}} = V_p + V_B, \text{ м}^3 \text{ (3)}$$

$$V_{\text{р-р}} = 3,66 + 24,4 = 28,06 \text{ м}^3$$

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Так как приёмистость пласта выше давления опрессовки колонны, необходимо поднять ГНО и спустить пакер. Пакер спускаем на глубину:

$H_{\Pi} = 1905$ м на 10 м выше верхних дыр зоны перфорации.

Ниже номера спускаем хвост до нижних дыр зоны перфорации.

$H_{\text{НКТ}} = 2745$ м. хвост будет:

$$H_{\text{хв}} = H_{\text{НКТ}} - H_{\Pi}, \text{ м}^3 \quad (4)$$

$$H_{\text{хв}} = 2745 \text{ м} - 1905 \text{ м} = 940 \text{ м}.$$

Рассчитываем объём дополнительной жидкости:

$$V_{\text{ж}} = m \cdot \pi \cdot R^2 \cdot H + V_{\text{НКТ}}, \text{ м}^3 \quad (5)$$

где m - коэффициент пористости, $m = 0,11$;

R - предполагаемый радиус проникновения ингибитора в пласт (не менее 1м);

H - вскрытая толщина пласта, $H = 32,6$ м;

$V_{\text{НКТ}}$ - внутренний объём подвески НКТ 65 мм.

$$V_{\text{НКТ}} = \pi \cdot d_{\text{в}}^2 / 4 \cdot H_{\text{НКТ}}, \text{ м}^3 \quad (6)$$

$$V_{\text{НКТ}} = 3,14 \cdot 0,055^2 / 4 \cdot 2745 = 6,52 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{ж}} = 0,11 \cdot 3,14 \cdot 1^2 \cdot 32,6 + 6,52 = 11,26 + 6,52 = 17,78 \text{ м}^3$$

Выдержать скважину в течении 12 часов под давлением для полной абсорбции ингибитора в породе коллектора и распределения его в порах пласта.

После этого поднять НКТ с пакером.

Спустить прежнее ГНО и пустить скважину в работу. [4]

Технологии ингибирования АСПО уменьшают интенсивность отложений смол и парафинов в течение длительного времени, предотвращая уменьшение диаметра скважины. На скважинах, эксплуатируемых ЭЦН, ее использование позволяет снизить нагрузку на погружной электродвигатель, что увеличивает межремонтный период скважины. Также при этом уменьшается количество остановок скважины связанных с мероприятиями по очистке АСПО.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Технологический проект разработки Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения Оренбургской области», 2019.
2. Технологический режим работы скважин.
3. Булатов А.В., Кусов Г.В., Савенюк. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг». Т.1. – 2011. – 348 с.
4. Расчет закачки СНИХ-7541
https://studbooks.net/1412588/tovarovedenie/raschet_zakachki_snph_7541

ТИПИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОБЪЕКТАХ
ОБУСТРОЙСТВ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

А.Е. Акимов¹, М.А. Шейкина^{1,2}

1 Самарский государственный технический университет

2 ООО «СамараНИПИнефть»

Самара, Россия

akimovae@mail.ru

Аннотация

Рассмотрена возможность применения типовых решений по составу и расположению оборудования и площадок при выполнении проекта обустройства нефтяных скважин.

Ключевые слова: обустройство скважины, оборудование, проект, блок дозирования реагента, комплектная трансформаторная подстанция, скважина.

Проектирование объектов обустройств скважин включает в себя следующие основные этапы:

- разработка технологической схемы;
- подбор необходимого оборудования;
- расположение оборудования на генеральном плане;
- прокладка сетей и трубопроводов.

На этапе выбора и расположения оборудования проектировщик, руководствуясь заданием на проектирование и нормативной документацией [1-7], осуществляет расстановку необходимого оборудования и площадок на территории устья скважины внутри обвалования и за её пределами.

В соответствии с ГОСТ Р 58367-2019 [1] при обустройстве устья одиночной добывающей скважины в зависимости от способа эксплуатации предусматривают:

- приустьевую площадку;
- площадку под инвентарные приемные мостки;
- площадку под передвижной ремонтный агрегат;
- фундамент под станок-качалку (для штангового глубинного насоса (ШГН));
- станцию управления электроприводным центробежным насосом (ЭЦН),

ШГН и др.;

- наземное оборудование для эксплуатации скважин винтовыми и другими насосами;

- трансформаторные подстанции.

При необходимости на площадке устья скважины предусматривают:

- якоря для крепления оттяжек ремонтного агрегата;
- узел пуска очистных устройств промышленного трубопровода;
- узел контроля коррозии;

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- лубрикаторную площадку;
- установку дозированной подачи химреагента в скважину или в промышленный трубопровод;
- дренажную емкость;
- емкость для сбора поверхностных (дождевых) стоков с приустьевого шахтного колодца;
- устьевой подогреватель продукции скважины;
- клапан-отсекатель;
- площадку под передвижную дизельную электростанцию (ДЭС);
- площадку под передвижную измерительную установку (ИУ);
- ограждение территории устья скважины.

Размеры, количество площадок, их расположение могут зависеть как от пожеланий заказчика – нефтяной компании, так от внутренних стандартов проектного института.

У большинства нефтяных компаний разработаны собственные локальные нормативные документы, стандартизирующие обустройство скважин. При этом, обустройство одинаковых скважин может выглядеть по-разному.

Причины такого различия могут быть следующие:

- различающийся состав нефти;
- особенности работы с собственником земельного участка;
- апробация экспериментального оборудования;
- двойное толкование и противоречивость существующей государственной нормативной документации;
- разные требования в производственных подразделениях одной нефтяной компании;
- директивные требования отдельных руководителей;
- индивидуальное решение специалиста проектного института.

Допускается отклонение от типовых схем обустройства скважин по причинам, связанных с физико-химическим составом нефти или особенностью её добычи.

Изменение схемы типового обустройства по остальным причинам ведут к следующим негативным событиям:

- увеличение сроков проектирования;
- перенос планируемой даты ввода скважины в работу;
- финансовые и временные потери, связанные с дополнительными обсуждениями и индивидуализацией проекта;
- уменьшение показателей добычи нефти.

Решение проблемы стандартизации обустройства нефтяных месторождений позволит:

- увеличить качество и скорость проектирования;
- уменьшить срок ввода скважин в эксплуатацию;
- снизить стоимость проектно-изыскательских работ;
- сократить сроки поставки и стоимость типового оборудования;
- уменьшить количество вопросов со стороны строительных организаций;

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- сократить время прохождения государственных экспертиз и внутренних проверок нефтяных компаний.

Для решения проблемы стандартизации обустройства месторождения предлагается:

- максимально унифицировать и закрепить количество необходимого оборудования, размеры и конфигурацию площадок, подъездов на территории скважины;

- переработать государственные стандарты в части обустройства месторождений, исключить противоречивые пункты, прекратить действие дублирующих и устаревших норм;

- закрепить типовые решения в государственных стандартах;

- разработать альбом типовых решений в зависимости от физико-химических свойств нефти, дебита скважины, способа добычи, климатических характеристик района строительства;

- автоматизировать разработку компоновочных решений генерального плана обустройства площадки скважины.

Разработка и применение типовых решений по обустройству хорошо зарекомендовала себя во многих нефтяных компаниях. Расширение использования типовых решений и закрепление их в государственных стандартах позволит ускорить освоение новых месторождений, уменьшить затраты на проектные и строительно-монтажные работы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование. – М.: Стандартинформ, 2019. – 120 с.
2. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. – М., Стандартинформ, 2015. – 89 с.
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". – М., ЗАО НТЦ ПБ, 2013. – 311 с.
4. СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ. – М., Минстрой России, 2016. – 199 с.
5. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности. – М., МЧС России, 2015. – 21 с.
6. СП 18.13330.2019 Производственные объекты. Планировочная организация земельного участка (СНиП П-89-80* «Генеральные планы промышленных предприятий»). – М., Стандартинформ, 2019. – 34 с.
7. РД 39-0148311-605-86 Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов. – М., Миннефтепром, 1986 г. – 30 с.

УДК 622.276

**РЕКОМЕНДУЕМЫЕ МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ ДАЛЬНЕЙШЕЙ
РАЗРАБОТКЕ ПЛАСТОВ БАКЛАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

М.А. Табаков¹, А.М. Зиновьев²

*магистрант группы 22ИНГТ-256М¹, доцент, к.т.н.²
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
г. Самара, Россия E-mail: tabakov.2040@bk.ru*

Аннотация. Рассмотрены мероприятия по интенсификации добычи скважин и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов Баклановского месторождения с учетом геолого-физических характеристик пластов и свойств пластовых флюидов. Были рекомендованы следующие мероприятия по борьбе с осложняющими факторами: термокислотная обработка, электротепловое воздействие, обработка растворителями, применение глинокислотной микроэмульсии.

Ключевые слова: месторождение, пласт, обработка призабойной зоны, термокислотная обработка, солянокислотная обработка, электротепловое воздействие, обработка растворителями, глинокислотная микроэмульсия.

По величине извлекаемых запасов Баклановское месторождение относится к средним, а по сложности геологического строения может быть отнесено к категории сложных. Месторождение характеризуется карбонатным типом коллектора большинства продуктивных пластов, высокой вязкостью нефти (до 304 мПа*с), невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и по разрезу, наличием зон литологического замещения коллекторов слабопроницаемыми породами. [1]

На процесс разработки пластов высокой вязкости нефти действуют различные осложняющие факторы. Такими факторами являются низкие дебиты добывающих скважин вследствие низких значений гидропроводности, неравномерная и низкая выработка запасов нефти по площади залежи в совокупности с высокой обводнённостью продукции. В таких случаях в настоящее время применяется широкий спектр различных мероприятий, снижающих вязкость нефти.

С учетом геолого-физических характеристик пластов и свойств пластовых флюидов (нефть Баклановского месторождения характеризуется высокой вязкостью до 304 мПа*с) рекомендованы следующие мероприятия по интенсификации добычи скважин и увеличения нефтеотдачи пластов:

1. Применение термокислотной обработки рекомендуется для пласта А5 Баклановского поднятия, в связи с высокой вязкостью нефти (173 мПа·с). Сущность данной обработки заключается в комбинированном воздействии тепловой и кислотной обработок. В результате первого этапа происходит выделение тепла от реакции кислоты с порошкообразным магнием. Второй этап в виде обычной обработки раствором HCL непрерывно следует после первого, что приводит к увеличению вязкости флюида путём нагревания призабойной зоны выше 100 °С.

2. Учитывая положительный опыт электронагрева на Баклановском месторождении в целях интенсификации добычи нефти и повышения продуктивности эксплуатационных скважин пласта Б2 Восточно-Пронькинского и Баклановского поднятий (вязкость нефти составляет 197,5 -304 мПа·с), рекомендуется электротепловое воздействие. Применение скважинных электронагревателей используется для прогрева внутрискважинного пространства и околоскважинных каналов перфорации напротив интервалов подвески стационарных нагревателей. В результате применения данной технологии наблюдается увеличение вязкости нефти, повышение температуры внутрискважинной жидкости, что позволяет снизить нагрузку на насосное оборудование, а также производится очистка призабойной зоны от парафинистых и асфальто-смолистых отложений(АСПО). Для обработки рекомендуются стационарные электронагреватели по конвективному типу теплообмена на примере «СЭНАМ» производства УфНИПИЦ «Нефтегаз-2» и «СНТ» от ООО «Псковгеокабель». [2]

3. Для обеспечения бесперебойной работы скважин всех продуктивных пластов Баклановского месторождения рекомендуются работы по предотвращению парафиноотложений и улучшению реологических свойств нефти с использованием нефтяных растворителей (РПА, MR-50, ZR).

4. Для интенсификации добычи нефти в малообводненных низкодебитных скважинах пласта Б2 Скоковского поднятия рекомендуется глиноокислотные обработки(ГКО) с применением ПАВ катионного типа. Глиноокислотная обработка представляет собой обработку призабойной зоны смесью плавиковой и соляной кислот.

В связи с повышенной вязкостью нефти (10,31 мПа·с) по пласту А3 Скоковского поднятия рекомендуется применение глиноокислотной микроэмульсии(ГКМЭ). Применение ГКМЭ вызывает уменьшение межфазного натяжения на границе фаз нефть-вода, что приводит к увеличению нефтеотдачи. Также за счет воздействия углеводородного растворителя происходит очистка коллектора от АСПО и парафиновых веществ. В качестве поверхностно-активного вещества используются ионогенные или неионогенные соединения. [3]

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Баклановского нефтяного месторождения Оренбургской области», 2019.
2. Бисембаева, К. Т. Метод интенсификации добычи высоковязкой нефти с применением электротепловой обработки / К. Т. Бисембаева, А. Н. Мухамбетярова. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2014. — № 7 (66). — С. 111-115.
3. Патент № 2220279 Российская Федерация, МПК С09К 8/82(2006.01), Е21В 43/22(2006.01). Инвертная кислотная микроэмульсия для обработки нефтегазового пласта: № 2001132069/03: заявл. 28.11.2001 : опубл. 01.12.2017/ Заволжский В.Б., Котельников В.А.; заявитель ОАО «РИТЭК», ЗАО "РИТЭК-Полисил". – 4 с. : ил. – Текст : непосредственный.

**ПРОВЕДЕНИЕ ГЛИНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА ОБЪЕКТЕ Б-2
БАРИНОВСКО-ЛЕБЯЖИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

С.А. Баумгертнер¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет,*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи*

Самара, Россия

Аннотация

В работе был проведен анализ проведенных ГКО на примере скважин Бариновско-Лебяжинского месторождения. Проведенный в работе анализ показал, что ГКО является основным методом повышения нефтеотдачи на месторождении, что обусловлено снижением продуктивности действующего фонда скважин и неравномерности выработки запасов.

Ключевые слова: обработки кислотными растворами, призабойная зона пласта, месторождение, нефть, эффективность.

Анализ проведен по основному объекту разработки Бариновско-Лебяжинского месторождения – пласту Б-2 Бариновского поднятия, период времени – с 2011 г. по 01.01.2023 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Глино-кислотный раствор применяется для обработки призабойной зоны скважин, вскрывающих трещиноватые, трещиновато-поровые и поровые коллекторы, характеризующиеся наличием силикатных, кварцевых и глинистых образований независимо от их происхождения, при необходимости частичного растворения горных пород для увеличения проницаемости коллектора и соответственно увеличения продуктивности скважин.

Объект Б-2 Бариновского поднятия представлен терригенным типом коллектора, залежь пластовая, с обширной водонефтяной зоной. Суммарная нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 1,1 до 15,2 м. Коэффициент песчанистости - 0,60, расчлененность - 3,3, площадь залежи - 7,0 x 3,9-1,5 км, высота залежи 34,4 м. Залежь находится на поздней стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 4366 тыс.т. (84,8 % от НИЗ), жидкости – 15123 тыс.т, текущий КИН равен 0,474 при утвержденном 0,559.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На залежи применялись физико-химические методы, наиболее эффективным оказалась глино-кислотная обработка. По состоянию на 01.01.2023 г. после 30 ГКО скважины запущены в работу, из них 27 скважин запущено в добычу и 3 скважин – под закачку. Дополнительная добыча нефти составила 57,6 тыс.т. На добывающих скважинах основной объем обработок – 90% или 27 из 30 ГКО выполнен на эксплуатационном фонде, 3 ГКО приходится на фонд из бурения (в том числе 2 ГКО выполнены на наклонно-направленных скважинах (ННС) из бурения и 1 ГКО - при резке второго ствола).

Выводы

Глино-кислотная обработка пласта Б-2 Бариновского поднятия Бариновско-Лебяжинского месторождения является основным методом повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГКО на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГКО рекомендуются работы по увеличению приемистости нагнетательных скважин. Для проведения обработки выбирают скважину, вскрывшую продуктивный пласт с проницаемостью 500-1000 мД, пористостью не менее 20%, глинистостью не более 3%, числом вскрытых пластов или пропластков 2 и более, общей перфорационной толщиной 5 м и более, с объемом закачки рабочего агента через скважину с начала разработки не более 500 тыс.м³. Перед проведением глинокислотной обработки в скважине устраивают глинокислотную ванну. Затем проводят глинокислотную обработку - закачивают глинокислоту, при закачке глинокислоты назначают объем закачки из расчета 1-1,5 м³ на 1 м перфорированной мощности пласта. После закачки глинокислоты осуществляют технологическую выдержку и освоение скважины.

Для оценки эффективности обработки призабойной зоны используют параметр «изменение удельной приемистости после обработки». Данный параметр вычисляют сравнением приемистости до и после обработки скважины и приведением к удельному значению - приемистость в м³ за один час при давлении 1 МПа (м³/час*МПа). Критерием эффективности обработки является изменение удельной приемистости на 0,1 м³/час*МПа и более.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Бариновско-Лебяжинского газонефтяного месторождения Самарской области», 2022 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта Б-2 Бариновско-Лебяжинского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте Б-2 Бариновско-Лебяжинского месторождения Самарской области за период 2011-2022 гг.

УДК 622.276

**ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ О-3
ВЕРХНЕ-ВЕТЛЯНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

В.С. Лыков¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

*¹ ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет,
² ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи*

Самара, Россия

Аннотация

Гидро разрыв пласта является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Для увеличения возможности добычи нефти и газа, необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта. В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГРП рекомендуются работы с возможностью контроля за режимом течения гидродразрывной жидкости в скважине и в трещине.

Ключевые слова: жидкость разрыва, скорость закачки, нефть, скважина, ГРП, нефтеотдача.

Анализ проведён по основному объекту разработки Верхне-Ветлянского месторождения – пласту О-3 Южно-Зуевского купола, период времени – с 2007 г. по 01.01.2023 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Целью гидравлического разрыва пласта является создание в призабойной зоне пласта протяжённых трещин, которые будут способствовать интенсивной фильтрации жидкости из нефтенасыщенной части пласта в призабойную зону. Трещины создаются путём нагнетания в продуктивный пласт жидкости под высоким давлением. Действие давления приводит к разрыву (расщеплению) пласта вдоль естественных трещин и других литологических неоднородностей. Для того, чтобы трещины не смыкались после снятия давления, в них закачивается расклинивающий агент (проппант), смешанный с жидкостью. Проппант позволяет обеспечить проницаемость образовавшихся трещин, во много раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Объект О-3 Южно-Зуевского купола представлен карбонатным типом коллектора, залежь пластовая. Общая толщина равна 22,0 м, нефтенасыщенная 5,9 м, песчанистость 0,51, расчлененность 5,1, площадь залежи - 4,2х2,2 км, высота залежи 48,8 м. Залежь находится на начальной стадии разработки, накопленная добыча

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

нефти составляет 449,4 тыс.т. (24,5% от НИЗ при обводненности 30,2%), жидкости – 680,6 тыс.т, текущий КИН равен 0,101 при утвержденном 0,418.

На залежи применялись физико-химические методы, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, но наиболее эффективными оказались мероприятия по гидроразрыву пласта. По состоянию на 01.01.2023 г. после 5 ГРП скважины запущены в работу, из них 4 скважины запущено в добычу и 1 скважина – под закачку. Дополнительная добыча нефти составила 6,3 тыс.т. На добывающих скважинах основной объем обработок – 80% или 4 из 5 ГРП выполнены на эксплуатационном фонде, 1 ГРП приходится на фонд из бурения (в том числе 1 ГРП выполнены на наклонно-направленных скважинах (ННС)).

Выводы

Гидроразрыв пласта О-3 Южно-Зуевского купола Верхне-Ветлянского месторождения является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГРП на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГРП рекомендуются работы с возможностью контроля за режимом течения гидроразрывной жидкости в скважине и в трещине при осуществлении гидроразрыва пласта в реальном времени с последующей корректировкой параметров закачки в зависимости от конкретных целей работы по гидроразрыву пласта, где конечным результатом является увеличение притока углеводородов к скважине.

Указанный технический результат обеспечивается тем, что в способе гидроразрыва пласта, предусматривающем закачку гидроразрывной жидкости в скважину посредством насоса и регулирование скорости закачки, в процессе закачки постепенно увеличивают расход жидкости вплоть до рабочего и одновременно осуществляют непрерывное измерение потребляемой мощности насоса, по скачкообразному изменению которой судят о турбулизации течения в скважине. При необходимости изменяют скорость закачки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Верхне-Ветлянского нефтяного месторождения Самарской области», 2020 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта О-3 Верхне-Ветлянского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте О-3 Верхне-Ветлянского месторождения Самарской области за период 2007-2022 гг.

**ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА НА ОБЪЕКТЕ Б2 ГОРБАТОВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Д.Н. Жемчужов¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет,*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи*

Самара, Россия

Аннотация

В статье рассматривается технология восстановления скважин и выработки зон остаточных запасов методом бурения бокового ствола на Горбатовском месторождении, а также применяемое оборудование и проводимые геофизические работы.

Ключевые слова: ЗБС, КИН, методы интенсификации, нефть, дополнительная добыча нефти.

Анализ проведён по основному объекту разработки Горбатовского месторождения – пласту Б2.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна. Для поддержания уровня добычи нефти необходимо внедрять современные технологии. Одной из таких технологий является зарезка боковых стволов (ЗБС). ЗБС снижает фильтрационное сопротивление в призабойной зоне за счет увеличения открытого забоя пласта и является перспективным методом не только для повышения производительности скважин, но и для увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивного пласта.

Зарезка боковых стволов — это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Зарезка боковых стволов используется для успешного приведения в рабочее состояние любой из скважин, которые не могут быть использованы по геолого-техническим условиям. Благодаря технике можно использовать те части пласта, из которых по многим причинам трудно добывать ресурсы.

ЗБС является наиболее эффективным видом ГТМ на Горбатовском месторождении наравне с ГРП. ЗБС позволяет направленно отбирать невовлеченные в разработку запасы (целики нефти). Количество ЗБС на отстающие по темпам выработки пласты увеличивается с каждым годом. ЗБС является эффективным видом ГТМ как для высокопроницаемого обводненного пласта, так и низкопроницаемого расчлененного.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Объект Б2 представлен терригенным типом коллектора, тип залежи массивный. Общая толщина равна 8,8 м, нефтенасыщенная 8,1 м, песчаность 0,92, расчлененность 2,3, площадь залежи – 4,4 x 2,9 км, высота залежи 25,5 м. Залежь находится на поздней стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 6744 тыс.т. (91,2% от НИЗ при обводненности 94,6%), жидкости – 46916 тыс.т, текущий КИН равен 0,641 при утвержденном 0,703.

На месторождении применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, гидроразрыв пласта, но наиболее перспективными являются мероприятия по зарезке боковых стволов по причине роста бездействующего фонда скважин и наличия зон с остаточными запасами нефти. По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении применялась зарезка боковых стволов в семи скважинах, в результате чего дополнительная добыча нефти от данного мероприятия составила 102,02 тыс.т. На объекте Б2 Горбатовского месторождения зона остаточных запасов наблюдается в северо-западной части залежи, рекомендую зарезку бокового ствола и скважины №56.

Выводы

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ЗБС рекомендуются работы по забуриванию бокового ствола в условиях герметичности и исключения заколонных перетоков.

Способ бурения бокового ствола нефтяной скважины включает сплошное вырезание интервала эксплуатационной колонны и цементного камня цилиндрической формы сверху и усеченного конуса снизу, изоляцию интервала, закачивание в интервал расширения твердеющего герметизирующего состава, разбуривание после его полимеризации легкоразбуриваемой вставки, разбуривание бокового ствола через затвердевший герметичный состав. Согласно методу, сплошное вырезание интервала эксплуатационной колонны и цементного камня производят в вертикальной части ствола скважины, легкоразбуриваемая вставка имеет центральный канал, сверху закрытый легкоразрушаемой мембраной, разбуривание легкоразбуриваемой вставки проводят фрезой, нижний конец которой снабжен направляющей цилиндрической формы с диаметральным размером, позволяющим перемещаться внутри центрального канала по классу широкоходовой посадки, а верхняя часть фрезы снабжена центраторами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Горбатовского нефтяного месторождения Самарской области», 2021 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта Б2 Горбатовского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте Б2 Горбатовского месторождения Самарской области за период 2010-2022 гг.

**ПРИМЕНЕНИЕ ЭКОЛОГИЧНОГО ДОЛГОВЕЧНОГО НЕГОРЮЧЕГО
ТЕРМОСТОЙКОГО АНТИКОРРОЗИОННОГО ПОКРЫТИЯ В СИСТЕМЕ
СБОРА ПОКРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А.В. Рыбаков¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи*

Самара, Россия

Аннотация

В работе был проведен анализ системы сбора Покровского месторождения Оренбургской области. Проведенный в работе анализ показал, что применение технологии защиты от коррозии является актуальной проблемой в настоящее время. Внедрение новых технологий позволит увеличить срок службы технологического оборудования, а также снизить риски аварийных ситуаций, связанные с выходом оборудования из строя.

Ключевые слова: система сбора, коррозия, разрушение металла, оборудование, скважина.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна для нефтегазодобывающих организаций в Российской Федерации. Ежегодно из-за коррозии безвозвратно теряется огромное количество металла. Коррозия приводит не только к полной потере металлических изделий, но и к потере металлами многих ценных качеств (твердости, пластичности и др.) Ежегодно из-за коррозии в мире теряется более 20 млн. тонн металла. Еще более существенны экономические потери, связанные с порчей изделий, затраты на ремонт, замену деталей, аппаратуры, приборов, которые во много раз превышают стоимость металлов, из которых они изготавливаются. Много и косвенных потерь из-за коррозии металлов (утечки газа, нефти из испорченных трубопроводов и т.д.). Поэтому борьба с коррозией является важнейшей проблемой человечества. Чтобы бороться с коррозией, нужно знать сущность этого процесса, механизм его протекания, условия, ускоряющие и замедляющие разрушение металла.

В настоящее время на Покровском месторождении Оренбургской области вместе с нефтью добывается более 80% минерализованной воды, которая вызывает ощутимую коррозию глубинного скважинного оборудования и трубопроводов. Аналогичная картина отмечается в нефтяных добывающих скважинах соседних УДНГ. В связи с появлением в продукции скважин воды, к промышленным системам сбора и транспортирования нефти предъявляются требования, связанные не только с необходимостью транспортирования по трубопроводам вязких эмульсий, но и с необходимостью борьбы с коррозией этих коммуникации.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В системе сбора Покровского месторождения используют оборудование различного назначения: теплообменники, насосы, дегидраторы, резервуары и др., предназначенные для предварительного отстоя обводненной нефти, сбора и отстоя сточной воды, сбора и хранения товарной нефти и нефтепродуктов. Агрессивное воздействие коррозионных сред приводит к усиленной коррозии оборудования установок по подготовке нефти- теплообменников, резервуаров различного назначения, насосов, трубопроводной сети.

В качестве внедрения новой технологии защиты от коррозии рекомендую безопасное покрытие отечественного производства «Циноферр», созданное на основе высокомодульного жидкого стекла и предназначенное для антикоррозионной защиты стальных поверхностей. Оно высокоустойчиво к нефти, нефтепродуктам и попутному нефтяному газу, а также водным растворам солей, морской и пресной воде, радиационному и ультрафиолетовому излучениям, обладает широким температурным диапазоном эксплуатации изделий (от -60°C до $+450^{\circ}\text{C}$, кратковременно до $+1200^{\circ}\text{C}$), стойко к термоударам. Покрытие безопасно для персонала и окружающей среды, не содержит летучих органических соединений, не выделяет токсичных веществ – как при нанесении и сушке, так и во время эксплуатации.

Выводы

Резюмируя можно прийти к выводу о том, что коррозия является одной из важнейших проблем в нефтяной промышленности, приводящая к выходу из строя нефтепромыслового оборудования и трубопроводов. Актуальность данной темы обусловлена увеличением объемов добычи сероводородсодержащей нефти, а также с появлением в продукции скважин высокоминерализованной воды. Для борьбы с коррозией необходимо знать сущность данного процесса, механизмы ее протекания, условия, ускоряющие и замедляющие коррозию металла.

Использование российской разработки позволит повысить эффективность капитальных и эксплуатационных расходов за счет сокращения сроков простоя оборудования и увеличения периода его службы, а также снижения вероятности аварийных остановок.

Кроме этого, «Циноферр» способен повысить промышленную и экологическую безопасность – важнейшие направления устойчивого развития ESG.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Покровского газонефтяного месторождения Оренбургской области», 2021 г.
2. Таблица основных технологических показателей добывающих скважин АО «Оренбургнефть» по состоянию на 01.01.2021 г.
3. Таблица основных технологических показателей нагнетательных скважин АО «Оренбургнефть» по состоянию на 01.01.2021 г.
4. Перечень трубопроводов АО «Оренбургнефть», 2021г.
5. Перечень водоводов АО «Оренбургнефть», 2021г.

**ПРОВЕДЕНИЕ ВОДО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ОБЪЕКТЕ Б2
БОБРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Р.Е. Петрухнов¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи*

Самара, Россия

Аннотация

В работе был проведен анализ проведенных ВИР на примере скважин Бобровского месторождения. В качестве совершенствования технологии проведения ВИР рекомендуются работы по закачке в пласт суспензии водонабухающего полимера в три цикла.

Ключевые слова: суспензия, водонабухающий полимер, цикл, минеральные соли, водопоглощение, зона пласта, трещина.

Анализ проведен по основному объекту разработки Бобровского месторождения – пласту Б2 Западно-Проскуринского купола, период времени – с 2012 г. по 01.01.2023 г.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна для нефтегазодобывающих организаций в Российской Федерации. Общеизвестно, что обводнение скважин при эксплуатации – это нарастающий фонд бездействующих скважин для добывающих предприятий, требующих очень немалых затрат по реанимированию.

Водо-изоляционные работы (ВИР) - работы по перекрытию путей проникновения вод в эксплуатационный объект скважины и отключение от нее отдельных пластов и обводненных интервалов. Основное требование к технологии ВИР — обеспечение закачки рабочих растворов изоляционного агента в скважину и продавливание в изолируемый интервал с сохранением их изолирующих свойств. Это достигается, прежде всего, за счет исключения из технологии условий и операций, способствующих разбавлению рабочих растворов, а также в результате заполнения скважины однородной по плотности жидкостью.

Объект Б2 Западно-Проскуринского купола представлен терригенным типом коллектора, тип залежи пластовый, сводовый. Общая толщина равна 31,5 м, нефтенасыщенная 5,4 м, песчанистость 0,55, расчлененность 7,1, площадь залежи - 4,8х3,5 км, высота залежи 23,0 м. Объект Б2 находится на третьей стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 8389,6 тыс.т. (61,4% от НИЗ при обводненности 92,2%), жидкости – 42763,5 тыс.т, текущий КИН равен 0,326 при утвержденном 0,537.

На залежи применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, гидроразрыв пласта, но наиболее перспективными являются мероприятия по водо-изоляционным и ремонтно-

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

изоляционным работам по причине высокой степени обводненности действующего фонда скважин. По состоянию на 01.01.2023 г. после 15 ВИР скважины запущены в работу, из них все скважины запущены в добычу. Из 15 проведенных мероприятий 14 оказались эффективными, за исключением скважины №1077, у которой после проведения ГТМ дебит нефти снизился на 2,5 т/сут, а обводненность увеличилась с 54,3% до 75,3%. Суммарная дополнительная добыча нефти в период с 2012-2022 гг. составила 8,0 тыс.т. Продолжительность эффекта от ГТМ по скважинам изменяется от 4 до 10 месяцев, в среднем составляя 7 месяцев. Средний эффект от мероприятия составляет 1,9 тыс. т нефти.

Выводы

Применяемые в настоящее время методы ограничения водопритока в скважинах Бобровского месторождения, по технологиям УПНП и ТКРС, позволяют эффективно бороться с обводненностью продукции, стабилизировать и увеличивать добычу нефти, и в целом продлить «жизнь» скважин.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ВИР рекомендуются работы по закачке в пласт суспензии водонабухающего полимера, который закачивают в три цикла.

В первом цикле закачивают ВНП В 50 Э, в воде с максимальным содержанием минеральных солей относительно последующих циклов, что позволяет закачать суспензию ВНП глубоко в трещины пласта, пока ВНП не набух до непрокачиваемого состояния. Во втором цикле закачивают ВНП В 105 с большей величиной водопоглощения, чем в первом цикле, в воде с меньшим содержанием минеральных солей, чем в первом цикле. В третьем цикле закачивают ВНП В 210 с большей величиной водопоглощения, чем во втором цикле, в воде с меньшим содержанием минеральных солей, чем во втором цикле. Закачиваемый в третьем цикле в пресной воде ВНП, быстро набухая, тампонирует трещины в зоне пласта, непосредственно прилегающей к скважине, и не позволяет суспензии, закачанной в предыдущих циклах выйти в скважину. Созданный таким способом протяженный водоизоляционный экран обладает повышенной стойкостью к перепадам давления, за счет этого увеличивается продолжительность эффекта от водоизоляционных работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Бобровского газонефтяного месторождения Оренбургской области», 2020 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта Б2 Бобровского месторождения Оренбургской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте Б2 Бобровского месторождения Оренбургской области. за период 2012-2022 гг.

ПРОВЕДЕНИЕ ВОДО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ОБЪЕКТЕ С1
КАЗАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.И. Кузнецов¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи*

Самара, Россия

Аннотация

В работе был проведен анализ проведенных ВИР на примере скважин Казаковского месторождения. В качестве совершенствования технологии проведения ВИР рекомендуются работы по закачке быстросхватывающейся тампонажной смеси на основе карбамидоформальдегидной смолы.

Ключевые слова: технология, водоизоляция, ВИР, тампонажная смесь, цементный раствор, негерметичность.

Анализ проведен по основному объекту разработки Казаковского месторождения – пласту С1, период времени – с 2001 г. по 01.01.2023 г.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна для нефтегазодобывающих организаций в Российской Федерации. Общеизвестно, что обводнение скважин при эксплуатации – это нарастающий фонд бездействующих скважин для добывающих предприятий, требующих очень немалых затрат по реанимированию.

Водо-изоляционные работы (ВИР) - работы по перекрытию путей проникновения вод в эксплуатационный объект скважины и отключение от нее отдельных пластов и обводненных интервалов. Основное требование к технологии ВИР — обеспечение закачки рабочих растворов изоляционного агента в скважину и продавливание в изолируемый интервал с сохранением их изолирующих свойств, т. е. предупреждение или ограничение до минимума дополнительного разбавления растворов. Это достигается, прежде всего, за счет исключения из технологии условий и операций, способствующих разбавлению рабочих растворов, а также в результате заполнения скважины однородной по плотности жидкостью; применения рабочих растворов изоляционного реагента плотностью, большей, чем плотность жидкости, заполняющей скважину; использования разбурываемых пакеров и др.

Объект С1 представлен терригенным типом коллектора, тип залежи массивный. Общая толщина равна 80,7 м, нефтенасыщенная 9,6 м, песчаность 0,82, расчлененность 8,0, площадь залежи - 1,8х2,6 км, высота залежи 42,0 м. Залежь находится на начальной стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 626,0 тыс.т. (46,2% от НИЗ при обводненности 96,0%), жидкости – 5523,0 тыс.т, текущий КИН равен 0,140 при утвержденном 0,303.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На залежи применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, гидроразрыв пласта, но наиболее перспективными являются мероприятия по водо-изоляционным и ремонтно-изоляционным работам по причине высокой степени обводненности действующего фонда скважин. По состоянию на 01.01.2023 г. после 4 ВИР скважины запущены в работу, из них все скважины запущены в добычу. Из четырех проведенных мероприятий три оказались эффективными, за исключением скважины №407, у которой после проведения ГТМ дебит нефти снизился на 1,5 т/сут, а обводненность увеличилась с 77,2% до 83,2%. Суммарная дополнительная добыча нефти в период с 2001-2022 гг. составила 2,2 тыс.т. Продолжительность эффекта от ГТМ по скважинам изменяется от 2 до 8 месяцев, в среднем составляя 4 месяца. Средний эффект от мероприятия составляет 0,5 тыс. т нефти.

Выводы

Применяемые в настоящее время методы ограничения водопритока в скважинах Казаковского месторождения, по технологиям УПНП и ТКРС, позволяют эффективно бороться с обводненностью продукции, стабилизировать и увеличивать добычу нефти, и в целом продлять «жизнь» скважин.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ВИР рекомендуются работы по закачке быстросхватывающейся тампонажной смеси на основе карбамидоформальдегидной смолы.

Для решений проблем водоизоляции по ограничению поступления подошвенных вод с проявлением конусообразования является создание водопроницаемых экранов вблизи ствола скважины на основе полимерных и синтетических карбамидоформальдегидных смол. Технология проведения и модифицированная композиция из двух составов, полимер-глинисто-кварцевой системы (ПГКС) и закрепляющей быстросхватывающейся тампонажной смеси, (БТС). Композиция позволяет получить прочный широкий блокирующий экран радиусом до и более 20 метров от ствола скважины. При закачке в пласт этот комбинированный состав, в отличие от цементного раствора, имеет хорошую фильтруемость, проникает во все промытые водой негерметичности и впоследствии прочно тампонирует их. Полученный тампонирующий состав не поддается коррозии, щелочам и кислотам, имеет свойства расширения в объеме до 50% при температурах от 50 до 100 °С.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Технологический проект разработки Казаковского нефтяного месторождения Самарской области», 2021 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта С1 Казаковского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте С1 Казаковского месторождения Самарской области за период 2001-2022 гг.

**ПРОВЕДЕНИЕ ВОДО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ОБЪЕКТЕ А0
КУЛЕШОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

М.А. Кон¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи*

Самара, Россия

Аннотация

В работе был проведен анализ проведенных ВИР на примере скважин Кулешовского месторождения. В качестве совершенствования технологии проведения ВИР рекомендуются работы по созданию водоизоляционного экрана повышенной прочности.

Ключевые слова: пласт, тампонирующий материал, тамонажный состав, водоизоляционный экран, технология, прочность.

Анализ проведён по основному объекту разработки Кулешовского месторождения – пласту А0 Центрального купола, период времени – с 2010 г. по 01.01.2023 г.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна для нефтегазодобывающих организаций в Российской Федерации. Общеизвестно, что обводнение скважин при эксплуатации – это нарастающий фонд бездействующих скважин для добывающих предприятий, требующих очень немалых затрат по реанимированию.

Водо-изоляционные работы (ВИР) - работы по перекрытию путей проникновения вод в эксплуатационный объект скважины и отключение от нее отдельных пластов и обводненных интервалов. Основное требование к технологии ВИР — обеспечение закачки рабочих растворов изоляционного агента в скважину и продавливание в изолируемый интервал с сохранением их изолирующих свойств, т. е. предупреждение или ограничение до минимума дополнительного разбавления растворов. Это достигается, за счет исключения из технологии операций, способствующих разбавлению рабочих растворов, а также в результате заполнения скважины однородной по плотности жидкостью.

Объект А0 Центрального купола представлен карбонатным типом коллектора, тип залежи пластовый. Общая толщина равна 7,5 м, нефтенасыщенная 5,6 м, песчанистость 0,75, расчлененность 2,8, площадь залежи – 7,3х2,5 км, высота залежи 72,0 м. Объект А0 Центрального купола находится на третьей стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 1732,0 тыс.т. (66,5% от НИЗ при обводненности 54,2%), жидкости – 6547,0 тыс.т, текущий КИН равен 0,282 при утвержденном 0,424.

На залежи применялись физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования и гидроразрыв пласта, но наиболее перспективными

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

являются мероприятия по водо-изоляционным и ремонтно-изоляционным работам по причине высокой степени обводненности действующего фонда скважин. По состоянию на 01.01.2023 г. после 12 ВИР скважины запущены в работу, из них все скважины запущены в добычу. Из 12 проведенных мероприятий 11 оказались эффективными, за исключением скважины №312, у которой после проведения ГТМ дебит нефти снизился на 2,2 т/сут, а обводненность увеличилась с 56,2% до 61,2%. Суммарная дополнительная добыча нефти в период с 2010-2022 гг. составила 26,6 тыс.т. Продолжительность эффекта от ГТМ по скважинам изменяется от 6 до 12 месяцев, в среднем составляя 9 месяцев. Средний эффект от мероприятия составляет 2,2 тыс. т нефти.

Выводы

Применяемые в настоящее время методы ограничения водопритока в скважинах Кулешовского месторождения, по технологиям УПП и ТКРС, позволяют эффективно бороться с обводненностью продукции, стабилизировать и увеличивать добычу нефти, и в целом продлять «жизнь» скважин.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ВИР рекомендуются работы по созданию водоизоляционного экрана повышенной прочности, более стойкого к перепаду давления, существующему в системе пласт-скважина, снижение обводненности продукции на 30-70% и увеличение межремонтного периода скважины в 1,2-1,5 раза.

Метод включает последовательную закачку в изолируемый пласт порций тампонирующих материалов при давлении, меньшем давления гидроразрыва пласта, последующее оставление скважины на время отверждения закачанного в последнюю очередь тампонирующего материала. Согласно методу в качестве первой порции армирующего тампонирующего материала в водном растворе полиакриламида с массовой долей полиакриламида 0,2-0,6% закачивают проппант фракции 20-40 меш с покрытием из кремнийорганического соединения концентрацией 50-200 кг/м³, обладающим физико-химическим средством с отверждающимся тампонирующим материалом, затем закачивают пресную воду в объеме, равном 1,5-2,0 объемам водного раствора полиакриламида, а в качестве второй порции отверждающегося тампонирующего материала закачивают кремнийорганический тампонажный состав.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Кулешовского нефтяного месторождения Самарской области», 2020 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта А0 Кулешовского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте А0 Кулешовского месторождения Самарской области за период 2010-2022 гг.

ПРОВЕДЕНИЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ А-4 БЕЛОЗЕРСКО-
ЧУБОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Е. Леденев¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи»*

Самара, Россия

Аннотация

В работе был проведен анализ проведенных ГРП на примере скважин Белозерско-Чубовского месторождения. В качестве совершенствования технологии проведения ГРП, рекомендуются работы с предварительным охлаждением призабойной зоны, и последующей закачкой азрированного раствора ПАВ в соляной кислоте в виде пены.

Ключевые слова: скважина, пакер, соляная кислота, трещина, гидроразрыв, призабойная зона.

Анализ проведён по основному объекту разработки Белозерско-Чубовского месторождения – пласту А-4 Центрального купола, период времени – с 2014 г. по 01.01.2023 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Целью гидравлического разрыва пласта является создание в призабойной зоне пласта протяжённых трещин, которые будут способствовать интенсивной фильтрации жидкости из нефтенасыщенной части пласта в призабойную зону. Трещины создаются путём нагнетания в продуктивный пласт жидкости под высоким давлением. Действие давления приводит к разрыву (расщеплению) пласта вдоль естественных трещин и других литологических неоднородностей. Для того, чтобы трещины не смыкались после снятия давления, в них закачивается расклинивающий агент (проппант), смешанный с жидкостью. Проппант позволяет обеспечить проницаемость образовавшихся трещин, во много раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Объект А-4 Центрального купола представлен карбонатным типом коллектора, залежь массивная. Общая толщина равна 10,2 м., нефтенасыщенная 4,7 м., песчанистость 0,46, расчлененность 3,9, площадь залежи - 15,85×3,1 км, высота залежи 25,0 м. Залежь находится на начальной стадии разработки, накопленная

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

добыча нефти составляет 1488 тыс.т. (29,3% от НИЗ при обводненности 73,4%), жидкости – 3894,7 тыс.т, текущий КИН равен 0,125 при утвержденном 0,428.

На залежи применялись физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, но наиболее эффективными оказались мероприятия по гидроразрыву пласта. По состоянию на 01.01.2023 г. после 12 ГРП скважины запущены в работу, из них 10 скважин запущено в добычу и 2 скважин – под закачку. Дополнительная добыча нефти составила 15,7 тыс.т. На добывающих скважинах основной объем обработок – 83% или 10 из 12 ГРП выполнен на эксплуатационном фонде, 2 ГРП приходится на фонд из бурения при зарезке второго ствола).

Выводы

Гидроразрыв пласта А-4 Центрального купола Белозерско-Чубовского месторождения является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГРП на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГРП рекомендуются работы с предварительным охлаждением призабойной зоны, и последующей закачкой аэрированного раствора ПАВ в соляной кислоте в виде пены.

Новым является то, что после герметизации заколонного пространства скважины пакером производят охлаждение призабойной зоны пласта закачкой по колонне насосно-компрессорных труб газообразного азота с температурой от минус 40 до минус 45°C, далее производят гидроразрыв закачкой по колонне насосно-компрессорных труб смеси соляной кислоты с добавлением азота в количестве, необходимом для получения солянокислотной пены с содержанием пены 57% на забое скважины, затем в трещину гидроразрыва по колонне насосно-компрессорных труб производят закачку перегретого пара с температурой 220°C, причем объем закачиваемого в трещину пара выбирают равным или превышающим объем закачанной солянокислотной пены и объем колонны насосно-компрессорных труб, после чего осваивают скважину.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Белозерско-Чубовского нефтяного месторождения Самарской области», 2020 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта А-4 Белозерско-Чубовского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте А-4 Белозерско-Чубовского месторождения Самарской области за период 2014-2022 гг.

**ПРОВЕДЕНИЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ Б-2
КОЛЫВАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Е.Г. Ворожейкин¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи*

Самара, Россия

Аннотация

Добыча нефти и газа - одна из ведущих задач, которая приносит высокую экономическую эффективность. При разработке месторождений и эксплуатации скважин происходит загрязнение месторождения, уменьшая поток добычи скважин. Гидроразрыв пласта - метод для упрощения технологии, повышения нефтеотдачи.

Ключевые слова: горная порода, вязкость, гелированная жидкость, давление продавки, проппант, трещина разрыва.

Анализ проведён по основному объекту разработки Колывановского месторождения – пласту Б-2 южного купола, период времени – с 2008 г. по 01.01.2023 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Целью гидравлического разрыва пласта является создание в призабойной зоне пласта протяжённых трещин, которые будут способствовать интенсивной фильтрации жидкости из нефтенасыщенной части пласта в призабойную зону. Трещины создаются путём нагнетания в продуктивный пласт жидкости под высоким давлением. Действие давления приводит к разрыву (расщеплению) пласта вдоль естественных трещин и других литологических неоднородностей. Для того, чтобы трещины не смыкались после снятия давления, в них закачивается расклинивающий агент (проппант), смешанный с жидкостью. Проппант позволяет обеспечить проницаемость образовавшихся трещин, во много раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Объект Б-2 южного купола представлен терригенным типом коллектора, залежь неполнопластового типа. Общая толщина равна 30,4 м., нефтенасыщенная 6,8 м., песчаность 0,7, расчлененность 4,6, площадь залежи - 2,0х3,0 км, высота залежи 23,4 м. Залежь находится на поздней стадии разработки, накопленная добыча

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

нефти составляет 2948 тыс.т. (93,4% от НИЗ при обводненности 89,9%), жидкости – 18223,6 тыс.т, текущий КИН равен 0,558 при утвержденном 0,598.

На залежи применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, ремонтно-изоляционные работы, но наиболее эффективными оказались мероприятия по гидроразрыву пласта. По состоянию на 01.01.2023 г. после 6 ГРП скважины запущены в работу. Дополнительная добыча нефти составила 11,1 тыс.т. На добывающих скважинах основной объем обработок – 83% или 5 из 6 ГРП выполнен на эксплуатационном фонде, 1 ГРП приходится на фонд из бурения при зарезке второго ствола.

Выводы

Гидроразрыв пласта Б-2 южного купола Колывановского месторождения является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГРП на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГРП рекомендуются работы, которые упростят технологию реализации способа, а также повысят эффективность проведения ГРП.

Новым является то, что предварительно перед проведением процесса ГРП производят тест-закачку, определяют давление смыкания горных пород, далее циклически проводят процесс ГРП, причем каждый цикл состоит из пяти последовательных стадий: закачки гелированной жидкости разрыва вязкостью 400 сПз; закачки гелированной жидкости разрыва вязкостью 400 сПз с проппантом; продавки гелированной жидкости разрыва вязкостью 400 сПз с проппантом в трещину разрыва закачкой гелированной жидкости разрыва вязкостью 40 сПз; остановки закачки на время спада давления продавки ниже давления смыкания горных пород; излива отработанных гелированных жидкостей из трещины разрыва в емкость через штуцеры диаметрами 2, 4, 8 мм, причем с первого до предпоследнего цикла закачки на 3-й стадии производят перепродавку гелированной жидкости с проппантом в трещину, а в последнем цикле на 3-й стадии производят недопродавку гелированной жидкости с проппантом в трещину разрыва с оставлением проппанта в стволе скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Колывановского нефтяного месторождения Самарской области», 2020 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта Б-2 Колывановского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте Б-2 Колывановского месторождения Самарской области за период 2008-2022 гг.

**ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ Б-2
БАКЛАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

И.В. Котловский¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи*

Самара, Россия

Аннотация

В работе был проведен анализ проведенных ГРП, который на сегодняшний день является одним из основных методов повышения нефтеотдачи., в качестве совершенствования технологии проведения ГРП, рекомендуются работы по проведению ГРП сразу на группе скважин для параллельного распространения трещин разрыва.

Ключевые слова: залежь, температура пласта, фронт вытеснения, скважина, трещина, технология.

Анализ проведён по основному объекту разработки Баклановского месторождения – пласту Б-2 Баклановского поднятия, период времени – с 2014 г. по 01.01.2023 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Целью гидравлического разрыва пласта является создание в призабойной зоне пласта протяжённых трещин, которые будут способствовать интенсивной фильтрации жидкости из нефтенасыщенной части пласта в призабойную зону. Трещины создаются путём нагнетания в продуктивный пласт жидкости под высоким давлением. Действие давления приводит к разрыву (расщеплению) пласта вдоль естественных трещин и других литологических неоднородностей. Для того, чтобы трещины не смыкались после снятия давления, в них закачивается расклинивающий агент (проппант), смешанный с жидкостью. Проппант позволяет обеспечить проницаемость образовавшихся трещин, во много раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Объект Б-2 Баклановского поднятия представлен терригенным типом коллектора, тип залежи пластовый сводовый. Общая толщина равна 19,0 м, нефтенасыщенная 10,0 м, песчанистость 0,74, расчлененность 3,12, площадь залежи - 2,1х3,1 км, высота залежи 57,5 м. Залежь находится на начальной стадии

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

разработки, накопленная добыча нефти составляет 412,6 тыс.т. (12,4% от НИЗ при обводненности 60,2%), жидкости – 748,3 тыс.т, текущий КИН равен 0,046 при утвержденном 0,372.

На залежи применялись физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, но наиболее эффективными оказались мероприятия по гидроразрыву пласта. По состоянию на 01.01.2023 г. после 18 ГРП скважины запущены в работу, из них 16 скважин запущено в добычу и 2 скважин – под закачку. Дополнительная добыча нефти составила 84,1 тыс.т. На добывающих скважинах основной объем обработок – 89% или 16 из 18 ГРП выполнен на эксплуатационном фонде, 2 ГРП приходится на фонд из бурения (в том числе 1 ГРП выполнен на наклонно-направленной скважине (ННС) из бурения и 1 ГРП - при зарезке второго ствола).

Выводы

Гидроразрыв пласта Б-2 Баклановского поднятия Баклановского месторождения является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГРП на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГРП рекомендуются работы по повышению нефтеотдачи залежи и снижению скорости обводнения продукции добывающих скважин путем проведения ГРП сразу на группе скважин для параллельного распространения трещин разрыва.

Согласно технологии, сначала проводят ГРП в тех скважинах, где фронт вытеснения от нагнетательной скважины параллелен направлениям трещин ГРП, получая трещины параллельно $\delta_{\max 1}$, ведут закачку воды в нагнетательные скважины с температурой, равной текущей температуре пласта t , и отбор продукции через добывающие скважины, в ближайший зимний период закачиваемую воду охлаждают до температуры $(0,5-0,7)t$ и закачивают, пока в оставшихся скважинах без ГРП не будет зафиксирован приход охлажденной воды, определяют изменение максимального главного напряжения пласта $\delta_{\max 2}$ в добывающих скважинах без ГРП в результате закачки холодной воды, проводят ГРП в данных добывающих скважинах, получая трещины параллельно $\delta_{\max 2}$, после чего переходят на закачку не охлажденной воды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Баклановского нефтяного месторождения Оренбургской области», 2019 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта Б-2 Баклановского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте Б-2 Баклановского месторождения Самарской области за период 2014-2022 гг.

**ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГЛИНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА ОБЪЕКТЕ
Б2+Б3 БЕЛОЗЕРСКО-ЧУБОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Р.А. Краснов¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи*

Самара, Россия

Аннотация

В работе был проведен анализ проведенных ГКО на примере скважин Белозерско-Чубовского месторождения. В качестве совершенствования технологии проведения ГКО, рекомендуется закачка разглинизирующего состава на основе бикарбоната натрия или гипохлорита натрия и соляной кислоты с добавкой гидрофобизаторов.

Ключевые слова: глино-кислотный раствор, коллектор, залежь, КИН, реагент.

Анализ проведён по основному объекту разработки Белозерско-Чубовского месторождения – пласту Б2+Б3 Центрального купола, период времени – с 2014 г. по 01.01.2023 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Глино-кислотный раствор применяется для обработки призабойной зоны скважин, вскрывающих трещиноватые, трещиновато-поровые и поровые коллекторы, характеризующиеся наличием силикатных, кварцевых и глинистых образований независимо от их происхождения, при необходимости частичного растворения горных пород для увеличения проницаемости коллектора и соответственно увеличения продуктивности скважин.

Объект Б2+Б3 Центрального купола представлен терригенным типом коллектора, залежь пластовая, с обширной водонефтяной зоной. Общая толщина равна 31,5 метра, нефтенасыщенная 24,8 м., песчаность 0,79, расчлененность 3,0, площадь залежи - 16,2×2,8 км, высота залежи 31,4 м. Залежь находится на поздней стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 25559 тыс.т. (93,9% от НИЗ при обводненности 95,0%), жидкости – 103206 тыс.т, текущий КИН равен 0,607 при утвержденном 0,647.

На залежи применялись физико-химические методы, наиболее эффективным оказалась глино-кислотная обработка. По состоянию на 01.01.2023 г. после 56 ГКО

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

скважины запущены в работу, из них 49 скважин запущено в добычу и 7 скважин – под закачку. Дополнительная добыча нефти составила 29,8 тыс.т. На добывающих скважинах основной объем обработок – 82% или 46 из 56 ГКО выполнен на эксплуатационном фонде, 6 ГКО приходится на фонд из бурения (в том числе 4 ГКО выполнены на наклонно-направленных скважинах (ННС) из бурения и 2 ГКО - при резке второго ствола).

Выводы

Глино-кислотная обработка пласта Б2+Б3 Центрального купола Белозерско-Чубовского месторождения является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГКО на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГКО рекомендуются работы по увеличению нефтеотдачи низкопроницаемых пластов путем закачки разглинизирующего состава. Применение данного состава позволяет увеличить проницаемость ПЗП до значений, близких или выше первоначальных, за счет эффективного удаления глинистых и других кольматирующих образований в поровом пространстве пласта, а также за счет частичного растворения терригенной составляющей коллектора.

Технология разглинизации для восстановления первоначальной проницаемости призабойной зоны пласта достигается закачкой в пласт комплекса реагентов - разглинизаторов (бикарбоната натрия или гипохлорита натрия и соляной кислоты с добавкой катионактивных ПАВ – гидрофобизаторов), переводом привнесенных глинистых минералов в тонкодисперсное состояние с последующим их частичным растворением и удалением из призабойной зоны пласта. В качестве дополнительного мероприятия к указанной технологии рекомендуется применение самогенерирующихся пенных систем (СГПС) на основе хлористого аммония, нитрита натрия и катионактивных ПАВ или пеногенерирующих шашек.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Белозерско-Чубовского нефтяного месторождения Самарской области», 2020 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта Б2+Б3 Белозерско-Чубовского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте Б2+Б3 Белозерско-Чубовского месторождения Самарской области за период 2014-2022 гг.

**ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ А-4
БОБРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Д.С. Нескучаев¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи*

Самара, Россия

Аннотация

В работе был приведен анализ проведения ГРП, его эффективности и его результат после проведения. В качестве совершенствования технологии проведения ГРП, рекомендуются работы с предварительным охлаждением призабойной зоны.

Ключевые слова: кислотный состав, приемистость пласта, пласт, скважина, нефтенасыщенность, трещина.

Анализ проведён по основному объекту разработки Бобровского месторождения – пласту А-4 Проскуринского купола, период времени – с 2012 г. по 01.01.2023 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Целью гидравлического разрыва пласта является создание в призабойной зоне пласта протяжённых трещин, которые будут способствовать интенсивной фильтрации жидкости из нефтенасыщенной части пласта в призабойную зону. Трещины создаются путём нагнетания в продуктивный пласт жидкости под высоким давлением. Действие давления приводит к разрыву (расщеплению) пласта вдоль естественных трещин и других литологических неоднородностей. Для того, чтобы трещины не смыкались после снятия давления, в них закачивается расклинивающий агент (проппант), смешанный с жидкостью. Проппант позволяет обеспечить проницаемость образовавшихся трещин, во много раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Объект А-4 Проскуринского купола представлен карбонатным типом коллектора, залежь пластово-массивная. Общая толщина равна 54,0 м., нефтенасыщенная 8,7 м., песчанистость 0,60, расчлененность 8,4, площадь залежи - 12,9×7,9 км, высота залежи 49,3 м. Залежь находится на поздней стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 24790,4 тыс.т. (88,3% от НИЗ при

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

обводненности 92,7%), жидкости – 85823.0 тыс.т, текущий КИН равен 0,420 при утвержденном 0,476.

На залежи применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, но наиболее эффективными оказались мероприятия по гидроразрыву пласта. По состоянию на 01.01.2023 г. после 15 ГРП скважины запущены в работу, из них 14 скважин запущено в добычу и 1 скважина – под закачку. Дополнительная добыча нефти составила 23,6 тыс.т. На добывающих скважинах основной объем обработок – 93% или 14 из 15 ГРП выполнен на эксплуатационном фонде, 1 ГРП приходится на фонд из бурения при зарезке второго ствола).

Выводы

Гидроразрыв пласта А-4 Проскуринского купола Бобровского месторождения является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГРП на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГРП рекомендуется применение в качестве жидкости разрыва самоотклоняющегося кислотного состава (СКС).

Проведение ГРП рекомендуется в три этапа, на первом этапе осуществляют закачку самоотклоняющегося кислотного состава (СКС), объем которой рассчитывается исходя из приемистости пласта, скважину выдерживают в бездействии некоторое время, которое необходимо для образования в водонасыщенных частях пласта блокирующего состава из геля, на втором этапе осуществляют гидравлический разрыв пласта (ГРП), где в качестве жидкости разрыва пласта используют так же самоотклоняющийся кислотный состав, благодаря этому в нефтенасыщенной части пласта образуется система вторичных трещин и каналов, после повторного загеливания СКС во вторичных трещинах на третьем этапе продолжают закачку самоотклоняющегося кислотного состава в качестве жидкости ГРП для образования системы третичных трещин и каналов в нефтенасыщенной части пласта

Список литературы

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Бобровского газонефтяного месторождения Оренбургской области», 2020 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта А-4 Бобровского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте А-4 Бобровского месторождения Самарской области за период 2012-2022 гг.

**ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА НА ОБЪЕКТЕ О1 БОБРОВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А.Н. Логинов¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи*

Самара, Россия

Аннотация

Благодаря современным технологиям существует возможность вернуть к жизни старые месторождения, одной из которых является зарезка боковых стволов. Технология ЗБС подразумевает проведение множества мероприятий, таких как изоляция интервала, закачивание в интервал расширения твердеющего герметизирующего состава и т.д.

Ключевые слова: цементный мост, эксплуатационная колонна, долото, дебит скважины, бурение, ЗБС.

Анализ проведён по основному объекту разработки Бобровского месторождения – пласту О1.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна. Для поддержания уровня добычи нефти необходимо внедрять современные технологии. Одной из таких технологий является зарезка боковых стволов (ЗБС). ЗБС снижает фильтрационное сопротивление в призабойной зоне за счет увеличения открытого забоя пласта и является перспективным методом не только для повышения производительности скважин, но и для увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивного пласта.

Зарезка боковых стволов — это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной.

ЗБС является наиболее эффективным видом ГТМ на Бобровском месторождении наравне с ГРП. ЗБС позволяет направленно отбирать невовлеченные в разработку запасы (целики нефти). Количество ЗБС на отстающие по темпам выработки пласты увеличивается с каждым годом. ЗБС является эффективным видом ГТМ как для высокопроницаемого обводненного пласта, так и низкопроницаемого расчлененного.

Объект О1 Проскуринского купола представлен карбонатным типом коллектора, тип залежи пластовый, литологически экранированный. Общая толщина равна 4,2 м, нефтенасыщенная 2,2 м, песчаность 0,5, расчлененность 1,3, площадь

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

залежи – 13,3×7,6 км, высота залежи 70,0 м. Залежь находится на третьей стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 1335 тыс.т. (68,7% от НИЗ при обводненности 87,1%), жидкости – 5007 тыс.т, текущий КИН равен 0,199 при утвержденном 0,289.

На месторождении применялись различные методы повышения нефтеотдачи, но наиболее перспективными являются мероприятия по зарезке боковых стволов по причине роста бездействующего фонда скважин и наличия зон с остаточными запасами нефти. По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении применялась зарезка боковых стволов в 32 скважинах, в результате чего дополнительная добыча нефти от данного мероприятия составила 70,1 тыс.т. На объекте О1 Бобровского месторождения зона остаточных запасов наблюдается в южной части залежи, рекомендую зарезку бокового ствола и скважины №323.

Выводы

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ЗБС рекомендуются работы по бурению дополнительного ствола скважины, включающем вырезание участка обсадной колонны с последующим его удалением из скважины, установку в этом интервале цементного моста, забуривание из него дополнительного ствола, спуск в скважину винтового двигателя с раздвижным долотом, которое раздвигают и фиксируют под давлением прокачиваемой жидкости, после чего забуривают дополнительный ствол за счет перекоса в корпусе нижней секции винтового двигателя.

Благодаря спуску винтового двигателя с раздвижным долотом с последующим его раздвижением и фиксацией под давлением прокачиваемой жидкости и забуриванию дополнительного ствола за счет перекоса в нижней секции винтового двигателя появляется возможность бурения дополнительного ствола долотом сплошного бурения по диаметру основного ствола в один этап, что сокращает процесс бурения. Кроме того, это позволяет сократить время контакта бурового раствора с поверхностью продуктивного пласта, что значительно уменьшит его кольтматацию за счет проникновения в пласт дисперсионной фазы раствора и фильтрацию из него и, как следствие, увеличит дебит скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Бобровского газонефтяного месторождения Оренбургской области», 2020 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта О1 Бобровского месторождения Оренбургской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте О1 Бобровского месторождения Оренбургской области. за период 2012-2022 гг.

УДК 622.276

**ФОРМИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ
КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БАШКИРСКОГО ЯРУСА
БАХТИЯРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Р.Р. Садыков¹, С.А. Булгаков^{1,2}, А.М. Зиновьев^{1,2}

*ООО «СамараНИПИнефть»¹, ФГБОУ ВО «СамГТУ»²
г. Самара, Россия, E-mail: SadykovRR@samnipi.rosneft.ru*

Аннотация. В настоящей статье дано описание объекта А4 башкирского яруса, а также текущей системы разработки пласта, которая на данный момент времени нуждается в оптимизации в связи со значительным снижением пластового давления в северо – восточной части залежи и недостаточным объемом компенсации. В связи с этим для вовлечения максимально возможных извлекаемых запасов пласта А4 предлагается проведение эффективной программы по оптимизации системы разработки.

Ключевые слова: Месторождение, объект, залежь, пластовое давление, система разработки.

Месторождение открыто и введено в пробную эксплуатацию в 2017 году, в промышленную разработку введено в 2019 году.

Пласт А4 приурочен к карбонатным отложениям верхней части башкирского яруса. По данным описания керна, коллекторами пласта А4 являются известняки кристаллические, крепкие, плотные, участками кавернозно-пористые, трещиноватые, с выпотами нефти.

Покрышкой служат аргиллитоподобные глины нижней части отложений верейского горизонта толщиной до 5 м [1].

Пласт А4 представлен одной залежью нефти, которая располагается в пределах Северо-Покровского и Покровско-Сорочинского лицензионных участков. Залежь массивная. Тип коллектора – карбонатный поровый.

С 2018 г. Бахтияровское месторождение разрабатывается с поддержанием пластового давления путем закачки воды. По пласту А4 сформирована приконтурная система заводнения [2].

Бахтияровское месторождение находится на начальной стадии разработки.

Энергетическое состояние пласта неудовлетворительное, пластовое давление снижено на 46-72%. Снижение отмечается в зоне отборов, что подтверждается результатами гидродинамических исследований. Основная причина снижения пластового давления – недокомпенсация отборов центральной части залежи по мере уплотнения сетки бурения. Текущая компенсация 68%, накопленная - 40%. При увеличении жесткости отмечался рост пластового давления.

В результате анализа эффективности влияния ППД выявлено преимущественное направление распространения каналов взаимосвязи добывающих скважин с нагнетательными (150-160 град). Направление в разных зонах различаются также в силу отличия режимов работы скважин ППД за период разработки и их местоположения.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для восстановления пластового давления и достижения целевой компенсации 110% необходимо наращивание компенсации и выполнение дополнительных мероприятий на нагнетательном фонде.

С целью повышения эффективности организованной закачки, а также снижения рисков прорыва воды к добывающим скважинам по Бахтияровскому месторождению рекомендуется:

- проведение исследований ГИС ПП по всему нагнетательному фонду, по результату выполнение РИР с целью устранения ЗКЦ, НЭК;
- проведение гидропрослушивания с целью оценки гидродинамической связи между скважинами;
- по результатам исследований на скважинах рекомендуется выполнение мероприятий на нагнетательном фонде для повышения эффективности системы ППД.

Для обеспечения полноты выработки запасов и охвата площади фондом скважин, повышения эффективности реализуемой системы разработки, рекомендуется бурение нагнетательных с отработкой скважин, продолжение проведения компенсационных мероприятий с учетом энергетического состояния залежи. Необходимо дальнейшее формирование системы разработки объекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дополнение к технологическому проекту разработки Бахтияровского нефтяного месторождения Оренбургской области, ООО «СамараНИПИнефть», протокол Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №1892 от 18.11.2020.
2. Технологический проект разработки Бахтияровского нефтяного месторождения Оренбургской области, ООО «СамараНИПИнефть», протокол Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №1678 от 29.08.2019.

ОЦЕНКА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ПРОЕКТНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ НА РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Г.А. Ковалева, О.Г. Трофимов

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

Аннотация: В данной статье рассмотрены основные современные нормативные документы для оценки качества гидродинамических моделей при составлении проектно-технических документов на разработку месторождений углеводородного сырья (далее – УВС). Выявлены «пробелы», которые нуждаются в доработке.

Ключевые слова: гидродинамическая модель, требования, проектно-технический документ, параметры, адаптация, прогноз, нефть, газ.

Гидродинамическая модель — это совокупность цифрового трехмерного массива геолого-физических параметров, которая характеризует объект моделирования (залежь, пласт, эксплуатационный объект или месторождение) и управляет воздействием на него в процессе разработки, а также описывает основные закономерности фильтрационных потоков пластовых флюидов под влиянием этих воздействий и применяемых технико-технологических решений. Геолого-гидродинамическое моделирование позволяет уточнить геологическое строение и фильтрационно-емкостные свойства залежи, а также выбрать наиболее рентабельный вариант разработки на прогнозный период.

Гидродинамическая модель является доступным инструментом, который позволяет просчитать различные варианты разработки.

При создании гидродинамической модели можно выделить следующие этапы:

- сбор, анализ и подготовка исходных данных;
- адаптация модели;
- расчет прогнозных вариантов.

1) Сбор, анализ и подготовка исходных данных.

Данный этап является первым и очень важным при создании геолого-фильтрационной модели. При построении модели залежи/месторождения используется большой объем информации о пласте, насыщающих его флюидах, работе скважин и т.д.:

1. Базы по добыче и закачке
2. Данные об опробовании и перфорациях скважин
3. Результаты гидродинамических исследований
4. Информация по проведенным ГТМ
5. Промыслово-геофизические исследования скважин в процессе эксплуатации и в процессе бурения
6. Сведения о режимах работы скважин и о техническом состоянии
7. Дела и паспорта скважин
8. Результаты стандартных и специальных исследований кернового материала
9. Результаты глубинных и устьевых проб (лабораторные исследования)
10. Результаты промысловых испытаний различных технологий воздействия на пласт

От качества и количества собранной информации на первом этапе будет зависеть достоверность построенной модели.

2) Адаптация модели

Адаптация – это процесс настройки модели, который включает в себя корректировку параметров с целью достижения сходимости расчетных результатов с историческими (рисунок 1). Основные параметры, которые необходимо адаптировать:

- динамика дебитов, приемистости;
- динамика обводнения скважин;
- годовые и накопленные показатели разработки;
- забойные и пластовые давления.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

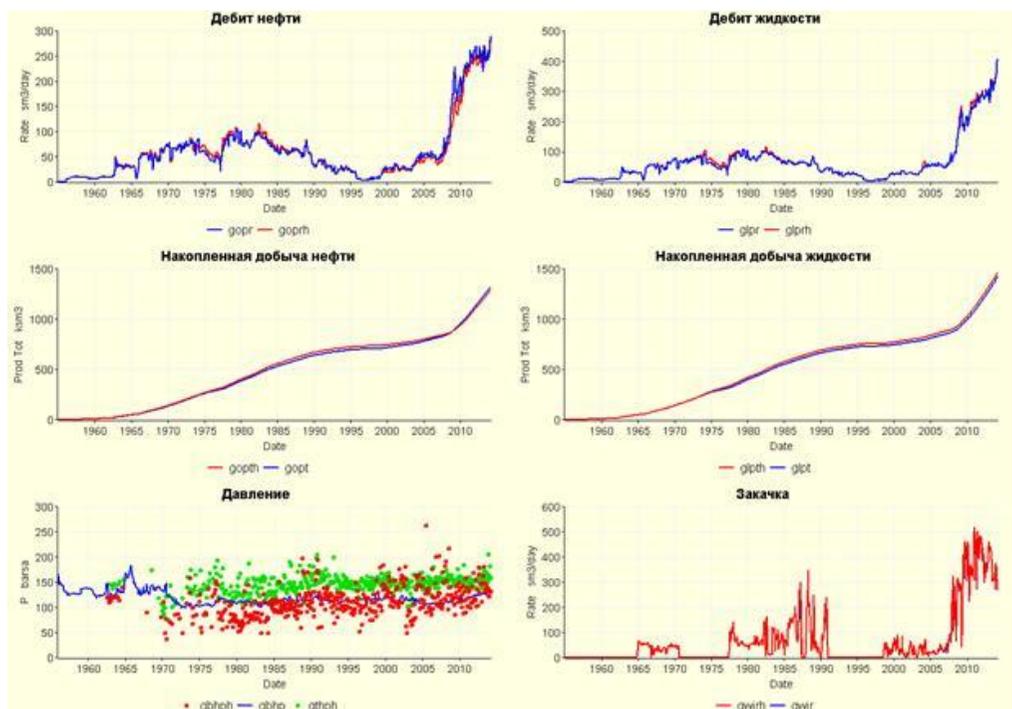


Рисунок 1 – Пример сопоставления расчетных и фактических показателей разработки и модели

От качества адаптации будет зависеть степень надежности прогнозных показателей разработки залежи.

По результатам адаптации строятся карты остаточных нефтенасыщенных толщин и карты подвижных запасов УВС. В дальнейшем этот материал поможет спрогнозировать направление движения флюидов, выявить застойные зоны и зоны, не охваченные процессом дренирования, что необходимо для дальнейшего планирования мероприятий.

3) Расчет прогнозных вариантов

При выполнении прогноза есть следующие особенности:

- во-первых, можно задавать различные ограничения (например, по дебиту скважин, по закачке воды или газа, по забойному давлению на добывающих и нагнетательных скважинах);

- во-вторых, при переходе от истории к прогнозу не должно быть резких скачков уровней добычи, пластового давления и т.д., так как это будет говорить о неверно заданных параметрах.

На основе созданной гидродинамической модели происходит непосредственно подбор участка для бурения на основе распределения остаточных запасов по результатам адаптации.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В настоящее время основными документами, на основании которых выполняется оценка качества гидродинамической модели являются:

1. Приказ Минприроды России от 20.09.2019 N 639 "Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья" (далее – Правила подготовки ПТД) [1];

2. Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, предоставляемых пользователем недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС. Принят на расширенном заседании ЦКР Роснедр по УВС от 19.04.2012 (протокол ЦКР Роснедр по УВС от 19.04.2012 №5370) (далее – Временный регламент) [2].

В Правилах подготовки ПТД требования к качеству моделей изложены всего на одной странице (пункт 5.6), т.е. в недостаточном объеме. Более детальные требования к моделям представлены во Временном регламенте. Стоит отметить, что данный регламент составлен в 2012 году. После этого нормативно-правовая документация на разработку месторождений УВС претерпела значительные корректировки, а именно введены в действие:

- Новая Классификация запасов (Приказ Минприроды России от 01.11.2013 №477 «Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов») [3];

- Правила разработки месторождений (Приказ Минприроды России от 14.06.2016 №356 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья») [4];

- Правила подготовки ПТД [1].

Данные документы регламентируют отклонения запасов УВС, подсчетных параметров, PVT-свойств пластовых флюидов, расчетных годовых и накопленных показателей жидкости и нефти/газа по сравнению с историей, трендов забойного и пластового давлений.

Для того чтобы повысить качество прогнозных вариантов, полученных на гидродинамических моделях, рекомендуется дополнительно к минимальному набору требований, представленных в Правилах подготовки ПТД и Временном регламенте, в нормативных документах установить требования/допустимые отклонения к следующим параметрам:

- процедура ремасштабирования (размеры ячеек, значительное уменьшение количества ячеек, геолого-статистический разрез (ГСР));

- выбор границ проекта моделирования;

- инициализация модели;

- учет в модели петрофизических зависимостей, приведенных в ПТД (куб проницаемости, остаточной нефтенасыщенности и др.);

- коэффициент вытеснения;

- относительные фазовые проницаемости;

- коэффициент анизотропии;

- водонапорный горизонт;

- положение флюидных контактов;

- скин-фактор и множитель проводимости (при адаптации и на прогнозный период);

- расчетная годовая и накопленная закачка (при адаптации);
- способы подключения водонасыщенных ячеек (посторонняя вода).

В связи с отсутствием четких требований авторы моделей и эксперты зачастую используют различные подходы к построению, адаптации и прогнозированию результатов на гидродинамических моделях.

Таким образом, видно, что нормативная документация, на основании которой осуществляется оценка качества гидродинамических моделей, требует доработки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Приказ Минприроды России от 01.11.2013 №477 «Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» (Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 N 30943).
2. Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, предоставляемых пользователем недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС. Принят на расширенном заседании ЦКР Роснедр по УВС от 19.04.2012 (протокол ЦКР Роснедр по УВС от 19.04.2012 №5370).
3. Приказ Минприроды России от 14.06.2016 №356 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья» (Зарегистрировано в Минюсте России 26.08.2016 N 43415).
4. Приказ Минприроды России от 20.09.2019 №639 "Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья" (Зарегистрировано в Минюсте России 02.10.2019 N 56103).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПО ДАННЫМ КАРТ ВЫВОДА СКВАЖИН НА РЕЖИМ

П. А. Муратов, О. А. Грибенников, И. С. Тищенко, Ю. В. Семенов

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара, Россия.

MuratovPA@samnipi.rosneft.ru

Аннотация. В статье предлагается методика определения пластового давления в добывающих скважинах после проведения геолого-технологических мероприятий (ГТМ) на основании замеров термо-манометрической системы (ТМС). Данные ТМС расположенного в компоновке электроцентробежного насоса (ЭЦН) являются обязательными, и на этапе вывода скважины на режим (ВНР) фиксируются технологом в журнале (карте) ВНР. Имея данные ВНР и описание ремонта в определенных случаях возможно получить пластовое давление в области скважины.

Ключевые слова: пластовое давление (Рпл), карта вывода на режим (ВНР), термо-манометрическая система (ТМС), геолого-технологическое мероприятие (ГТМ), кислотная обработка пласта (КОП), гидравлический разрыв пласта (ГРП),

гидродинамические исследования скважин (ГДИС); мониторинг энергетического состояния пласта.

Введение. В разработке нефтяных месторождений одним из основных контролируемых параметров является энергетика залежи или пластовое давление. Мониторинг энергетики позволяет эффективно планировать геолого-технологические мероприятия и управлять постепенной выработкой запасов для достижения максимального коэффициента извлечения запасов нефти. Традиционно для определения пластового давления используются методы замера давления на установившихся и неуставившихся режимах работы скважины, а также замеры после длительного простоя скважины. Зачастую, ввиду необходимости простоя скважин для исследований, от проведения ГДИС отказываются, жертвуя необходимой информацией.

В данной статье предлагается рассмотреть метод определения пластового давления после проведения ГТМ, воспользовавшись временем простоя скважины при проведении мероприятий.

Актуальность. Альтернативные методики определения энергетического состояния пласта активно разрабатываются и внедряются в производство ввиду больших потерь добычи во время проведения традиционных методов ГДИС. Так же технологическое развитие эксплуатационного оборудования и снижение стоимости всевозможных датчиков позволяет замерять параметры работы участков технологической схемы скважин от забоя до пункта сбора продукции. Освоение потоков данных помогает осуществлять контроль разработки практически без больших операционных затрат. Необходимо разобрать сложный процесс эксплуатации на отдельные этапы с выделением четких физических процессов, далее используя имеющиеся данные замеров получить необходимые параметры разработки.

Постановка задачи. Обосновать корректность методики расчета пластового давления на основании данных карт ВНР на месторождениях АО «Самаранефтегаз», привести сравнение результатов расчетов с данными полученными традиционными ГДИС.

Теоретическая часть. Основной идеей методики является получение уравновешенного состояния призабойной области скважины для фиксации пластового давления. При проведении таких ГТМ как КОП и ГРП происходит объемная компенсация отборов (если таковая имела место быть), а также улучшение гидродинамической связи скважины с пластом ввиду глубокого проникновения рабочего агента. В дальнейшем, при проведении завершительных работ после ГТМ необходимо только сохранить полученную связь скважины с пластом, от куда и появляются условия применения метода.

Условия применения метода определения Рпл по данным карт ВНР:

1. Отсутствие осложнений при проведении ГТМ (несоответствие жидкости ГРП, получении СТОПа, обрыв оборудования и пр) т. к. зачастую не удается восстановить гидродинамическую связь скважины с пластом даже после проведения компенсирующих работ;

2. Текущее Рпл в области скважины ниже гидростатического (отсутствует необходимость использования тяжелых растворов глушения и как следствие кольматация призабойной зоны скважины);

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

3. Глушение скважины после освоения производится методом прямой (НКТ/затруб) или обратной (затруб/НКТ) промывки, т.е. без принудительной закачки жидкости глушения в пласт;

4. Отсутствие блокирующего состава в жидкости глушения, который используется в случае высокого поглощения технологической жидкости;

При выполнении перечисленных условий вероятность гидродинамической связи скважины с пластом максимальна. Давление гидростатического столба в скважине будет уравниваться пластовым давлением в районе скважины.

Для расчета $R_{пл}$ необходимо снять начальное значение забойного давления ($R_{заб}$) с датчика ТМС и осуществить пересчет значения на верхние дыры интервала перфорации.

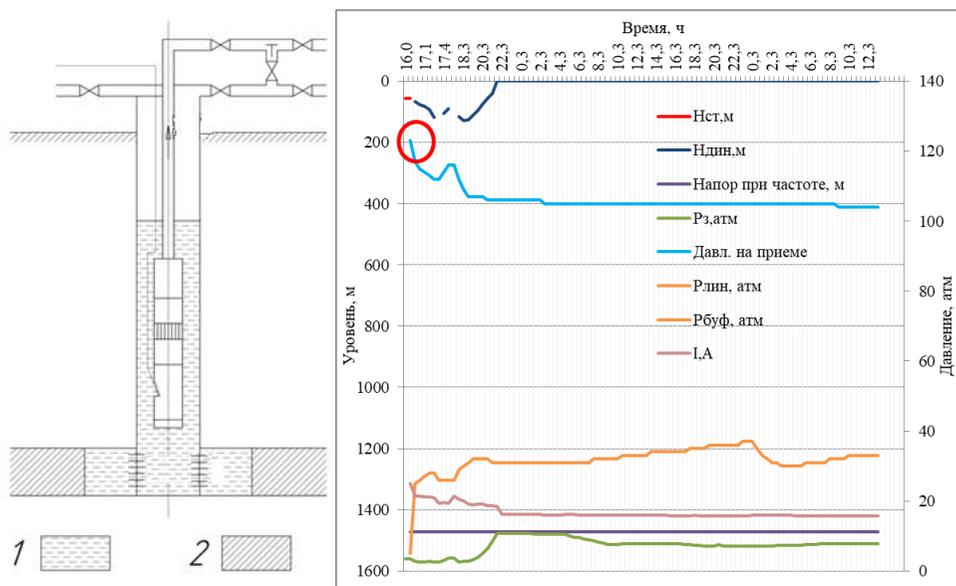


Рисунок 1 - Конструктивная схема скважины с УЭЦН и карта ВНР
 1 - жидкость глушения, 2 - пластовая жидкость

В начальный момент перед запуском УЭЦН $R_{заб}$ будет равно пластовому давлению и его можно выразить через значение давления на ТМС:

$$p_{пл}(t_0) = p_{заб\ ТМС}(t_0) + \rho_{ж.гл}gH$$

t_0 означает то, что значение давления в карте ВНС берется до запуска насоса.

Где $\rho_{ж.гл}gH$ - гидростатическое давление столба жидкости между давлением, замеренным на глубине ТМС и верхними дырами интервала перфорации. Учитывая, что плотность жидкости глушения нам известна, а также зная отметки и удлинения на наши отметки, вычисляем искомое значение.

Практическая часть. Для обоснования возможности применения методики проведен анализ геологических данных, получены значения пластовых давлений для скважин в которых выполняются условия применения методики. Проведено

сравнение расчетных значений пластового давления по данным ВНР имеются ГДИС до, либо после проведения ГТМ.

В результате обработано 30 скважин, 7 отсеяны ввиду не выполнения условий метода, по остальным получена сходимость замеров с расхождением не более 10%.

Заключение.

Анализ накопленной геологической информации и формулировка задачи позволили получить данные энергетического состояния пласта по данным карт ВНР для определенной части скважин. Метод опробован на скважинах АО «Самаранефтегаз» и предлагается к применению при проведении ГТМ, что позволит повысить изученность объектов для планирования и мониторинга разработки объектов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. О.А. Грибенников, Л.Н. Баландин, Способ определения пластового давления в нефтяной скважине, оборудованной погружным электронасосом RU 2539445 С1 20.01.2015. Заявка RU2013147533/03А от 24.10.2013г.
2. А.В. Кузнецов, П.В. Молодых, О.Ю. Матвеев, А.С. Алешкин, А.Ю. Мегалов (ОАО «ТомскНИПИнефть»), С.В. Захаров (ОАО «Томскнефть» ВНК). Совершенствование подходов к определению параметров системы «скважина-пласт» при управлении разработкой месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК. – Нефтяное хозяйство. 2016 №4. с. 32-35.
3. О.А. Грибенников, Л.Н. Баландин, А.А. Мельников Вывод скважины на режим: От моделирования к практике. Издательство ЦСН Самара, Монография, 2020. 120 с.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

М.В. Колосов³, С.В. Шустеров⁴, И.К. Уваров¹,

В.К. Ким², А.М. Зиновьев⁵

*ООО «СамараНИПИнефть»¹, АО «Самаранефтегаз»², ООО «ННК-Самаранефтегаз»³,
Везерфорд Drilling services⁴, ФГБОУ ВО «СамГТУ»⁵
г. Самара, Россия, E-mail: kolosov-m@mail.ru.*

Аннотация. Бурение новых скважин является одним из основных способов наращивания и поддержания объема добычи нефти, что актуально для всех добывающих компаний. При этом не меньшую важность имеет эффективное планирование инвестиций и сокращение затрат. В работе рассмотрено применение горизонтальных скважин в условиях большого объема трудноизвлекаемых запасов и необходимости обеспечения оптимальной и эффективной системы разработки месторождений.

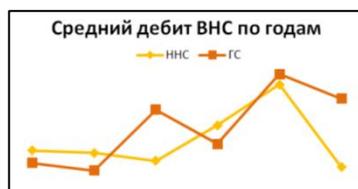
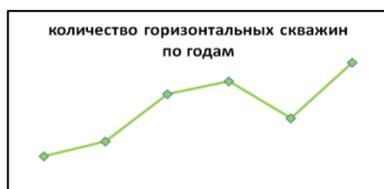
Ключевые слова: Месторождение, пласт, строительство скважин, горизонтальные скважины, эффективность горизонтальных скважин.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Структура сырьевой базы Самарской области отмечается наличием значительного объема трудноизвлекаемых запасов, залежей с низкопроницаемыми коллекторами, маломощных пластов с подстилающей водой, месторождений на поздней стадии разработки с точно локализованными остаточными запасами. Бурение традиционных вертикальных (ВС) и наклонно-направленных скважин (ННС) в этих условиях будет экономически нецелесообразным ввиду низких дебитов или быстрого обводнения (из-за конусообразования), значительный объем запасов окажется невовлеченным в промышленную разработку, проектные показатели разработки и КИН не будут достигнуты.

В подобных условиях наиболее рациональным способом повышения показателей разработки месторождений и получения дополнительной добычи является применение горизонтальных скважин (ГС). Основное преимущество ГС по сравнению с ВС состоит в увеличении дебита в 2-10 раз за счет расширения области дренирования и увеличения фильтрационной поверхности [1]. Считается целесообразным бурение ГС в следующих случаях: низкая проницаемость коллектора, трещиноватость коллектора, высокая вязкость пластового флюида, наличие подошвенной воды, невозможность бурения вертикальной скважины по условиям местности, высокое пескопроявление при эксплуатации скважин [2]. При этом ГС могут быть весьма успешно использованы и при вскрытии высокопроницаемых пластов [1].

По опыту бурения скважин на месторождениях Самарской области за последние годы наблюдается неуклонное наращивание объемов скважин с горизонтальным типом заканчивания (включая боковые горизонтальные стволы). Нарботка опыта реализации ведет к все более эффективному планированию и увеличению вклада от бурения новых ГС в общую добычу. На сегодняшний день средний дебит ГС в Самарской области превышает аналогичный показатель по ВС и ННС на 30-40%.

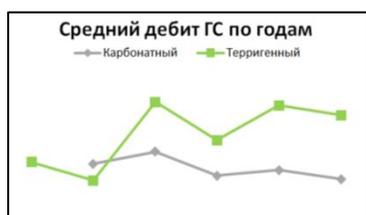


Стоит отметить, что ГС, пробуренные на терригенные коллектора с подстилающей водой и законченные фильтром, дают более высокие дебиты и, как следствие, экономическую эффективность, чем скважины, пробуренные на низкопроницаемые карбонатные объекты. Это обуславливается тем, что разработка карбонатных коллекторов (и низкопроницаемых терригенных) требует проведения многостадийных ГРП, которые могут быть не всегда достаточно эффективны за счет слабой изученности порово-проницаемых свойств и степени анизотропии пласта.

Опыт показывает, что для низкопроницаемых пластов предпочтительна конфигурация перпендикулярная азимуту трещины [3]. На практике на продуктивность скважины влияют и другие параметры, так что итоговую производительность довольно трудно предугадать.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Кроме того, разработка пластов с низкопроницаемыми коллекторами на естественных режимах не эффективна [4] и требует организации системы заводнения для поддержания пластового давления, которая может привести к уменьшению экономической эффективности ввиду необходимости дополнительного наземного обустройства. При этом имеющийся опыт заводнения свидетельствует о низких значениях коэффициентов охвата пласта воздействием, низких темпах отбора и длительных сроках разработки [4]. В связи с вышесказанным в последние годы основной объем бурения ГС в Самарской области приходится на высокопроницаемые терригенные объекты (в том числе и маломощные) с подстилающей водой.



В качестве основной технологии при бурении ГС, для снижения затрат на бурение и сокращения цикла строительства скважин, предлагается технология с использованием роторно-управляемой системы (РУС), каротажа во время бурения (КВБ) и геонавигации. Сочетание технологий РУС и КВБ обеспечивает необходимый контроль траектории и важную информацию о геофизических свойствах пород, а благодаря применению геонавигации продуктивность каждой скважины увеличивается более чем вдвое. Для использования предлагается тип РУС, получивший название «push-the-bit». В данной технологии набор параметров кривизны осуществляется за счет трех педалей, работающих от гидравлического привода, которые отталкиваются от стенок скважины, тем самым отклоняя долото в нужном направлении. Кроме того, в отличие от применения винтового забойного двигателя (ВЗД), РУС является полностью вращающейся системой, поэтому передает большую нагрузку на долото, что позволяет использовать более агрессивные долота и гарантировать лучшую промывку ствола. Геонавигация позволяет увеличить эффективную длину горизонтальной секции в условиях неопределенности расположения продуктивного коллектора за счет своевременной корректировки траектории скважины. Это способствует проводке стволов в наиболее продуктивных зонах, таким образом, улучшая начальный дебит и сокращая период окупаемости. Технологии КВБ и геонавигации доказали свою эффективность на практике на многих месторождениях.

При всех преимуществах применения ГС при разработке нефтяных месторождений все еще достаточно проблем, требующих решения. Одним из основных ограничений является высокая экономическая стоимость горизонтального бурения, что, хоть и позволяет достичь больших объемов добычи, требует тщательного анализа и проектирования разработки. Несмотря на то, что технология применяется и уже доказала свою эффективность, необходимы дальнейшие усовершенствования и адаптация применительно к геологическим особенностям Волго-Уральского региона. Основными направлениями развития действующих технологий при бурении горизонтальных скважин в Самарской области являются:

выбор и оптимизация наиболее технологически и экономически эффективной архитектуры ГС, применение различных способов заканчивания (одним из наиболее успешных является комбинированный способ, включающий фильтр и цементируемый «хвостовик») и освоения, качественный дизайн многостадийного ГРП (подбор оптимального количества фрак-портов, применение микросеймики). Оптимизация и внедрение инновационных технологий и правильное планирование системы разработки с применением ГС позволит эффективно разрабатывать трудноизвлекаемые запасы, наращивать и поддерживать объемы добычи, достигать проектных показателей разработки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – Москва, 2001. – 674 с. – С. 28, 551.
2. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Заканчивание скважин. – Москва, 2000. – 667 с. – С. 119.
3. Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев, И.С. Матиешин, М.Г. Гейхман, Н.В. Инюшин. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин. – М.: Издательский центр «Академия», 2009. – 176 с. – С. 75.
4. Т.Г. Бердин. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ШУПСВ ДЛЯ ОТДЕЛЕНИЯ И ЗАКАЧКИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ НА ЗРЕЛЫХ АКТИВАХ АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»

Д.В. Канарейкин, Ю.П. Борисевич, Г.З. Краснова

СамГТУ, Россия

Ключевые слова: обводненность, установка шурфа предварительного сброса воды, мобильная установка отделения и закачки воды.

Поддержание уровня нефтедобычи – одно из основных направлений деятельности зрелых активов АО «Самаранефтегаз». Промышленная добыча нефти в Самарской области началась в 1936 году, в то время как 1980 год – усредненный год ввода в эксплуатацию действующих скважин АО «Самаранефтегаз».

АО «Самаранефтегаз» относится к зрелым активам, на месторождениях которого ведется непрерывная работа по поддержанию текущего уровня добычи и поиску возможности его увеличения. Значительная часть месторождений общества находятся на 4 стадии разработки, а продукция значительно обводнена, одним из основных осложняющих факторов производственного процесса является – большое количество добываемой пластовой воды.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Необходимость выполнения плана добычи и естественный рост обводненности продукции приводит к увеличению объема добываемой пластовой воды. На сегодняшний день ежегодный прирост по воде составляет более 3 млн. м³ (Рис.1).

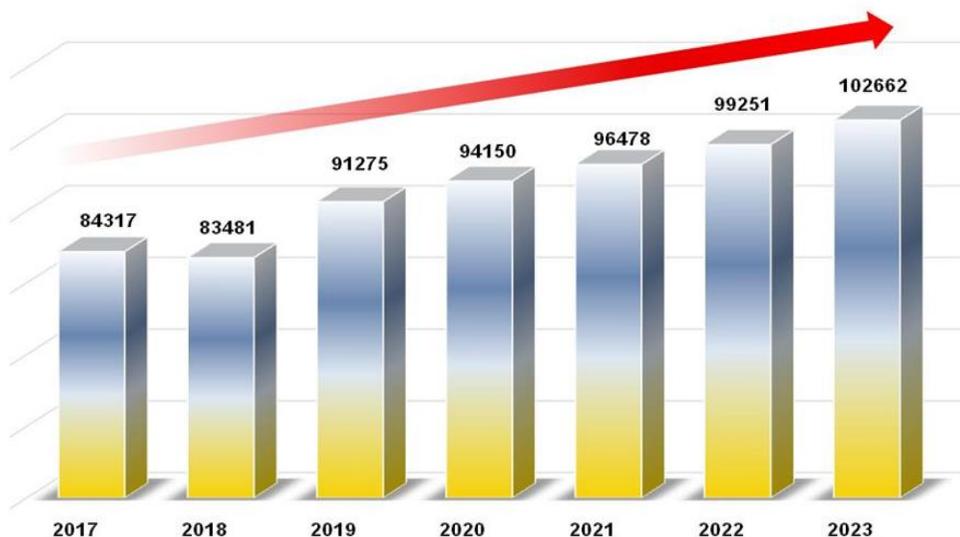


Рис. 1. Динамика объемов добываемой пластовой воды за 2017-2023 гг.

Очевидно, что данный факт вынуждает предпринимать меры по развитию существующей наземной инфраструктуры. Принимая во внимание перспективные уровни добычи, требуется разработка мероприятий по утилизации добываемой попутной воды.

Увеличение объема добываемой жидкости привело к увеличению давления в системе сбора и перегруженность объектов подготовки добываемой продукции. Решение обозначенных вопросов подразумевает вложение существенных капитальных затрат.

Учитывая тот факт, что большая часть добываемой жидкости — это пластовая вода, с целью предупреждения вышеперечисленных проблем необходимо организовать ранний сброс пластовой воды, при этом, не прибегая к строительству дополнительных площадочных объектов в районе кустовых площадок или ЗУ.[3]

Наиболее эффективным решением для организации кустового сброса выступает вариант с установкой предварительного сброса воды (УПСВ), либо ТВО построенной после АГЗУ, с последующим транспортом жидкости при помощи ЦНС. (Рис 2.)

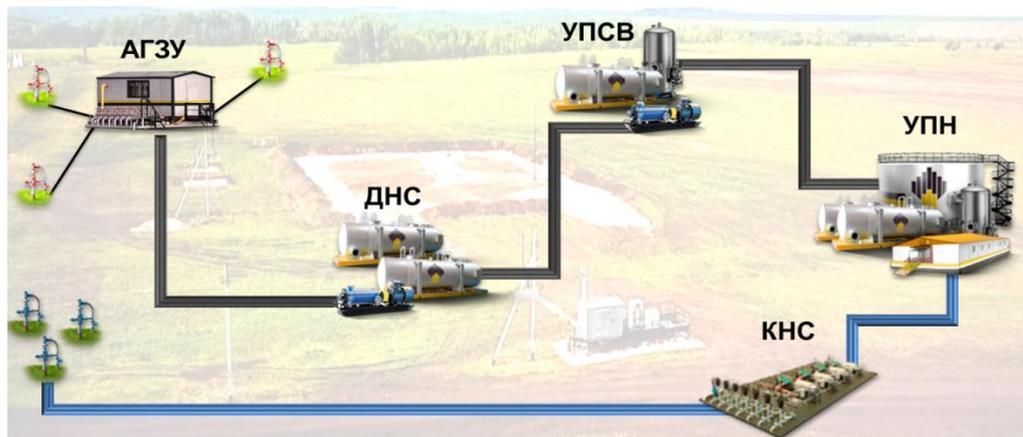


Рис.2 Система сбора и транспорта нефти

С одной стороны, данное техническое решение позволяет добиться необходимого результата, но при этом получается целый площадочный объект, которому необходимы сопутствующие трубопроводы, инженерные коммуникации и инфраструктура, что в свою очередь ведет к значительным капитальным и операционным затратам. [1]

Для обеспечения оптимальной работы производственных объектов без увеличения мощности наземной инфраструктуры предлагается применить следующие технические решения. [4]

Одним из возможных технических решений по организации сброса пластовой воды на месторождениях предлагается рассмотреть **установку шурфа предварительного сброса воды (ШПСВ)**, состоящую из эксплуатационной колонны, трубной вставки, НКТ через которую осуществляется забор отстоянной воды и ее дальнейшая закачка в систему ППД или поглощения, нефть же под давлением поступающей жидкости выдавливается в межколонное пространство ШПСВ [5] и поступает в сборный коллектор (рис. 3).

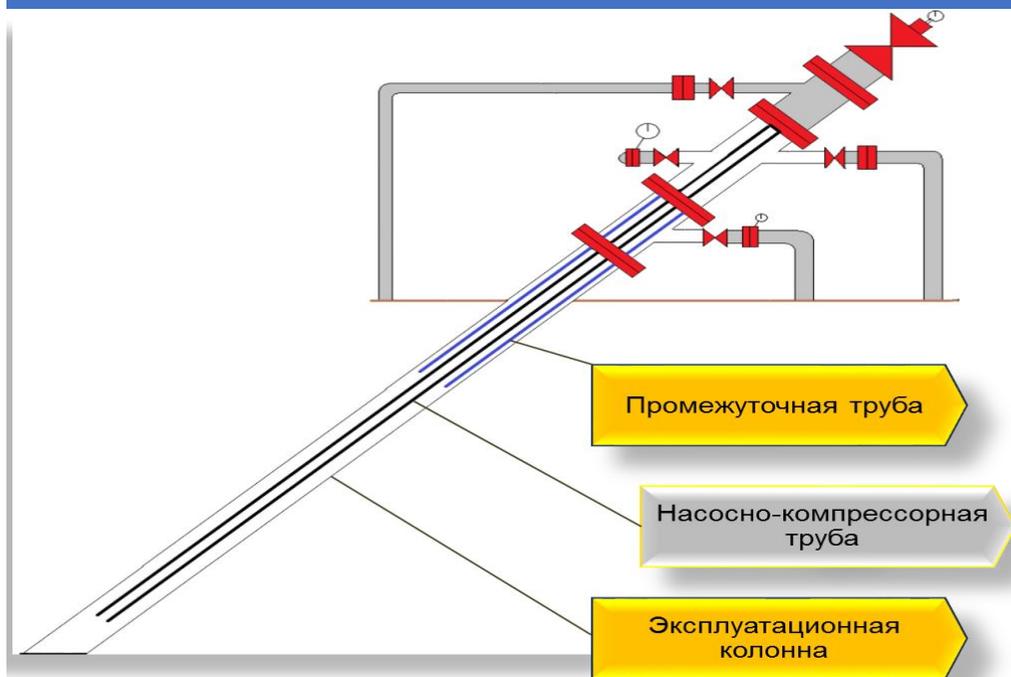


Рис.3 Шурф предварительного сброса воды (ШПСВ)

Реализация данного варианта позволяет снизить объемы перекачиваемой пластовой воды, сократить затраты на электроэнергию для перекачки жидкости со скважин, увеличить суммарный объем сброса пластовой воды на месторождении, снизить давление в напорных нефтепроводах, снизить риски аварийности в системе сбора и напорных трубопроводах, снизить расход ингибитора коррозии.

Другим возможным решением по организации сброса пластовой воды на месторождениях может быть рассмотрена **мобильная установка отделения и закачки воды**. Она представляет собой полностью автоматизированную установку, размещение которой наиболее целесообразно на зрелых активах, а также при проектировании и обустройстве новых месторождений. В сравнении с капитальными площадочными объектами, мобильная установка имеет преимущество по проведению строительно-монтажных работ, так как оборудование поставляется в собранном виде, а монтажные работы заключаются лишь в подключении емкостей на объекте.

Техническое исполнение установки позволяет при выработке запасов с легкостью провести демонтаж оборудования и разместить его на другом объекте.

Принцип работ мобильной установки отделения и закачки воды следующий: жидкость с месторождений поступает в трехфазный сепаратор, где происходит последующий ее раздел на две фазы. Нефть с обводненностью до 10 % поступает в напорный коллектор, а отделившаяся пластовая вода в отстойник подтоварной воды, после чего через узел учета воды (УУВ) на блок насосной для закачки в поглощающие скважины. Результатом применения данной установки является организация сброса пластовой воды, снижение давления в системе сбора и экономия электроэнергии.

Проводя сравнение предложенных технических решений выявлено, что наиболее экономически выгодным является применение ШУПСВ.

В рамках разработки мероприятий программы реинжиниринга инфраструктуры АО «Самаранефтегаз», было предложено организовать ранний сброс на Колыванском, Волгановском и Северо-Каменском месторождениях, что в последствии было одобрено производственными подразделениями Общества. [2]

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технологический регламент АО «Самаранефтегаз» на эксплуатацию ДНС «Рассветская»;
2. Технологический регламент АО «Самаранефтегаз» на эксплуатацию УПСВ «Северо-Каменская»;
3. Технологический регламент АО «Самаранефтегаз» на эксплуатацию Блочно-насосной станции №3 Горбатовского месторождения;
4. Проект разработки Колыванского нефтяного месторождения;
5. Патент №96171 Скважина для сброса воды//Латыпов А.Р., Шаякберов В.Ф., Белых Д.Н., Вакатов К.Н., Исмагилов Р.Р., Латыпов И.А.. РФ

УДК 622.276

ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ В-1 БАРИНОВСКО-ЛЕБЯЖИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Кайкуров¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*
² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт нефтедобычи»*
Самара, Россия

Аннотация

В работе описывается процесс проведения гидравлического разрыва пласта и его эффективность. Рассматривается анализ показателей добычи нефти, после проведения ГРП на Бариновско-Лебяжинском месторождении. А также подробно описывается процесс проведения ГРП способом гидравлического разрыва карбонатного пласта с подошвенной водой.

Ключевые слова: жидкость разрыв, заливка скважины, продавка кислоты, ГРП, выработка запасов, добыча нефти.

Анализ проведён по основному объекту разработки Бариновско-Лебяжинского месторождения – пласту В-1 Бариновского поднятия, период времени – с 2008 г. по 01.01.2023 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Целью гидравлического разрыва пласта является создание в призабойной зоне пласта протяжённых трещин, которые будут способствовать интенсивной фильтрации жидкости из нефтенасыщенной части пласта в призабойную зону. Трещины создаются путём нагнетания в продуктивный пласт жидкости под высоким давлением. Действие давления приводит к разрыву (расщеплению) пласта вдоль естественных трещин и других литологических неоднородностей. Для того, чтобы трещины не смыкались после снятия давления, в них закачивается расклинивающий агент (проппант), смешанный с жидкостью. Проппант позволяет обеспечить проницаемость образовавшихся трещин, во много раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Объект В-1 Бариновского поднятия представлен карбонатным типом коллектора, залежь неполнопластового типа. Общая толщина равна 8,2 м., нефтенасыщенная 6,2 м., песчанистость 0,76, расчлененность 3,8, площадь залежи - 4,9х3,2-1,3 км, высота залежи 30 м. Залежь находится на третьей стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 1544 тыс.т. (67,1% от НИЗ при обводненности 71,5%), жидкости – 4956 тыс.т, текущий КИН равен 0,276 при утвержденном 0,411.

На залежи применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляция и ремонтно-изоляция работы, но наиболее эффективными оказались мероприятия по гидроразрыву пласта. По состоянию на 01.01.2023 г. после 36 ГРП скважины запущены в работу. Дополнительная добыча нефти составила 101,1 тыс.т. На добывающих скважинах основной объем обработок – 81% или 29 из 36 ГРП выполнен на эксплуатационном фонде, 7 ГРП приходится на фонд из бурения при разрезке второго ствола.

Выводы

Гидроразрыв пласта В-1 Бариновского поднятия Бариновско-Лебяжинского месторождения является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГРП на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГРП рекомендуется способ гидравлического разрыва карбонатного пласта с подошвенной водой.

Новым является то, что нижний конец ГТ спускают до уровня водонефтяного контакта - ВНК, герметизируют пространство между колоннами НКТ и ГТ, закачкой водоизолирующего цемента по ГТ производят изоляцию подошвенной воды в карбонатном пласте с заливкой скважины от забоя до уровня ВНК, после чего определяют суммарный объем жидкости разрыва. Герметизируют пространство между колоннами НКТ и ГТ и производят закачку в ГТ первой порции жидкости

разрыва в объеме 60-70% от суммарного объема - V_r под давлением не более 25 МПа и со скоростью не более 2 м³/мин, после чего оставшийся объем жидкости разрыва закачивают в ГТ в 3-5 циклов, чередуя с закачкой расклинивающего агента, по завершении последнего цикла закачки осуществляют продавку кислоты водным раствором поверхностно-активного вещества с последующей выдержкой 1-2 ч.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Бариновско-Лебяжинского газонефтяного месторождения Самарской области», 2020 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта В-1 Бариновско-Лебяжинского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте В-1 Бариновско-Лебяжинского месторождения Самарской области за период 2008-2022 гг.

УДК 622.276

ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ОБЪЕКТЕ Б0 БАРИНОВСКО-ЛЕБЯЖИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.С. Сергеев¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

*¹ ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
² ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи*

Самара, Россия

Аннотация

В работе был проведен анализ проведенных ВИР на примере скважин Бариновско-Лебяжинского месторождения. В качестве совершенствования технологии проведения ВИР рекомендуются работы по ограничению и изоляции водопритока в неоднородных по проницаемости пластах с непроницаемыми или слабопроницаемыми пропластками.

Ключевые слова: призабойная зона, эксплуатационная колонна, тампонажный состав, перфорация, продуктивный интервал.

Анализ проведен по основному объекту разработки Бариновско-Лебяжинского месторождения – пласту Б0 Бариновско-Лебяжинского поднятия, период времени – с 2012 г. по 01.01.2023 г.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна для нефтегазодобывающих организаций в Российской Федерации. Общеизвестно, что обводнение скважин при эксплуатации – это нарастающий фонд бездействующих скважин для добывающих предприятий, требующих очень немалых затрат по реанимированию.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Водо-изоляционные работы (ВИР) - работы по перекрытию путей проникновения вод в эксплуатационный объект скважины и отключение от нее отдельных пластов и обводненных интервалов. Основное требование к технологии ВИР — обеспечение закачки рабочих растворов изоляционного агента в скважину и продавливание в изолируемый интервал с сохранением их изолирующих свойств, т. е. предупреждение или ограничение до минимума дополнительного разбавления растворов. Это достигается, прежде всего, за счет исключения из технологии условий и операций, способствующих разбавлению рабочих растворов, а также в результате заполнения скважины однородной по плотности жидкостью.

Объект Б0 Бариновско-Лебяжинского поднятия представлен терригенным типом коллектора, тип залежи пластовый, литологически экранированный. Общая толщина равна 4,2 м, нефтенасыщенная 4,0 м, песчанистость 0,96, расчлененность 1,3, площадь залежи – 9,0х2,5 км, высота залежи 60,0 м. Объект Б0 Бариновско-Лебяжинского поднятия находится на третьей стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 3423,0 тыс.т. (72,9% от НИЗ при обводненности 41,7%), жидкости – 7815,0 тыс.т, текущий КИН равен 0,407 при утвержденном 0,524.

На залежи применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования и гидроразрыв пласта, но наиболее перспективными являются мероприятия по водо-изоляционным и ремонтно-изоляционным работам по причине высокой степени обводненности действующего фонда скважин. По состоянию на 01.01.2023 г. после 19 ВИР скважины запущены в работу, из них все скважины запущены в добычу. Из 19 проведенных мероприятий 14 оказались эффективными, 5 мероприятий оказались неэффективными, в том числе скважина №55, у которой после проведения ГТМ дебит нефти снизился на 1,7 т/сут, а обводненность увеличилась с 37,8% до 52,8%. Суммарная дополнительная добыча нефти в период с 2012-2022 гг. составила 5,2 тыс.т. Продолжительность эффекта от ГТМ по скважинам изменяется от 6 до 10 месяцев, в среднем составляет 8 месяцев. Средний эффект от мероприятия составляет 0,3 тыс. т нефти.

Выводы

Применяемые в настоящее время методы ограничения водопритока в скважинах Бариновско-Лебяжинского месторождения, по технологиям УПНП и ТКРС, позволяют эффективно бороться с обводненностью продукции, стабилизировать и увеличивать добычу нефти действующего фонда скважин.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ВИР рекомендуются работы по ограничению и изоляции водопритока в неоднородных по проницаемости пластах с непроницаемыми или слабопроницаемыми пропластками между продуктивными интервалами с целью ликвидации прорывов и изоляции притока пластовых и закачиваемых вод, а также ликвидации заколонных перетоков.

Технология применяется в терригенных коллекторах нефтегазовых месторождений с проницаемостью свыше 0,05 мкм². Закачка производится как через существующие интервалы перфорации, так и через спец. отверстия в эксплуатационной колонне. В качестве тампонажных составов применяют сшитые вязкоупругие составы на основе полимеров, а также цементные растворы. Технология реализуется путем установки в призабойной зоне пласта (ПЗП) обводненной добывающей скважины гидроэкрана в зависимости от мощности и

проницаемости обводненного пласта, наличия открытых трещин, нарушения в эксплуатационной колонне и др.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Бариновско-Лебяжинского газонефтяного месторождения Самарской области», 2020 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта Б0 Бариновско-Лебяжинского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте Б0 Бариновско-Лебяжинского месторождения Самарской области за период 2012-2022 гг.

УДК 622.276

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ А-5 ПОКРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.И. Сякаев¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи*

Самара, Россия

Аннотация

В работе описан наиболее распространенный и эффективный метод увеличения дебита скважин. Анализ проводится на примере Покровского месторождения. В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГРП рекомендуются работы по добавлению в жидкость гидроразрыва расклинивающего наполнителя – полидициклопентадиена.

Ключевые слова: нефтенасыщенность пласта, плотность, ГРП, перфорация, закачка, гидроразрыв.

Анализ проведён по основному объекту разработки Покровского месторождения – пласту А-5 Покровского поднятия, период времени – с 2003 г. по 01.01.2023 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Целью гидравлического разрыва пласта является создание в призабойной зоне пласта протяжённых трещин, которые будут способствовать интенсивной фильтрации жидкости из нефтенасыщенной части пласта в призабойную зону. Трещины создаются путём нагнетания в продуктивный пласт жидкости под высоким давлением. Действие давления приводит к разрыву (расщеплению) пласта вдоль естественных трещин и других литологических неоднородностей. Для того, чтобы трещины не смыкались после снятия давления, в них закачивается расклинивающий агент (проппант), смешанный с жидкостью. Проппант позволяет обеспечить проницаемость образовавшихся трещин, во много раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Объект А-5 Покровского поднятия представлен карбонатным типом коллектора, тип залежи пластовый сводовый. Общая толщина равна 68,6 м, нефтенасыщенная 8,0 м, песчаность 0,45, расчлененность 6,8, площадь залежи - 6,5×3,9 км, высота залежи 27,4 м. Залежь находится на начальной стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 1198,0 тыс.т. (20,4% от НИЗ при обводненности 75,6%), жидкости – 3672,5 тыс.т, текущий КИН равен 0,098 при утвержденном 0,478.

На залежи применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляция и ремонтно-изоляция работы, но наиболее эффективными оказались мероприятия по гидроразрыву пласта. По состоянию на 01.01.2023 г. после 170 ГРП скважины запущены в работу. Дополнительная добыча нефти составила 1143,6 тыс.т. На добывающих скважинах основной объем обработок – 96% или 163 из 170 ГРП выполнен на эксплуатационном фонде, 7 ГРП приходится на фонд из бурения (в том числе 5 ГРП выполнены на наклонно-направленных скважинах (ННС) из бурения и 2 ГРП - при зарезке второго ствола).

Выводы

Гидроразрыв пласта А-5 Покровского поднятия Покровского месторождения является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГРП на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГРП рекомендуются работы по повышению эффективности гидроразрыва продуктивного пласта путем добавления в жидкость гидроразрыва расклинивающего наполнителя – полидициклопентадиена (ПДЦПД).

Перед проведением гидроразрыва в скважине определяют текущую нефтенасыщенность пласта, в зоне с максимальной нефтенасыщенностью проводят избирательную перфорацию, определяют расстояние от интервала перфорации до обводнённого пропластка. Перед закачкой жидкости с ПДЦПД последовательно закачивают сшитый гель, закачку жидкости с ПДЦПД осуществляют по массе ПДЦПД, равной 3/5 части от общей массы закачки расклинивающего наполнителя, в качестве жидкости применяют товарную нефть с плотностью меньше, чем плотность ПДЦПД, а по завершении крепления трещины разрыва закачивают сшитый гель в

объёме, равном 1/5 части от общего объёма шитого геля со смолопокрытым пропантом, причём смолопокрытый пропант перед закачкой нагревают до температуры 55–60 °С.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Покровского газонефтяного месторождения Оренбургской области», 2021 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта А-5 Покровского месторождения Оренбургской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте А-5 Покровского месторождения Оренбургской области за период 2003-2022 гг.

УДК 622.276

ПРОВЕДЕНИЕ ВОДО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ОБЪЕКТЕ МЧ-IV ДМИТРИЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Чурочкин¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи*

Самара, Россия

Аннотация

В качестве способа уменьшения обводненности скважин, ВИР имеют преимущества относительно других методов. Это объясняется тем, что появляется много новых методов и изоляционных агентов для проведения данного мероприятия. Рекомендуемая технология проведения ВИР позволяет максимально продлить работу скважин для добычи нефти.

Ключевые слова: водоизоляционный экран, изоляция, скважина, пласт, призабойная зона, обводненность.

Анализ проведён по основному объекту разработки Дмитриевского месторождения – пласту МЧ-IV Западного купола, период времени – с 2004 г. по 01.01.2023 г.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна для нефтегазодобывающих организаций в Российской Федерации. Общеизвестно, что обводнение скважин при эксплуатации – это нарастающий фонд бездействующих скважин для добывающих предприятий, требующих очень немалых затрат по реанимированию.

Водо-изоляционные работы (ВИР) - работы по перекрытию путей проникновения вод в эксплуатационный объект скважины и отключение от нее отдельных пластов и обводненных интервалов. Основное требование к технологии ВИР — обеспечение закачки рабочих растворов изоляционного агента в скважину и

продавливание в изолируемый интервал с сохранением их изолирующих свойств, т. е. предупреждение или ограничение до минимума дополнительного разбавления растворов. Это достигается, прежде всего, за счет исключения из технологии условий и операций, способствующих разбавлению рабочих растворов, а также в результате заполнения скважины однородной по плотности жидкостью; применения рабочих растворов изоляционного реагента плотностью, большей, чем плотность жидкости, заполняющей скважину; использования разбурываемых пакеров и др.

Объект МЧ-IV Западного купола представлен карбонатным типом коллектора, тип залежи пластовый, сводовый. Общая толщина равна 4,0 м, нефтенасыщенная 2,7 м, песчанистость 0,67, расчлененность 2,3, площадь залежи - 5,4x1,1 км, высота залежи 12,8 м. Залежь находится на третьей стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 349,0 тыс.т. (62,2% от НИЗ при обводненности 66,6%), жидкости – 707,0 тыс.т, текущий КИН равен 0,240 при утвержденном 0,386.

На залежи применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, гидроразрыв пласта, но наиболее перспективными являются мероприятия по водо-изоляционным и ремонтно-изоляционным работам по причине высокой степени обводненности действующего фонда скважин. По состоянию на 01.01.2023 г. после 13 ВИР скважины запущены в работу, из них все скважины запущены в добычу. Из 13 проведенных мероприятий 12 оказались эффективными, за исключением скважины №62, у которой после проведения ГТМ дебит нефти снизился на 2,1 т/сут, а обводненность увеличилась с 57,4% до 76,8%. Суммарная дополнительная добыча нефти в период с 2004-2022 гг. составила 8,1 тыс.т. Продолжительность эффекта от ГТМ по скважинам изменяется от 7 до 13 месяцев, в среднем составляя 10 месяцев. Средний эффект от мероприятия составляет 0,6 тыс. т нефти.

Выводы

Применяемые в настоящее время методы ограничения водопритока в скважинах Дмитриевского месторождения, по технологиям УПНП и ТКРС, позволяют эффективно бороться с обводненностью продукции, стабилизировать и увеличивать добычу нефти, и в целом продлять «жизнь» скважин.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ВИР рекомендуются работы по повышению эффективности изоляции притока воды в добывающих скважинах за счет увеличения надежности блокирующего эффекта путем повышения точности определения оптимального по размерам водоизоляционного экрана, а также расширения технологических возможностей способа изоляции воды в призабойной зоне добывающей скважины, упрощения операций и снижения экономических затрат.

Метод включает закачку водоизоляционного материала в скважину с предварительным определением объема водоизоляционного материала и продавку его в пласт. Новым является то, что водоизоляционный материал размещают в кольцевом пространстве призабойной зоны скважины, ограниченном эквипотенциалами, давления на которых составляют от $0 \div 1/3$ и до $1/2$ от общего перепада давления между пластовыми и забойными величинами. В качестве водоизоляционного материала используют, гипан, жидкое стекло, их смеси, фенолформальдегидные смолы, нефцецементные смеси и др.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Дмитриевского газонефтяного месторождения Самарской области», 2022 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта МЧ-IV Дмитриевского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте МЧ-IV Дмитриевского месторождения Самарской области за период 2004-2022 гг.

УДК 622.276

ПРОВЕДЕНИЕ ВОДО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ОБЪЕКТЕ АЗ
КРАСНОЯРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Н. Кретинин¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи*

Самара, Россия

Аннотация

В работе был проведен анализ проведенных ВИР на примере скважин Красноярского месторождения. Рекомендуются работы по снижению приемистости в зонах осложнения, улучшения перемешивания компонентов водоизоляционной композиции и создания более надежного водоизоляционного экрана закачкой структурообразующего реагента и структурообразователя

Ключевые слова: реагент, оторочка, скважина, продавочная жидкость, приемистость, водоизоляционный экран.

Анализ проведен по основному объекту разработки Красноярского месторождения – пласту АЗ, период времени – с 2008 г. по 01.01.2023 г.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна для нефтегазодобывающих организаций в Российской Федерации. Общеизвестно, что обводнение скважин при эксплуатации – это нарастающий фонд бездействующих скважин для добывающих предприятий, требующих очень немалых затрат по реанимированию.

Водо-изоляционные работы (ВИР) - работы по перекрытию путей проникновения вод в эксплуатационный объект скважины и отключение от нее отдельных пластов и обводненных интервалов. Основное требование к технологии ВИР — обеспечение закачки рабочих растворов изоляционного агента в скважину и продавливание в изолируемый интервал с сохранением их изолирующих свойств, т. е. предупреждение или ограничение до минимума дополнительного разбавления растворов. Это достигается, прежде всего, за счет исключения из технологии условий и операций, способствующих разбавлению рабочих растворов, а также в результате заполнения скважины однородной по плотности жидкостью; применения

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

рабочих растворов изоляционного реагента плотностью, большей, чем плотность жидкости, заполняющей скважину; использования разбурываемых пакеров и др.

Объект АЗ представлен карбонатным типом коллектора, тип залежи пластовый литологически экранированный. Общая толщина равна 8,6 м, нефтенасыщенная 2,1 м, песчанистость 0,245, расчлененность 1,85, площадь залежи – 7,5х3,9 км, высота залежи 27,0 м. Объект АЗ находится на начальной стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 49,6 тыс.т. (5,6% от НИЗ при обводненности 77,1%), жидкости – 155,0 тыс.т, текущий КИН равен 0,019 при утвержденном 0,330.

На залежи применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, но наиболее перспективными являются мероприятия по водо-изоляционным и ремонтно-изоляционным работам по причине высокой степени обводненности действующего фонда скважин. По состоянию на 01.01.2023 г. после 7 ВИР скважины запущены в работу, из них все скважины запущены в добычу. Из 7 проведенных мероприятий 8 оказались эффективными, за исключением скважины №154, у которой после проведения ГТМ дебит нефти снизился на 1,5 т/сут, а обводненность увеличилась с 78,3% до 95,3%. Суммарная дополнительная добыча нефти в период с 2008-2022 гг. составила 4,9 тыс.т. Продолжительность эффекта от ГТМ по скважинам изменяется от 2 до 6 месяцев, в среднем составляя 4 месяца. Средний эффект от мероприятия составляет 0,7 тыс. т нефти.

Выводы

Применяемые в настоящее время методы ограничения водопритока в скважинах Красноярского месторождения, по технологиям УПП и ТКРС, позволяют эффективно бороться с обводненностью продукции, стабилизировать и увеличивать добычу нефти, и в целом продлять «жизнь» скважин.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ВИР рекомендуются работы по снижению приемистости в зонах осложнения, улучшения перемешивания компонентов водоизоляционной композиции и создания более надежного водоизоляционного экрана.

Метод заключается в последовательном закачивании в скважину порций водного раствора структурообразующего реагента и структурообразователя, разделенных оторочкой пресной воды. Продавливают водный раствор закачиванием продавочной жидкости. В пласт предварительно закачивают и оставляют на время реагирования с карбонатным коллектором водный раствор гидроксохлористого алюминия. Закачку и продавливания водного раствора структурообразующего реагента и структурообразователя производят в импульсном режиме. После закачивания каждых 0,5-1,5 м³ продавочной жидкости в изолируемый интервал, производят периодическое стравливание избыточного давления пласта. Далее возобновляют закачивание продавочной жидкости после окончания ее излива. Причем при каждом последующем стравливании величину давления, на которое производят стравливание, увеличивают на 0,4-0,6 МПа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Красноярского нефтяного месторождения Самарской области», 2020 г.

2. Таблица основных технологических показателей объекта АЗ Красноярского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте АЗ Красноярского месторождения Самарской области. за период 2008-2022 гг.

УДК 622.276

ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА НА ОБЪЕКТЕ ДЗ-БУР ГОРБАТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.С. Кучко¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи*

Самара, Россия

Аннотация

Применение ЗБС на Горбатовском месторождении является наиболее эффективным методом увеличения дебита добываемой нефти, за счет вовлечения в работу новых продуктивных горизонтов. В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ЗБС рекомендуются работы по использованию вязкоупругой смеси и экспандируемых труб.

Ключевые слова: продуктивный пласт, эффективность, скважина, изоляционный материал, давление, ЗБС, технология.

Анализ проведён по основному объекту разработки Горбатовского месторождения – пласту ДЗ-БУР.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна. Для поддержания уровня добычи нефти необходимо внедрять современные технологии. Одной из таких технологий является зарезка боковых стволов (ЗБС). ЗБС снижает фильтрационное сопротивление в призабойной зоне за счет увеличения открытого забоя пласта и является перспективным методом не только для повышения производительности скважин, но и для увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивного пласта.

Зарезка боковых стволов — это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Зарезка боковых стволов используется для успешного приведения в рабочее состояние любой из скважин, которые не могут быть использованы по геолого-техническим условиям. Благодаря технике можно использовать те части пласта, из которых по многим причинам трудно добывать ресурсы.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ЗБС является наиболее эффективным видом ГТМ на Горбатовском месторождении наравне с ГРП. ЗБС позволяет направленно отбирать невовлеченные в разработку запасы (целики нефти). Количество ЗБС на отстающие по темпам выработки пласты увеличивается с каждым годом. ЗБС является эффективным видом ГТМ как для высокопроницаемого обводненного пласта, так и низкопроницаемого расчлененного.

Объект ДЗ-БУР представлен карбонатным типом коллектора, тип залежи пластовый. Общая толщина равна 9,1 м, нефтенасыщенная 5,1 м, песчаность 0,56, расчлененность 4,52, площадь залежи – 4,8 x 3,2 км, высота залежи 46,2 м. Залежь находится на начальной стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 436 тыс.т. (26,1% от НИЗ при обводненности 91,0%), жидкости – 2005 тыс.т, текущий КИН равен 0,136 при утвержденном 0,539.

На месторождении применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, гидроразрыв пласта, но наиболее перспективными являются мероприятия по резке боковых стволов по причине роста бездействующего фонда скважин и наличия зон с остаточными запасами нефти. По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении применялась резка боковых стволов в семи скважинах, в результате чего дополнительная добыча нефти от данного мероприятия составила 102,02 тыс.т. На объекте ДЗ-БУР Горбатовского месторождения зона остаточных запасов наблюдается в центральной части залежи, рекомендую резку бокового ствола и скважины №505.

Выводы

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ЗБС рекомендуются работы по использованию вязкоупругой смеси и экспандируемых труб, которые позволяют создать целостную и весьма надежную крепь дополнительного ствола скважины. Это позволяет получить максимально возможный внутренний диаметр эксплуатационной колонны дополнительного ствола и в зоне фильтрации продукта, сохранить коллекторские свойства продуктивного пласта путем создания условий для вскрытия его на равновесии или депрессии и, следовательно, повысить добычные возможности скважины в целом.

Технология заключается в том, что бурение дополнительного ствола из эксплуатационной колонны скважины ведут до кровли продуктивного пласта, после чего в скважину закачивают изоляционный материал и крепят пробуренную часть дополнительного ствола экспандируемыми профильными трубами, а затем вскрывают продуктивный пласт при поддержании на забое давления, равновесного с внутрипластовым или депрессивного по отношению к нему. Изобретение обеспечивает повышение добычных возможностей скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Горбатовского нефтяного месторождения Самарской области», 2021 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта ДЗ-БУР Горбатовского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте ДЗ-БУР Горбатовского месторождения Самарской области за период 2010-2022 гг.

**ПРОВЕДЕНИЕ ВОДО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ОБЪЕКТЕ Б0 НОВО-
ЗАПРУДНЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Н.А. Волостныхин¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи»*

Самара, Россия

Аннотация

Наиболее эффективным способом уменьшения обводненности скважин являются водо-изоляционные работы. Важно выбрать нужный раствор для закачки изоляционного агента в скважину. В качестве мероприятия по совершенствованию технологии проведения ВИР рекомендуются работы по созданию более прочного водоизоляционного экрана путем использования биополимера и триэтаноламинтитаната.

Ключевые слова: приемистость, устье, биополимер, деструкция, добыча, скважина, залежь, раствор.

Анализ проведён по основному объекту разработки Ново-Запрудненского месторождения – пласту Б0 Восточного купола, период времени – с 2016 г. по 01.01.2023 г.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна для нефтегазодобывающих организаций в Российской Федерации. Общеизвестно, что обводнение скважин при эксплуатации – это нарастающий фонд бездействующих скважин для добывающих предприятий, требующих очень немалых затрат по реанимированию.

Водо-изоляционные работы (ВИР) - работы по перекрытию путей проникновения вод в эксплуатационный объект скважины и отключение от нее отдельных пластов и обводненных интервалов. Основное требование к технологии ВИР — обеспечение закачки рабочих растворов изоляционного агента в скважину и продавливание в изолируемый интервал с сохранением их изолирующих свойств, т. е. предупреждение или ограничение до минимума дополнительного разбавления растворов. Это достигается, прежде всего, за счет исключения из технологии условий и операций, способствующих разбавлению рабочих растворов, а также в результате заполнения скважины однородной по плотности жидкостью; применения рабочих растворов изоляционного реагента плотностью, большей, чем плотность жидкости, заполняющей скважину; использования разбурываемых пакеров и др.

Объект Б0 Восточного купола представлен терригенным типом коллектора, тип залежи пластовый, литологически экранированный. Общая толщина равна 2,2 м, нефтенасыщенная 2,1 м, песчанистость 0,93, расчлененность 1,1, площадь залежи - 2,5х1,2 км, высота залежи 31,0 м. Залежь находится на поздней стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 179,2 тыс.т. (90,5% от НИЗ при

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

обводненности 97,0%), жидкости – 623,6 тыс.т, текущий КИН равен 0,532 при утвержденном 0,584.

На залежи применялись физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, гидроразрыв пласта, но наиболее перспективными являются мероприятия по водо-изоляционным и ремонтно-изоляционным работам по причине высокой степени обводненности действующего фонда скважин. По состоянию на 01.01.2023 г. после 4 ВИР скважины запущены в работу, из них все скважины запущены в добычу. Из 4 проведенных мероприятий 3 оказались эффективными, за исключением скважины №36, у которой после проведения ГТМ дебит нефти снизился на 1,2 т/сут, а обводненность увеличилась с 83,2% до 95,8%. Суммарная дополнительная добыча нефти в период с 2016-2022 гг. составила 3,7 тыс.т. Продолжительность эффекта от ГТМ по скважинам изменяется от 4 до 8 месяцев, в среднем составляя 6 месяцев. Средний эффект от мероприятия составляет 0,9 тыс. т нефти.

Выводы

Применяемые в настоящее время методы ограничения водопритока в скважинах Ново-Запрудненского месторождения, по технологиям УПНП и ТКРС, позволяют эффективно бороться с обводненностью продукции, стабилизировать и увеличивать добычу нефти, и в целом продлять «жизнь» скважин.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ВИР рекомендуются работы по повышению технологичности и эффективности изоляции водопритоков в скважину за счет создания более прочного водоизоляционного экрана путем использования биополимера ксантанового ряда 0,4-0,6 мас.% и триэтаноламинтитаната-1 0,5-0,8 мас.%, которые обладают высокой изолирующей способностью устойчивости биополимерной основы к микробиологической деструкции. Метод заключается в определении приемистости скважины при максимальном давлении, закачку в пласт гелеобразующего состава с последующим докреплением нефилтующимся в пласт составом, продавку указанных составов с одновременным контролем давления на устье скважины, технологическую выдержку скважины под давлением, вымыв излишков нефилтующегося в пласт состава из колонного пространства обратной промывкой с противодавлением.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Ново-Запрудненского нефтяного месторождения Самарской области», 2021 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта Б0 Ново-Запрудненского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте Б0 Ново-Запрудненского месторождения Самарской области за период 2016-2022 гг.

**ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА НА ОБЪЕКТЕ АЧ10 КОЧЕВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

В.В. Рыбаков¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи»*

Самара, Россия

Аннотация

Проблема повышения нефтеотдачи скважины является актуальной. Для решения данной проблемы применяются различные виды ГТМ, в том числе зарезка боковых стволов. Этот метод позволяет наиболее эффективно и экономически выгодно повысить добычу нефти как на новых, так и на старых месторождениях.

Ключевые слова: депрессия, коллектор, репрессия, промывочная жидкость, штуцер, пласт, боковой ствол.

Анализ проведён по основному объекту разработки Кочевского месторождения – пласту АЧ10.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна. Для поддержания уровня добычи нефти необходимо внедрять современные технологии. Одной из таких технологий является зарезка боковых стволов (ЗБС). ЗБС снижает фильтрационное сопротивление в призабойной зоне за счет увеличения открытого забоя пласта и является перспективным методом не только для повышения производительности скважин, но и для увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивного пласта.

Зарезка боковых стволов — это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной.

ЗБС является наиболее эффективным видом ГТМ на Кочевском месторождении наравне с ГРП. ЗБС позволяет направленно отбирать невовлеченные в разработку запасы (целики нефти). Количество ЗБС на отстающие по темпам выработки пласты увеличивается с каждым годом. ЗБС является эффективным видом ГТМ как для высокопроницаемого обводненного пласта, так и низкопроницаемого расчлененного.

Объект АЧ10 представлен терригенным типом коллектора, тип залежи пластово-сводовый. Общая толщина равна 39,0 м, нефтенасыщенная 14,3 м, песчанистость 0,37, расчлененность 12,8, площадь залежи – 10,2 x 6,0 км, высота залежи 85 м. Залежь находится на начальной стадии разработки, накопленная

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

добыча нефти составляет 168 тыс.т. (0,9% от НИЗ при обводненности 89,9%), жидкости – 728 тыс.т, текущий КИН равен 0,003 при утвержденном 0,282.

На месторождении применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, гидроразрыв пласта, но наиболее перспективными являются мероприятия по зарезке боковых стволов по причине роста бездействующего фонда скважин и наличия зон с остаточными запасами нефти. По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении применялась зарезка боковых стволов в трех скважинах, в результате чего дополнительная добыча нефти от данного мероприятия составила 18,4 тыс.т. На объекте АЧ10 Кочевского месторождения зона остаточных запасов наблюдается в центральной части залежи, рекомендую зарезку бокового ствола и скважины №2010.

Выводы

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ЗБС рекомендуются работы по бурению удлинений и ответвлений БС скважин на депрессии и равновесии давлений в системе «скважина-пласт»

Технология позволяет исключать или снижать влияние негативных воздействий на пласт за счет сохранения коллекторских свойств продуктивных отложений в пристволевой зоне и осуществлять гибкий переход от бурения на репрессии к «равновесному» и обратно. Для этого определяются горно-геологические условия, разрабатываются технические требования и условия на специальное техническое оборудование. К преимуществам данного метода относят предотвращение загрязнения и сохранение естественной проницаемости прискважинной зоны продуктивного пласта и возможность безопасного бурения в зонах АВПД. Величина депрессии на продуктивный пласт определяется исходя из геологических, технологических и технических условий при бурении в каждый момент времени. Создание заданной величины депрессии в ходе производства работ осуществляется путем аэрирования промывочной жидкости инертным газом - азотом, а также регулирования его расхода при закачке промывочной жидкости. Регулирование давления в скважине осуществляется с помощью системы дросселирования, находящейся в сепараторном блоке. Регулирование давления осуществляется штуцерами как с изменяемым проходным сечением, так и с постоянным сечением. Выбор штуцера определяется исходя из геолого-технических условий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологической схеме разработки Кочевского нефтяного месторождения», 2020 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта АЧ10 Кочевского месторождения Самарской области.
4. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте АЧ10 Кочевского месторождения Самарской области за период 2017-2022 гг.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ Б-2
СЕВЕРО-КАМЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Э. Верткин¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи
Самара, Россия*

Аннотация

В процессе бурения, разработки и эксплуатации скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая приток нефти к скважинам. Разработано оптимальное решение для воздействия на призабойную зону пласта, в результате которого увеличиться проникающая способность.

Ключевые слова: гелированная жидкость, линейный гель, скважина, технологическая жидкость, колонна труб.

Анализ проведён по основному объекту разработки Северо-Каменского месторождения – пласту Б-2 Центрального купола, период времени – с 2010 г. по 01.01.2023 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Целью гидравлического разрыва пласта является создание в призабойной зоне пласта протяжённых трещин, которые будут способствовать интенсивной фильтрации жидкости из нефтенасыщенной части пласта в призабойную зону. Трещины создаются путём нагнетания в продуктивный пласт жидкости под высоким давлением. Действие давления приводит к разрыву (расщеплению) пласта вдоль естественных трещин и других литологических неоднородностей. Для того, чтобы трещины не смыкались после снятия давления, в них закачивается расклинивающий агент (проппант), смешанный с жидкостью. Проппант позволяет обеспечить проницаемость образовавшихся трещин, во много раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Объект Б-2 Центрального купола представлен терригенным типом коллектора, залежь неполнопластового типа. Общая толщина равна 13,9 метра, нефтенасыщенная 12,4 м., песчанистость 0,88, расчлененность 3,3, площадь залежи - 3,6×1,6 км, высота залежи 30,2 м. Залежь находится на поздней стадии разработки,

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

накопленная добыча нефти составляет 7792 тыс.т. (85,6% от НИЗ при обводненности 97,2%), жидкости – 98827 тыс.т, текущий КИН равен 0,536 при утвержденном 0,626.

На залежи применялись физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, но наиболее эффективными оказались мероприятия по гидроразрыву пласта. По состоянию на 01.01.2023 г. после 12 ГРП скважины запущены в работу, из них 10 скважин запущено в добычу и 2 скважины – под закачку. Дополнительная добыча нефти составила 19,4 тыс.т. На добывающих скважинах основной объем обработок – 67% или 8 из 12 ГРП выполнен на эксплуатационном фонде, 4 ГРП приходится на фонд из бурения (в том числе 2 ГРП выполнены на наклонно-направленных скважинах (ННС) из бурения и 2 ГРП - при зарезке второго ствола).

Выводы

Гидроразрыв пласта Б-2 Центрального купола Северо-Каменского месторождения является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГРП на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГРП рекомендуются работы по заполнению колонны труб технологической жидкостью и определение общего объема гелированной жидкости разрыва.

Общий объем гелированной жидкости разрыва разделяют на сшитый и линейный гель, процесс ГРП начинают с закачки в скважину по колонне труб гелированной жидкости разрыва - сшитого геля с динамической вязкостью 150-200 сП до образования трещины разрыва в пласте, после создания трещины разрыва в пласте оставшийся от $2/3 V_{г}$ объем сшитого геля закачивают равными порциями в 3-5, далее, не останавливая процесс ГРП, в скважину по колонне труб, увеличив расход до $2,5-3 \text{ м}^3/\text{мин}$, закачивают равными порциями в 3-5 циклов жидкость разрыва - линейный гель динамической вязкостью 30-50 сП с добавлением проппанта, после закачки в колонну труб скважины последней порции линейного геля с проппантом производят их продавку в пласт технологической жидкостью.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Северо-Каменского нефтяного месторождения Самарской области», 2020 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта Б-2 Северо-Каменского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте Б-2 Северо-Каменского месторождения Самарской области за период 2010-2022 гг.

**ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА НА ОБЪЕКТЕ АЗ СУРГУТСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

И.О. Галковский¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи
Самара, Россия*

Аннотация

В данной работе был проведен анализ эффективности проведения резки боковых стволов на Сургутском месторождении. В качестве совершенствования технологии по резке боковых стволов рекомендуются работы по цементированию хвостовиков с обсадной колонной основного ствола скважины.

Ключевые слова: хвостовик, обсадная колонна, цементный раствор, боковой ствол, магниевый клин, втулка.

Анализ проведен по основному объекту разработки Сургутского месторождения – пласту АЗ.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна. Для поддержания уровня добычи нефти необходимо внедрять современные технологии. Одной из таких технологий является резка боковых стволов (ЗБС). ЗБС снижает фильтрационное сопротивление в призабойной зоне за счет увеличения открытого забоя пласта и является перспективным методом не только для повышения производительности скважин, но и для увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивного пласта.

Зарезка боковых стволов — это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. ЗБС является наиболее эффективным видом ГТМ на Сургутском месторождении наравне с ГРП. ЗБС позволяет направленно отбирать невовлеченные в разработку запасы (целики нефти). Количество ЗБС на отстающие по темпам выработки пласты увеличивается с каждым годом.

Объект АЗ представлен терригенно-карбонатным типом коллектора, тип залежи пластовый, сводовый, частично литологически экранированный. Общая толщина равна 6,5 м, нефтенасыщенная 3,7 м, песчанистость 0,86, расчлененность 1,6, площадь залежи – 3,5 x 1,4 км, высота залежи 11,2 м. Залежь находится на начальной стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 358 тыс.т. (42,2% от НИЗ при обводненности 78,5%), жидкости – 1482 тыс.т, текущий КИН равен 0,225 при утвержденном 0,534.

На месторождении применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, гидроразрыв пласта, но наиболее перспективными

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

являются мероприятия по зарезке боковых стволов по причине роста бездействующего фонда скважин и наличия зон с остаточными запасами нефти. На объекте А3 Сургутского месторождения зона остаточных запасов наблюдается в северной части залежи, рекомендуя зарезку бокового ствола и скважины №145.

Выводы

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ЗБС рекомендуются работы по повышению качества цементирования хвостовиков в боковых стволах и в зоне стыковки хвостовиков с обсадной колонной основного ствола скважины, предотвращение осложнений и аварийных ситуаций при строительстве и обеспечение удобства при эксплуатации скважины.

Принцип технологии заключается в следующем, бурят основной, вертикальный ствол, опускают в него и цементируют обсадную колонну, в месте намечаемого ответвления закрепляют установочную распорную втулку, в нее заводят магниевый клин, вырезают в обсадной колонне боковое окно, через него бурят боковой ствол, в который спускают хвостовик, его низ выполнен из металлической трубы с перфорированным башмаком на конце. Внутри металлической трубы с конца установлены обратный клапан, перегородка с проходным каналом и уплотнителем, куда заводят конец колонны НКТ при спуске хвостовика, верх которого выполнен из легко разбуриваемого материала, с торца которого установлена втулка с боковыми промывочными окнами и сальниковым узлом для колонны НКТ. После спуска хвостовика в боковой ствол через колонну НКТ подают расчетный объем цементного раствора, затем колонну НКТ приподнимают, чтоб ее конец вышел из проходного канала перегородки, затем в колонну НКТ подают промывочную жидкость и удаляют остатки цементного раствора из колонны НКТ и обсадной колонны выше боковых промывочных окон, колонну НКТ поднимают наверх, после ОЗЦ в основном стволе обуривают цементную пробку до магниевого клина, который кислотой растворяют, а в установочную распорную втулку устанавливают втулку с клиновой плоскостью, ориентированной в направлении зацементированного бокового ствола.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Сургутского нефтяного месторождения Самарской области», 2021 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта А3 Сургутского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте А3 Сургутского месторождения Самарской области за период 2015-2022 гг.

**ПРОВЕДЕНИЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ В1+ДЗ-ФАМ+ДЗ-
БУР ЮЖНО-ОРЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А.А. Лунев¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи
Самара, Россия*

Аннотация

В работе был проведен анализ проведенных ГРП на примере скважин Южно-Орловского месторождения. В качестве мероприятия по совершенствованию технологии проведения ГРП рекомендуются работы по повышению качества контроля над процессом гидроразрыва и ускорения ввода скважины в эксплуатацию.

Ключевые слова: эффективность, гелеобразователь, деэмульгатор, сшиватель, ГРП, эксплуатация, нефтеотдача.

Анализ проведён по основному объекту разработки Южно-Орловского месторождения – пласту В1+ДЗ-ФАМ+ДЗ-БУР Западного купола, период времени – с 2010 г. по 01.01.2023 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Целью гидравлического разрыва пласта является создание в призабойной зоне пласта протяжённых трещин, которые будут способствовать интенсивной фильтрации жидкости из нефтенасыщенной части пласта в призабойную зону. Трещины создаются путём нагнетания в продуктивный пласт жидкости под высоким давлением. Действие давления приводит к разрыву (расщеплению) пласта вдоль естественных трещин и других литологических неоднородностей. Для того, чтобы трещины не смыкались после снятия давления, в них закачивается расклинивающий агент (проппант), смешанный с жидкостью. Проппант позволяет обеспечить проницаемость образовавшихся трещин, во много раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Объект В1+ДЗ-ФАМ+ДЗ-БУР Западного купола представлен карбонатным типом коллектора, тип залежи массивный. Общая толщина равна 198,4 м, нефтенасыщенная 174,1 м, песчанистость 0,96, расчлененность 8,0, площадь залежи - 2,8x1,2 км, высота залежи 276,0 м. Залежь находится на начальной стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 3679,0 тыс.т. (43,3% от НИЗ при

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

обводненности 26,6%), жидкости – 5104,7 тыс.т, текущий КИН равен 0,235 при утвержденном 0,520.

На залежи применялись физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, но наиболее эффективными оказались мероприятия по гидроразрыву пласта. По состоянию на 01.01.2023 г. после 6 ГРП скважины запущены в работу, из них 5 скважин запущено в добычу и 1 скважина – под закачку. Дополнительная добыча нефти составила 30,5 тыс.т. На добывающих скважинах основной объем обработок – 83% или 5 из 6 ГРП выполнен на эксплуатационном фонде, 1 ГРП приходится на фонд из бурения (в том числе 1 ГРП - при зарезке второго ствола).

Выводы

Гидроразрыв пласта В1+Д3-ФАМ+Д3-БУР Западного купола Южно-Орловского месторождения является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГРП на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГРП рекомендуются работы по повышению качества контроля над процессом гидроразрыва и ускорения ввода скважины в эксплуатацию.

При проведении гидроразрыва пласта не удается в достаточной степени контролировать процесс гидроразрыва при его выполнении, что приводит к снижению эффективности гидроразрыва. Согласно технологии, производится закачка в пласт через скважину в трещину, созданную в пласте, жидкости разрыва и жидкости разрыва с проппантом, затем предварительно производят анализ технической воды, тестируют гелеобразователь на растворимость в воде и структурообразование, при удовлетворительном результате растворяют гелеобразователь в воде и вновь тестируют на структурообразование, при удовлетворительных результатах в раствор гелеобразователя в воде добавляют стабилизатор глин, деэмульгатор и регулятор деструкции, закачивают в скважину полученный раствор и в процессе закачки в раствор вводят деструктор и сшиватель, образуя тем самым жидкость разрыва.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Южно-Орловского нефтяного месторождения Самарской области», 2020 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта В1+Д3-ФАМ+Д3-БУР Южно-Орловского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте В1+Д3-ФАМ+Д3-БУР Южно-Орловского Самарской области за период 2010-2022 гг.

**ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА НА ОБЪЕКТЕ В1 СОФИНСКО-
ДЗЕРЖИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

С.В. Онучин¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи
Самара, Россия*

Аннотация

Метод зарезки бокового ствола является эффективным методом повышения нефтеотдачи на скважине. Эффективность подтверждается тем, что данный метода можно применить как для высокопроницаемого обводненного пласта, так и низкопроницаемого расчлененного. Этот вид ГТМ также является экономически выгодным.

Ключевые слова: ствол скважины, проектный горизонт, нефтеотдача, конструкция скважины, ловильный крюк, фрезер.

Анализ проведен по основному объекту разработки Софинско-Дзержинского месторождения – пласту В1.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна. Для поддержания уровня добычи нефти необходимо внедрять современные технологии. Одной из таких технологий является зарезка боковых стволов (ЗБС). ЗБС снижает фильтрационное сопротивление в призабойной зоне за счет увеличения открытого забоя пласта и является перспективным методом не только для повышения производительности скважин, но и для увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивного пласта.

Зарезка боковых стволов — это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Зарезка боковых стволов используется для успешного приведения в рабочее состояние любой из скважин, которые не могут быть использованы по геолого-техническим условиям.

ЗБС является наиболее эффективным видом ГТМ на Софинско-Дзержинском месторождении наравне с ГРП. ЗБС позволяет направленно отбирать невовлеченные в разработку запасы (целики нефти). Количество ЗБС на отстающие по темпам выработки пласты увеличивается с каждым годом. ЗБС является эффективным видом ГТМ как для высокопроницаемого обводненного пласта, так и низкопроницаемого расчлененного.

Объект В1 представлен карбонатным типом коллектора, тип залежи пластовый. Общая толщина равна 7,4 м, нефтенасыщенная 4,8 м, песчанистость 0,65,

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

расчлененность 3,7, площадь залежи – 4,8 x 4,5 км, высота залежи 37 м. Залежь находится на начальной стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 374 тыс.т. (26,9% от НИЗ при обводненности 69,8%), жидкости – 906 тыс.т, текущий КИН равен 0,101 при утвержденном 0,376.

На месторождении применялись методы увеличения нефтеотдачи, но наиболее перспективными являются мероприятия по зарезке боковых стволов по причине роста бездействующего фонда скважин и наличия зон с остаточными запасами нефти. По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении применялась зарезка бокового ствола в одной скважине, в результате чего дополнительная добыча нефти от данного мероприятия составила 3,2 тыс.т. На объекте В1 Софинско-Дзержинского месторождения зона остаточных запасов наблюдается в южной части залежи, рекомендую зарезку бокового ствола и скважины №304.

Выводы

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ЗБС рекомендуются работы по сохранению в рабочем состоянии и возврату в эксплуатацию основного ствола скважины после бурения бокового ствола. Традиционно после зарезки бокового ствола пространство в материнской колонне ниже вырезанного «окна» заполняется цементом и доступа в нее больше нет, она ликвидируется.

Согласно рекомендуемой технологии материнский ствол временно отключается разбуриваемой пакер-пробкой, в эксплуатационную колонну устанавливается извлекаемый клин-отклонитель, и бурится БС на проектный горизонт. Затем клин извлекается специальным ловильным крюком, в боковой ствол спускается хвостовик и цементируется по штатной технологии. Бригады КРС в любое время смогут пилотным фрезером удаляют часть хвостовика, который заходит в материнский ствол. Потом прямой компоновкой разбуривают пакер-пробку и тем самым обеспечивают доступ в материнский ствол. Таким образом в скважине можно эксплуатировать оба ствола. Метод зарезки БС с сохранением материнской колонны является одним из способов повышения отбора нефти, а также инструментом по уплотнению сетки разработки залежи. Существенный экономический эффект достигается за счет уменьшения затрат на вышкомонтажные работы и снижения материалоемкости конструкции скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологической схеме разработки Софинско-Дзержинского нефтяного месторождения Самарской области», 2020 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта В1 Софинско-Дзержинского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте В1 Софинско-Дзержинского месторождения Самарской области за период 2016-2022 гг.

**ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ А-3
ОЗЕРКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

В.С. Бортвин¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи
Самара, Россия*

Аннотация

ГРП заключается в создании высокопроводимой трещины в пласте под действием подаваемой в него жидкости. В процессе закачивания в скважину она приводит к образованию трещин. В качестве совершенствования технологии проведения ГРП рекомендуются работы по добавлению в жидкость гидроразрыва расклинивающего агента частиц керамического проппанта

Ключевые слова: продуктивный пласт, высокопроницаемый экран, ГРП, проппант, трещина, нефть.

Анализ проведён по основному объекту разработки Озеркинского месторождения – пласту А-3 Центрального купола, период времени – с 2013 г. по 01.01.2023 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Целью гидравлического разрыва пласта является создание в призабойной зоне пласта протяжённых трещин, которые будут способствовать интенсивной фильтрации жидкости из нефтенасыщенной части пласта в призабойную зону. Трещины создаются путём нагнетания в продуктивный пласт жидкости под высоким давлением. Действие давления приводит к разрыву (расщеплению) пласта вдоль естественных трещин и других литологических неоднородностей. Для того, чтобы трещины не смыкались после снятия давления, в них закачивается расклинивающий агент (проппант), смешанный с жидкостью. Проппант позволяет обеспечить проницаемость образовавшихся трещин, во много раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Объект А-3 Центрального купола представлен карбонатным типом коллектора, тип залежи пластовый. Общая толщина равна 19,9 м, нефтенасыщенная 2,4 м, песчаность 0,12, расчлененность 1,65, площадь залежи - 1,9×1,2 км, высота залежи 37,6 м. Залежь находится на начальной стадии разработки, накопленная

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

добыча нефти составляет 23,0 тыс.т. (19,8% от НИЗ при обводненности 36,3%), жидкости – 37,0 тыс.т, текущий КИН равен 0,059 при утвержденном 0,299.

На залежи применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, но наиболее эффективными оказались мероприятия по гидроразрыву пласта. По состоянию на 01.01.2023 г. после 3 ГРП скважины запущены в работу. Дополнительная добыча нефти составила 6,8 тыс.т., весь объем проведенных ГРП выполнен на эксплуатационном фонде скважин.

Выводы

Гидроразрыв пласта А-3 Центрального купола Озеркинского месторождения является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГРП на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГРП рекомендуются работы по повышению эффективности гидроразрыва продуктивного пласта путем добавления в жидкость гидроразрыва расклинивающего агента частиц керамического проппанта и его доставку на первом этапе в удаленную часть трещины гидроразрыва, с сохранением частиц проппанта в процессе фильтрации пластового флюида при освоении скважин и добыче углеводородов.

Для закрепления трещины гидроразрыва в прискважинной зоне и удержания частиц керамического проппанта в трещине гидроразрыва предлагается применять металлические частицы проппанта из металла, обладающего памятью формы, например, нитинола. Частицы проппанта в условиях пласта под действием температуры восстанавливают свою форму с образованием металлического высокопроницаемого экрана, удерживающего частицы керамического проппанта с удаленного участка трещины гидроразрыва. Частицы проппанта изготовлены из такого материала, который после ввода их в трещину гидроразрыва под воздействием пластовой температуры, изменяет свою форму и размеры, с перекрытием полностью сечения трещины, с формированием высокопроницаемого экрана, играющего роль фильтра.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Озеркинского нефтяного месторождения Самарской области», 2021 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта А-3 Озеркинского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте А-3 Озеркинского месторождения Самарской области за период 2013-2022 гг.

**ПРОВЕДЕНИЕ ВОДО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ОБЪЕКТЕ А4
ПОКРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А.В. Стецура¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи
Самара, Россия*

Аннотация

В работе был проведен анализ проведенных ВИР на примере скважин Покровского месторождения. В качестве совершенствованию технологии проведения ВИР рекомендуются работы по закачке в пласт раствора, содержащего бактерии вида *Vacillus* и воду.

Ключевые слова: водопровляющий интервал, обводненность, бактерии, закачка, цементный раствор, освоение.

Анализ проведен по основному объекту разработки Покровского месторождения – пласту А4 Покровского поднятия, период времени – с 2007 г. по 01.01.2023 г.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна для нефтегазодобывающих организаций в Российской Федерации. Общеизвестно, что обводнение скважин при эксплуатации – это нарастающий фонд бездействующих скважин для добывающих предприятий, требующих очень немалых затрат по реанимированию.

Водо-изоляционные работы (ВИР) - работы по перекрытию путей проникновения вод в эксплуатационный объект скважины и отключение от нее отдельных пластов и обводненных интервалов. Основное требование к технологии ВИР — обеспечение закачки рабочих растворов изоляционного агента в скважину и продавливание в изолируемый интервал с сохранением их изолирующих свойств, т. е. предупреждение или ограничение до минимума дополнительного разбавления растворов. Это достигается, прежде всего, за счет исключения из технологии условий и операций, способствующих разбавлению рабочих растворов, а также в результате заполнения скважины однородной по плотности жидкостью; применения рабочих растворов изоляционного реагента плотностью, большей, чем плотность жидкости, заполняющей скважину и др.

Объект А4 Покровского поднятия представлен карбонатным типом коллектора, тип залежи неполно-пластовый. Общая толщина равна 36,8 м, нефтенасыщенная 5,5 м, песчанистость 0,3, расчлененность 4,7, площадь залежи – 11,5х3,3 км, высота залежи 26,0 м. Залежь находится на поздней стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 14942,0 тыс.т. (94,3% от НИЗ при обводненности 94,1%), жидкости – 56875,3 тыс.т, текущий КИН равен 0,534 при утвержденном 0,566.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На залежи применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, гидроразрыв пласта, но наиболее перспективными являются мероприятия по водо-изоляционным и ремонтно-изоляционным работам по причине высокой степени обводненности действующего фонда скважин. По состоянию на 01.01.2023 г. после 12 ВИР скважины запущены в работу, из них все скважины запущены в добычу. Из 12 проведенных мероприятий 11 оказались эффективными, за исключением скважины №602, у которой после проведения ГТМ дебит нефти снизился на 3,4 т/сут, а обводненность увеличилась с 65,2% до 72,1%. Суммарная дополнительная добыча нефти в период с 2007-2022 гг. составила 13,2 тыс.т. Продолжительность эффекта от ГТМ по скважинам изменяется от 6 до 12 месяцев, в среднем составляя 9 месяцев. Средний эффект от мероприятия составляет 1,1 тыс. т нефти.

Выводы

Применяемые в настоящее время методы ограничения водопритока в скважинах Покровского месторождения, по технологиям УПП и ТКРС, позволяют эффективно бороться с обводненностью продукции, стабилизировать и увеличивать добычу нефти, и в целом продлить «жизнь» скважин.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ВИР рекомендуются работы по повышению эффективности изоляции водопритока в скважине с карбонатными пластами и повышение срока действия изоляционного экрана, путем закачки в пласт раствора, содержащего бактерии вида *Bacillus* и воду.

Предварительно определяют водопроявляющий интервал пласта и обводненность добываемой продукции скважины. Выбирают добывающую скважину башкирского, или верейского, или верей-башкирского горизонта с обводненностью продукции от 70 % и выше. В качестве бактерий используют бактерии *Bacillus subtilis* ВКМ В-2250Д. Перед закачкой активируют бактерии, перемешиванием с водой в течение 3,9 ч при 37 °С, при массовом соотношении 0,1 т бактерий к 0,05 т воды. Производят последовательную закачку в добывающую скважину цементного раствора, 55 %-ного водного раствора лактата кальция и активированного раствора бактерий. Затем осуществляют технологическую выдержку продолжительностью от 10 до 20 ч, после чего производят освоение добывающей скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Покровского нефтяного месторождения Самарской области», 2020 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта А4 Покровского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте А4 Покровского месторождения Самарской области за период 2007-2022 гг.

**ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА НА ОБЪЕКТЕ А4 КУЛЕШОВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Д.Н. Лукьянов¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи
Самара, Россия*

Аннотация

Зарезка боковых стволов (ЗБС) - это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях. ЗБС позволяет правильно отбирать невовлеченные в разработку запасы нефти и увеличивать коэффициент ее добычи

Ключевые слова: обсадная колонна, ЗБС, скважина, мероприятие, клин-отклонитель, бурение.

Анализ проведен по основному объекту разработки Кулешовского месторождения – пласту А4 Центрального купола.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна. Для поддержания уровня добычи нефти необходимо внедрять современные технологии. Одной из таких технологий является зарезка боковых стволов (ЗБС). ЗБС снижает фильтрационное сопротивление в призабойной зоне за счет увеличения открытого забоя пласта и является перспективным методом не только для повышения производительности скважин, но и для увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивного пласта.

Зарезка боковых стволов — это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Зарезка боковых стволов используется для успешного приведения в рабочее состояние любой из скважин, которые не могут быть использованы по геолого-техническим условиям.

ЗБС является наиболее эффективным видом ГТМ на Кулешовском месторождении наравне с ГРП. ЗБС позволяет направленно отбирать невовлеченные в разработку запасы (целики нефти). Количество ЗБС на отстающие по темпам выработки пласты увеличивается с каждым годом. ЗБС является эффективным видом ГТМ как для высокопроницаемого обводненного пласта, так и низкопроницаемого расчлененного.

Объект А4 Центрального купола представлен карбонатным типом коллектора, тип залежи массивный. Общая толщина равна 30,4 м, нефтенасыщенная 23,1 м,

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

песчанистость 0,76, расчлененность 6,64, площадь залежи – 12,5 x 5,0 км, высота залежи 122,8 м. Залежь находится на поздней стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 58040 тыс.т. (98,0% от НИЗ при обводненности 90,1%), жидкости – 186450 тыс.т, текущий КИН равен 0,507 при утвержденном 0,517.

На месторождении применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, гидроразрыв пласта, но наиболее перспективными являются мероприятия по зарезке боковых стволов по причине роста бездействующего фонда скважин и наличия зон с остаточными запасами нефти. По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении применялась зарезка боковых стволов в девяти скважинах, в результате чего дополнительная добыча нефти от данного мероприятия составила 64,1 тыс.т. На объекте А4 Центрального купола зона остаточных запасов наблюдается в западной части залежи, рекомендую зарезку бокового ствола и скважины №702.

Выводы

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ЗБС рекомендуются работы по строительству дополнительных стволов из обсаженной эксплуатационной колонны скважин с сохранением проходного сечения основного ствола без значительного уменьшения диаметра дополнительного ствола, а также снижение затрат на строительство многозабойных скважин.

Основной ствол бурят и крепят до проектной глубины, производят расширение ствола вырезанием интервала обсадной колонны основного ствола с получением верхней и нижней частей основного ствола, цементирование интервала расширения обсадной колонны, разбуривание цемента в интервале расширения с созданием сообщения верхней и нижней частей основного ствола с одновременным расширением диаметром, превышающим внутренний диаметр обсадной колонны на толщину стенки длинного элемента опорной плиты, забуривание и бурение дополнительного ствола с установкой съемного клина-отклонителя, а извлечение клина-отклонителя производят до спуска опорной плиты, которую ориентируют во время спуска в скважину по геофизическим приборам, устанавливают и герметично фиксируют расширением так, чтобы боковое ответвление опорной плиты было размещено в дополнительном стволе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Кулешовского нефтяного месторождения Самарской области», 2019 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта А4 Кулешовского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте А4 Кулешовского месторождения Самарской области за период 2010-2022 гг.

**ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА НА ОБЪЕКТЕ С-III ДМИТРИЕВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А.В. Шишмаков¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи
Самара, Россия*

Аннотация

Для увеличения добычи нефти на месторождении проводятся различные мероприятия, в том числе зарезка боковых стволов. Данное мероприятие позволяет увеличить добычу нефти в том числе и на старых месторождениях, где по определенным причинам трудно добывать нефть. ЗБС является наиболее эффективным методом также и для увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивного пласта.

Ключевые слова: нефть, заколонный переток, горная порода, боковой ствол, цементное кольцо.

Анализ проведен по основному объекту разработки Дмитриевского месторождения – пласту С-III Восточного купола.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна. Для поддержания уровня добычи нефти необходимо внедрять современные технологии. Одной из таких технологий является зарезка боковых стволов (ЗБС). ЗБС снижает фильтрационное сопротивление в призабойной зоне за счет увеличения открытого забоя пласта и является перспективным методом не только для повышения производительности скважин, но и для увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивного пласта.

Зарезка боковых стволов — это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Зарезка боковых стволов используется для успешного приведения в рабочее состояние любой из скважин, которые не могут быть использованы по геолого-техническим условиям. Благодаря технике можно использовать те части пласта, из которых по многим причинам трудно добывать ресурсы.

ЗБС является наиболее эффективным видом ГТМ на Дмитриевском месторождении наравне с ГРП. ЗБС позволяет направленно отбирать невовлеченные в разработку запасы (целики нефти). Количество ЗБС на отстающие по темпам выработки пласты увеличивается с каждым годом. ЗБС является эффективным

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

видом ГТМ как для высокопроницаемого обводненного пласта, так и низкопроницаемого расчлененного.

Объект С-III Восточного купола представлен терригенным типом коллектора, тип залежи пластовый, литологически экранированный. Общая толщина равна 17,8 м, нефтенасыщенная 13,9 м, песчаность 0,78, расчлененность 3,3, площадь залежи – 5,2 x 2,6 км, высота залежи 50,0 м. Залежь находится на поздней стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 12025 тыс.т. (93,4% от НИЗ при обводненности 95,8%), жидкости – 28916 тыс.т, текущий КИН равен 0,609 при утвержденном 0,652.

На месторождении применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, гидроразрыв пласта, но наиболее перспективными являются мероприятия по зарезке боковых стволов по причине роста бездействующего фонда скважин и наличия зон с остаточными запасами нефти. По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении применялась зарезка боковых стволов в двух скважинах, в результате чего дополнительная добыча нефти от данного мероприятия составила 13,9 тыс.т. На объекте С-III Восточного купола зона остаточных запасов наблюдается в центральной части залежи, рекомендую зарезку бокового ствола и скважины №91.

Выводы

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ЗБС рекомендуются работы по забуриванию бокового ствола из добывающей скважины и последующий отбор продукции через оба ствола скважины.

Зарезка бокового ствола решает задачи повышения дебита нефти скважины, ограничение отбора воды за счет снижения отборов из основного ствола при сохранении или повышении дебита нефти за счет бокового ствола, а также вовлечение в разработку ранее неохваченных зон, уплотнения сетки скважин. Соблюдают требования к выбору интервала зарезки бокового ствола. Его выбирают ниже зон поглощений и интенсивных водопроявлений, ниже зон осыпаний неустойчивых горных пород, ниже динамического уровня жидкости в скважине. Боковой ствол забуривают в интервале плотных, непроницаемых, бесприточных пластов. В интервале зарезки бокового ствола проверяют качество цементного кольца за эксплуатационной колонной вертикального ствола. Цементное кольцо должно быть сплошным и цельным, исключая возможность заколонных перетоков.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Дмитриевского газонефтяного месторождения Самарской области», 2022 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта С-III Дмитриевского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте С-III Дмитриевского месторождения Самарской области за период 2004-2022 гг.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ШТАНГОВО СКВАЖИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ (ШСНУ)

Р.В. Ермолаев¹, А.М. Зиновьев²

АО «Татнефтеотдача»¹, ФГБОУ ВО «СамГТУ»²

город Нурлат, Россия, E-mail: Ermak31192@gmail.com

Аннотация. Нефтедобыча в АО "Татнефтеотдача" совершается встречным обогащением немалого обилия карбонатной жидкости, в которой нейтрализованы соли. Для обессоливания нефть повторно обрабатывают водой. На данный момент на Степноозёрском месторождении устойчивые эмульсии содержат в себе высокодисперсные примеси, соли, смолянисто – асфальтеновые соединения, и другие вещества, которые сложно разрушить. Таким образом, актуально и важно разработать эффективное мероприятие для разрушения нефтяной эмульсии с помощью деэмульгаторов и дозаторов.

Ключевые слова: скважина, нефть, штанговая скважинная насосная установка, эмульсия, межремонтный период, деэмульгатор, дозатор.

В процессе эксплуатации фонда скважин Степноозёрского месторождения нередко сталкиваются с трудностью добычи нефти в связи с образованием стойких эмульсий. Объектом исследования является группа скважин, эксплуатируемых ШСНУ. В процессе работы скважин выявлена причина преждевременных отказов ШСНУ. В результате исследования предлагается произвести обработку группы скважин с помощью деэмульгатора Рекод и дозатора.[3] Эффективность обусловлена увеличением межремонтного периода, вследствие снижения интенсивности образования стойких эмульсии.

По состоянию на 1.01.23 года на месторождении пробурены 455 скважин, из них 435 действующих, добывающие, 5 нагнетательные, 5 ликвидированы, 15 бездействующие, 15 пьезометрических. Средняя обводнённость с момента разработки составляет 24 %. Скважины эксплуатируются механизированным способом, с помощью штанговых насосов (ШГН), а так же штанго-винтовыми насосными установками (ШВН). На каширский горизонт пробурена 1 скважина (0,5%), на верейский горизонт – 148 (34%), на башкирский ярус – 112 (25%), на бобриковский горизонт – 158 (36 %), на турнейский ярус – 15 (4%) и на кыновский горизонт – одна (0,5 %) от общего пробуренного фонда на месторождении (435 скважины). Обводнённость действующих скважин в целом составляет свыше 74 %, в том числе 39 скважин с обводненностью до 14%, и 35 - свыше 90%. Обводнение скважин связано с образованием языкового прорыва воды. [1] В настоящее время в скважины оборудованные ШСНУ в системе сбора операторы добычи нефти и газа подают реагент – деэмульгатор в выкидные линии, или на ГЗУ. Куда именно подать деэмульгатор в каждом случае определяют самостоятельно, исходя, в первую

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

очередь, из целесообразности и возможности их обслуживания, и лишь затем подбирают дозировку [3].

В данном дипломном проекте предлагается провести мероприятие по внедрению глубинного дозатора Д-1-00 производства «ИНКОП - НЕФТЬ» и деэмульгатора Рекод на скважинах № 2232, 3243, 261 Степноозёрского месторождения что позволит увеличить межремонтный период и снизит расход реагента. Для этого требуется рассчитать дозировку деэмульгатора. Данный глубинный дозатор предназначен для равномерной подачи химических реагентов на прием штангового глубинного насоса в течение длительного времени. Для устойчивого эмульгирования на сегодняшний день мы нашли применение деэмульгатор Рекод 752, который является смесью жидких, относящихся к группе анионных ПАВ - солей алкана- и алкаломатических сульфоксидов и солей их соединений, обладающих деэмульгирующим эффектом, а также Реапон ИФ который не всегда дает хороший уровень обезвреживания и обезсоливания нефти. Преимущество деэмульгаторов перед Рекодом 752 или Реапоном ИФ - высокая эффективность их производства, низкая стоимость, последствия их получения на основе производства, хорошая растворимость в воде, нетоксичность и легкая доступность.[2].

Результаты исследования позволяют научным образом определить, возможно ли повышение эффективности работы ШСНУ, увеличив межремонтный период за счет использования реагента. Состав такого реагента является важным народным и хозяйственным значением проблемы обезвоживания и обессоливания эмульсий при интенсивном их разрушении. На основании анализа геолого-промыслового материала обусловлена необходимость разработки и внедрения техники и технологии добычи нефти с помощью ШСНУ в осложнённых условиях Степноозёрского месторождения. Образование стойких эмульсий в скважинах является одной из главных причин выхода из строя ШСНУ, поэтому в данном дипломном проекте предлагается произвести спуск ГНО с глубинными дозаторами, подающими деэмульгатор на прием насоса. Данное мероприятие способствует существенному увеличению межремонтного периода и дополнительной добычи нефти 114,5 тонн в год.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Геологический отчёт Степноозёрского ЦДНГ/АО «Гатнефтеотдача», ТатНИПИнефть.–Альметьевск,2006.-186с.
2. Ибрагимов Г.У. Химические реагенты для добычи нефти/ Г.У. Ибрагимов. – М.:Недра,1986г.
3. Алибеков Б. И. Эксплуатация скважин в осложнённых условиях/ Б. И. Алибеков– М.:Недра,1991.
4. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО "НедраБизнесцентр", 2000. – 653 с

ГРП НА ОБЪЕКТАХ С ТРУДНО ИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ
ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО РЕГИОНА

И.С. Тищенко¹, П.А. Муратов¹, К.И. Бабицкая², В.Е. Подъячева²

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

г. Самара, Российская федерация

Аннотация.

В статье рассматривается проведение ГРП на объектах с трудно извлекаемыми запасами нефти (ТРИЗ) Волго-Уральского региона. Выбор технологии проведения ГРП, основные положительные и отрицательные моменты.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта (ГРП), трудно извлекаемые запасы нефти (ТРИЗ), доманиковые отложения, многостадийный ГРП (МСГРП), технология Plug & Perf, спуско-подъемные операции (СПО).

В последние годы во всем мире постоянно растет внимание к проблеме освоения нетрадиционных углеводородов. В условиях высокой выработанности основных крупных месторождений и значительного пробуренного фонда скважин одним из путей повышения прибыли является ввод в разработку запасов нефти нетрадиционных коллекторов, в том числе низкопроницаемых в доманиковых отложениях, которые ранее классифицировались как неколлекторы. Нетрадиционными коллекторами считаются пласты, извлечение углеводородов из которых невозможно традиционными методами, то есть за счет бурения обычных скважин с применением стандартных методов интенсификации добычи. Связано это с проницаемостью, которая в 100-1000 раз меньше традиционных запасов.

На территории Волго-Уральской НГП доманиковые отложения нефтематеринских пород распространены в пределах франского, фаменского горизонтов и представлены карбонатно-кремнистыми породами со сланцеватой текстурой. Доманиковые отложения являются доказанной высокопродуктивной нефтематеринской толщей, которая сгенерировала углеводороды для большинства залежей в карбонатных постройках Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов.

Наиболее важным при оценке данных коллекторов является степень зрелости органического вещества. Вторым важным критерием оценки перспектив нефтегазоносности является мощность высокоуглеродистой нефтепроизводящей толщи. Третьим важным критерием оценки перспектив нефтегазоносности высокоуглеродистой формации является наличие пустотного пространства для аккумуляции подвижных углеводородов.

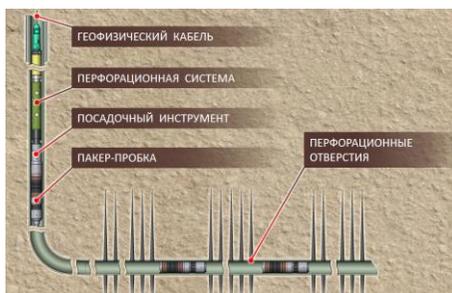
РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для повышения нефтеотдачи разработка данных объектов ведется с помощью многостадийных ГРП (МСГРП). Данный подход предполагает увеличение охвата притока нефти и газа в низкопроницаемых породах. При этом считается, что кратное увеличение количества стадий ГРП приводит к кратному увеличению притока. Опыт разработки плотных формаций по всему миру привел к выводам, что дизайны ГРП должны быть смоделированы со сложной максимально разветвлённой конфигурацией трещин и большой площадью взаимодействия с породой.

На сегодняшний день основная отработанная технология при проведении МСГРП на доманиковые отложения Волго-Уральского региона является Plug & Perf. Спуско-подъемные операции (СПО), перфорация и установка изолирующих пробок проводится с помощью флота ГНКТ или геофизической партии.

Основными преимуществами технологии Plug & Perf является:

- весь процесс многостадийного ГРП выполняется исключительно с применением геофизической партии или флота ГНКТ и флота ГРП. Тем самым отпадает необходимость в привлечении бригады капитального ремонта для выполнения СПО.
- низкие показатели трения при закачивании рабочих жидкостей для МСГРП;
- отсутствие пакеров, стингеров позволяет увеличить давление, что повышает шансы на плановую закачку;
- произвольное количество стадий и выдерживаемых интервалов между ними;
- неограниченное количество стадий ГРП в горизонтальном участке;
- после разбуривания пробки остаётся равнопроходной диаметр хвостовика;
- возможность проведения цикла повторных ГРП на не простимулированных ранее участках пласта;
- отсутствуют риски с активацией портов.



На данном этапе проведение МСГРП на доманиковые объекты по технологии Plug & Perf показало положительный результат. При этом имеются и не удовлетворительные стороны. Из основных можно выделить:

- необходимость цементирования эксплуатационной колонны и хвостовика;

- возможная не герметичность пробок и как следствие дополнительные СПО;
- более длительный процесс проведения ГРП в связи с работами проводимыми флотом ГНКТ или геофизической партией.

Следует отметить, что четкой технологии проведения ГРП на объекты доманиковых отложений пока не существует. Для повышения эффективности следует все время экспериментировать с технологиями, нарабатывать опыт и по результатам анализов вырабатывать точную концепцию по проведению ГРП на данных коллекторах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике: пер. И.И. Вафин; ред. А.Г. Загуренко. М. — Ижевск: Изд-во. ИКИ, 2007. 236 с.
2. Бахтуров С.Ф., Переладов В.С. Доманикоидные отложения кембрия востока Сибирской платформы / Доманикиты Сибири и их роль в нефтегазоносности. – Новосибирск. 1982. С. 118-127.
3. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, Г.М. Парпарова [и др.] // – Л.: Недра, 1986. – 247 с.
4. Зайдельсон М.И., Вайнбаум С.Я. и др. Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций. Москва «Наука», 1990
5. <https://www.bvt-s.ru/press/massmedia/razrabotka-novogo-oborudovaniya-dlya-tekhnologii-plug-perf-razvitie-i-tekhnicheskie-resheniya-na-osn/?ysclid=lgg5yhqnf0771809328>

УДК 622.276

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗАВАРИЙНОЙ РАБОТЫ СКВАЖИН КОМСОМОЛЬСКОГО ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА

В. А. Завгороднев, Л.В. Сорокина

ФГБОУ ВО «СамГТУ»

город Санкт-Петербург, Россия, E-mail Zavgorodnev13333.2@yandex.ru

Аннотация: Целью данной статьи является обеспечение безаварийной работы скважин Комсомольского газового промысла, а именно предотвращение опасного выноса песка из скважины при помощи регистратора выноса частиц.

Ключевые слова: Промысел, инцидент, выбросы, песок, обвязка, скважина, установка.

Одной из главных задач автоматизации является внедрение и применение систем и технических средств для обеспечения безопасных и бесперебойных режимов работы газодобывающих месторождений.

В связи большим количеством инцидентов на Комсомольском газовом промысле ООО «Газпром Добыча Ноябрьск», связанных с эрозионным воздействием на оборудование обвязки скважины продуктов разрушения призабойной зоны пласта скважины с пластовой жидкостью, проблема наличие в газовом потоке твёрдых фракций в виде песка становится одной из приоритетных проблем на сегодня. Песок, выносимый из неуплотнённых (рыхлых) пластов с продукцией скважины, может привести к серьёзным повреждениям пласта-коллектора, а также эрозионно-коррозионным повреждениям скважинного оборудования. Проблема обостряется для месторождений, которые эксплуатируются в завершающей стадии разработки.

Предотвращение опасного выноса песка из скважины производится путём установки фильтров улавливателей. Скважина должна работать на режимах, при которых вынос песка оставался бы в пределах, допускаемых нормами технологических служб газодобычи. В настоящее время используется регистратор «КАДЕТ» ВН1228 [1] предназначенный для измерения интенсивности выноса песка из скважин в режиме реального времени и формирования на выходе системы информации, необходимой для поддержания работы скважины в оптимальном режиме. Регистратор является накладным устройством и устанавливается на наружной поверхности трубопровода газопровода при помощи прижимных хомутов. Штатным местом установки является прямолинейный участок трубопровода. Однако, такой способ регистрации обладает принципиальным недостатком — датчики реагируют на посторонние акустические шумы от источников, не связанные с переносом песка. Например, вибрацией, возникающей при дросселировании на элементах запорной или ограничивающей арматуры, или прочие шумы от посторонних источников, вплоть до атмосферных осадков. Такие шумы в реальных условиях эксплуатации скважин могут быть одного уровня с регистрируемыми полезными сигналами.

В приборе «КАДЕТ» реализован акустико-эмиссионный способ регистрации сигналов от соударения песчинок со стенками трубы, позволяющий в сочетании с цифровой обработкой данных, наиболее точно отражать динамику выноса твердых фракций, в том числе и залповые выбросы, приводящие к эрозии трубопровода. Поскольку такой способ регистрации обладает принципиальным недостатком, одна из основных задач, которая решается в данной статье, заключается в выделении информации, непосредственно связанной с наличием песка в газовом потоке из зашумленных сигналов от всех источников шумов.

Способом решения будет являться получение информации, непосредственно связанной с наличием песка в газовом потоке из зашумленных сигналов от всех источников шумов. Это достигается определением на трубе «зоны чувствительности» с помощью нескольких датчиков, установленных особым образом. Прибор выделяет акустические импульсы, возникающие в стенке трубы при ударах отдельных песчинок в зоне чувствительности, от общей акустической шумовой картины и анализирует их. Наличие зоны чувствительности, совместно с прогрессивными алгоритмами обработки полученных данных, решает проблему

фильтрации шумов и позволяет в режиме реального времени количественно определять концентрацию песка в потоке газа.

Система обеспечивает постоянный мониторинг за выносом песка из скважин. Датчики регистратора фиксируют твердые частицы, способные разрушать технологическое оборудование, конструкция системы обеспечивает удобство монтажа за счет накладных датчиков, также конструктивное решение совместно с применением каналов радиосвязи не требует для работы системы прокладки кабельных коммуникаций непосредственно на объектах контроля.

Главными достоинствами данной системы является обеспечения возможность оперативного реагирования при появлении в скважинной продукции песка, определение момент начала выноса песка, что позволяет оперативно принять правильное решение и вовремя отреагировать. Также внедрение системы позволяет повысить безопасность работы скважинного оборудования и скважинной обвязки и как следствие предотвратить разрушение оборудования и не допустить аварийную ситуацию.

Применение системы «КАДЕТ» на газодобывающих скважинах позволит персоналу, принимающему решения о режимах работы скважин, оперативно вырабатывать рекомендации об изменении дебита скважины с опорой на объективные данные о проявлениях песка.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Binar // [электронный ресурс], URL: http://www.binar.ru/?page_id=182.

УДК 622.276

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ С-3 МУХАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.И. Козлов¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи
Самара, Россия*

Аннотация

В работе был проведен анализ проведенных ГРП на примере скважин Мухановского месторождения. ГРП является основным методом повышения нефтеотдачи на месторождении, в качестве совершенствования технологии проведения ГРП, рекомендуются работы с предварительным охлаждением призабойной зоны.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ключевые слова: проппант, ПАВ, гелеобразователь, скважина, технология, эффективность.

Анализ проведён по основному объекту разработки Мухановского месторождения – пласту С-3 Мухановского поднятия, период времени – с 2010 г. по 01.01.2023 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Целью гидравлического разрыва пласта является создание в призабойной зоне пласта протяжённых трещин, которые будут способствовать интенсивной фильтрации жидкости из нефтенасыщенной части пласта в призабойную зону. Трещины создаются путём нагнетания в продуктивный пласт жидкости под высоким давлением. Действие давления приводит к разрыву (расщеплению) пласта вдоль естественных трещин и других литологических неоднородностей. Для того, чтобы трещины не смыкались после снятия давления, в них закачивается расклинивающий агент (проппант), смешанный с жидкостью. Проппант позволяет обеспечить проницаемость образовавшихся трещин, во много раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Объект С-3 Мухановского поднятия представлен терригенным типом коллектора, залежь пластовая. Общая толщина равна 8,6 метра, нефтенасыщенная 5,9 м., песчаность 0,75, расчлененность 1,9, площадь залежи - 16,5х2,5 км, высота залежи 85,0 м. Залежь находится на поздней стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 11652 тыс.т. (85,5% от НИЗ при обводненности 94,7%), жидкости – 29574 тыс.т, текущий КИН равен 0,514 при утвержденном 0,602.

На залежи применялись физико-химические методы, потокоотклоняющие технологии, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, но наиболее эффективными оказались мероприятия по гидроразрыву пласта. По состоянию на 01.01.2023 г. после 26 ГРП скважины запущены в работу, из них 20 скважин запущено в добычу и 6 скважин – под закачку. Дополнительная добыча нефти составила 66,7 тыс.т. На добывающих скважинах основной объем обработок – 80% или 20 из 26 ГРП выполнен на эксплуатационном фонде, 6 ГРП приходится на фонд из бурения (в том числе 3 ГРП выполнены на наклонно-направленных скважинах (ННС) из бурения и 3 ГРП - при зарезке второго ствола).

Выводы

Гидроразрыв пласта С-3 Мухановского поднятия Мухановского месторождения является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГРП на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению

периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГРП рекомендуются работы с предварительным охлаждением призабойной зоны. Данная технология позволяет увеличить проводимость проппантной пачки по сравнению со стандартным ГРП.

Для доставки проппанта в скважину используется вязкая жидкость-песконоситель. В эту жидкость добавляют гелеобразователь (геллант) и сшиватель, которые в пластовых условиях реагируют между собой и образуют гель, который удерживает проппант в трещине в процессе закачки технологических жидкостей. После окончания ГРП скважину оставляют на некоторое время для разгеливания, в течение которого гель должен разрушиться (т.е. многократно снизить свою вязкость). Для разрушения геля в жидкости для ГРП добавляют деструктор – поверхностно-активное вещество (ПАВ), которое в пластовых условиях с течением времени разрушает гель. При последующем освоении скважины гель вымывается из трещины и пластовая жидкость (нефть) свободно фильтруется через проппант в скважину.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Мухановского нефтяного месторождения Самарской области», 2020 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта С-3 Мухановского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте С-3 Мухановского месторождения Самарской области за период 2010-2022 гг.

УДК 622.276

ВЫРАБОТКА ПОДХОДОВ К РАЗРАБОТКЕ НИЗКОПРИНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

С.А. Сальников¹, С.А. Булгаков^{1,2}, А.М. Зиновьев^{1,2}

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

г. Самара, Россия. E-mail: SalnikovSA@samnipi.rosneft.ru

Аннотация. В настоящий момент на месторождениях Волго-Уральской провинции, одного из старейших и наиболее промышленно освоенных регионов нефтегазодобычи Российской Федерации, отмечается значительная выработанность залежей углеводородов, что наряду с развитием технологий повышения нефтеотдачи является причиной поиска источников восполнения ресурсной базы за счет объектов, ранее считающимися нерентабельными. Одним из наиболее

перспективных объектов в регионе для доизучения с целью последующей разработки являются отложения доманикового типа.

Ключевые слова: доманиковые отложения, низкопроницаемые коллектора, Волго-Уральская провинция.

В соответствии со стратегией развития минерально-сырьевой базы РФ до 2035 года [1] планировалось, что сохранение уровней добычи в период после 2025 года будет достигаться вовлечением в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти. Согласно государственному докладу «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020 год» объем добычи нефти в России из нетрадиционных источников может достичь 10-20% от общей добычи в стране. Значительные изменения в освоении сланцевых залежей в США, которые произошли за последние десятилетия, способствуют повышенному интересу к высокоуглеродистым сланцеподобным толщам различного состава, так называемым залежам «сланцевой нефти». Согласно данным Управления энергетической информации США (EIA, 2015) [2], извлекаемые запасы сланцевой нефти России составляют порядка 75 млрд. барр из общемирового объема в 418 млрд. барр. Принимая во внимание, что в анализе EIA подсчеты производились только по Баженовской свите, а в РФ подобные высокоуглеродистые толщи, выявлены также в пределах Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазовой провинций (доманиковая формация), в Предкавказском прогибе (Кумская свита и Хадумский горизонт), в нефтегазовых провинциях Восточной Сибири (Куонамская и Иниканская свиты), то можно сделать вывод о потенциальном лидерстве РФ по запасам сланцевой нефти.

Учитывая значительное истощение месторождений традиционных запасов на территории Волго-Уральской провинции и в то же время высокую степень изученности разреза, развитую инфраструктуру данного региона, наиболее перспективно выглядит освоение низкопроницаемых коллекторов Доманиковых отложений. Доманиковые отложения Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна – это высокоуглеродистая тонкослоистая формация, способная как производить углеводороды собственными нефтегазоматеринскими толщами, так и концентрировать их в отдельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара. Их формирование связано с длительными этапами трансгрессирующего моря, а формирование происходило в сравнительно глубоководной части морского осадочного бассейна и/или мористой мелководной части затопляемой на стадии трансгрессии, для которой характерна низкая скорость седиментации и небольшое количество поступающего терригенно-карбонатного материала [3,4].

Не смотря на огромный потенциал (согласно оценке [5] извлекаемые запасы нетрадиционных залежей в отложениях доманикового типа Волго-Уральской НГП оцениваются в 20 млрд. т. при коэффициенте извлечения нефти, равном 0,03), до настоящего времени промышленная разработка этих отложений не ведется. Для ее организации необходимо решить целый ряд научно-технических, экономических, производственных задач, которые можно выделить два основных направления. Первое – разработка технологий локализации перспективных зон доманиковых отложений, и оценки и моделирования их свойств. Второе – разработка технологий эффективной и рентабельной разработки данных отложений. По первому

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

направлению перечень основных задач, которые необходимо будет решить: уточнение критериев выделения доманиковых отложений – уточнение границ, формирование единого подхода к стратификации доманиковых отложений, уточнение площадного распространения, ФЕС; оценка геомеханических характеристик, распространения зон трещиноватости и др. Выработка решений данных задач может быть выполнена в рамках работ по разработке технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых, перечень которых определяется и утверждается в рамках соответствующего нового вида проектно-технической документации. Первый документ данного типа был согласован ЦКР Роснедр в 2022 году и был посвящен разработке доманиковых отложений в пределах Южно-Неприковского месторождения.

По второму направлению предлагается рассмотреть детальнее опыт разработки сланцевых коллекторов в других странах, где перспективы промышленного освоения подобных коллекторов связаны в первую очередь с эволюцией систем заканчивания: применение интервальных многостадийных гидроразрывов пласта на горизонтальных скважинах. Именно совершенствование данных технологий позволило в конечном итоге приблизиться к эффективности и рентабельности, которые сопоставимы с разработкой традиционных коллекторов. Особенно показателен пример разработки сланцевой формации Вака-Муэрта в Аргентине. За период 2014-2020 г.г. государственной компании YPF [6], удалось достичь следующих показателей: увеличение средней длины горизонтальной скважины с 1000 до 2200 метров с ростом количества стадий ГРП с 13 до 34 на скважину, снижение затрат на бурение с 1400 до 390 долларов/метр проходки, увеличение накопленной добычи нефти на скважину с 44 до 160 тыс. м³/скв. Благодаря этому в настоящий момент 95% скважин компании на Вака Муэрта являются рентабельными. Перспективность этого подхода для разработки доманиковых отложений подтверждается результатами испытаний на нескольких месторождениях Волго-Уральской НГП. В 2019 году компанией «Директ Нефть» после проведения 30 и 50-стадийных ГРП на горизонтальных скважинах Троицкого и Красногорского месторождений были получены притоки нефти 70 м³/сут и 130 м³/сут соответственно. На Южно-Неприковском месторождении АО «Самаранефтегаз» в 2019 году после 18-стадийного ГРП был получен дебит жидкости 280 м³/сут при 35 % обводненности (вода ГРП). Полученные результаты позволяют судить о перспективности разработки такого типа залежей с применением многокластерных большеобъемных ГРП на протяженных горизонтальных скважинах, т.е. по сути теми же инструментами, которыми западным компаниям удалось совершить т.н. «сланцевую революцию». Для рентабельной разработки доманиковых отложений в самой ближайшей перспективе основными вызовами для отечественных компаний будет повышение эффективности технологий горизонтального бурения и многостадийного ГРП с одновременным значительным снижением текущей стоимости данных операций.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Минприроды России / Стратегия развития минерально-сырьевой базы РФ до 2035 года. Утверждена распоряжением правительства РФ от 22 декабря 2018 г. № 2914-р.
2. U.S. Energy Information Administration. World Shale Resource Assessments (upd. 24.09.2015) <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>.
3. Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Пронина Н.В., Большакова М.А., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Петракова Н.Н., Мифтахова А.А. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности. Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 112-124. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.12>.
4. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Жарков А.М. Нефтегазоносные отложения доманикового типа – резерв поддержания добычи углеводородов в промышленно освоенных районах. Георесурсы. № 4(54). 2013. С. 18-22.
5. Варламов А.И., Мельников П.Н., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Петерсилье В.И., Иутина М.М., Дахнова М.В., Виценовский М.Ю., Канев А.С., Соболева Е.Н., Шаломеенко А.В. Результаты изучения и перспективы освоения нетрадиционных залежей нефти в высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложениях доманиковой формации Волго-Уральской провинции // Геология нефти и газа. – 2020. – № 6. – С. 33–52. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-33-52.
6. Carlos R. Gilardone, Carlos A. Canel, Luisa Albuquerque, Manuel I. Ruiz Benitez, and Ariel Cabello, FDC de Argentina / Vaca Muerta's Productivity and Economic Performance. 7 Years in Review, SPE-206344-MS.

УДК 614.8

АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

К.А. Лепёхин, Л.В. Сорокина

ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара, Россия, E-mail: klepkhin@mail.ru

Аннотация. В процессе добычи углеводородного сырья на различных объектах нефтегазодобычи по тем или иным причинам происходят аварии. Чтобы разобраться в причинах их возникновения, а также предотвратить их в будущем необходимо проводить тщательный анализ каждого происшествя. В данной статье был произведен анализ аварийности на объектах, чтобы выявить закономерности их появления.

Ключевые слова: Авария, объект добычи, промышленная безопасность, углеводородное сырье.

Добыча углеводородного сырья является ведущей отраслью промышленности нашей страны. Кроме того, большая часть добытой нефти является одной из значимых статей экспорта, от которой зависят множество европейских стран. Помимо того, что горючие полезные ископаемые являются важнейшим

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

энергетическим ресурсом и приносят огромную пользу для всего мира, с объектами их добычи связано немало печальных происшествий. Аварии, происходящие на промысле, несут значительный экономический и экологический ущерб. Для обеспечения безопасности и бесперебойности работы нефтегазодобывающих объектов необходимо проводить мероприятия по предупреждению происшествий, а также комплексно разбирать причины их возникновения.

В 2022 году при транспортировке газа произошло разрушение участка магистрального газопровода с возгоранием. Причиной аварии является разрушение газопровода вследствие развития продольного стресс-коррозионного дефекта трубы по линии сплавления продольного заводского шва с основным металлом трубы, его развитием в длину и в глубь основного металла трубы до критических размеров с образованием сквозной трещины, образовавшейся вследствие сочетания ускоренного старения металла под действием высоких эксплуатационных напряжений и разрушения в процессе эксплуатации антикоррозионной наружной изоляции вплоть до потери ею защитных свойств.

Также в 2022 году произошла разгерметизация магистрального газопровода вследствие наличия на внутренней поверхности сварного шва трубы дефекта в виде продолговатой поры, который послужил концентратором нормальных напряжений и дал развитие трещиноподобному дефекту. Ускоренному образованию данного дефекта способствовали низкое качество сварных швов трубы и низкое металлургическое качество металла трубы.

Проводя анализ вышеописанных происшествий, можно сделать выводы о наличии организационных и технических причин, которые привели к данным инцидентам. При этом прослеживаются общие закономерности, которые выражаются в нарушении правил промышленной безопасности на опасных производственных объектах, а именно: 1) неудовлетворительное осуществление производственного контроля в части входного контроля материально-технических ресурсов, а также неудовлетворительное исполнение должностных обязанностей, выразившийся в осуществлении некачественного входного контроля материально-технических ресурсов перед применением на опасном производственном объекте; 2) необеспечение своевременного планирования и проведения работ по капитальному ремонту; 3) отсутствие контроля за ходом, объемами и качеством выполняемых работ по диагностическому обследованию в ходе экспертизы промышленной безопасности.

Подводя итоги изучения аварийности на объектах нефтегазодобычи необходимо отметить, что большая часть происшествий вызвана не техническими нарушениями как таковыми, а вследствие человеческого фактора, который заключается в несоблюдении требований промышленной безопасности и неудовлетворительном исполнении своих обязанностей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сведения об авариях и инцидентах на опасных производственных объектах дочерних обществ ПАО «Газпром», 2022 г.

2. СТО Газпром 18000.4-008-2019 «Анализ коренных причин происшествий. Порядок их установления и разработки мероприятий по предупреждению», 2019 г.
3. Е.В. Глебова, А.В. Коновалов Основы промышленной безопасности. Учебное пособие. М: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2015.-171с.
4. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебное пособие / А.В. Рудаченко, Н.В. Чухарева, А.В. Жилин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 238 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРОРЫВА ПАРА НА СКВАЖИНАХ СВН

Р.В. Попанов

*ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
г. Альметьевск, Россия (ruslanzainisk@gmail.com)*

Аннотация.

Одной из главных проблем разработки залежи при использовании метода SAGD (парогравитационного дренажа) является прорыв пара в добывающую скважину. Технологический контроль данного процесса является сложной задачей. Поэтому наиболее эффективным методом служит закачка высоковязких систем, которые блокируют поступление горячего агента в продуктивный интервал.

Ключевые слова: термогелевый состав, SAGD, пар, прорыв пара.

В настоящее время истощение запасов маловязкой нефти вынуждает нефтяные компании уделять большое внимание нетрадиционным видам углеводородного сырья. Доля высоковязких нефтей и природных битумов оценивается в количестве более 810 млрд. тонн [1]. По этой причине исследование и поиск эффективных методов, и создание новых технических и технологических решений по разработке данных залежей, характеризующихся большей инвестиционной привлекательностью, является актуальной научной и практической задачей.

Наиболее эффективным способом снижения аномалий вязкости пластовой нефти является закачка пара в пласт методом SAGD [2]. Технология парогравитационного дренажа предполагает бурение вблизи подошвы пласта добывающей горизонтальной скважины. Над ней, на расстоянии около 5 метров, параллельно бурят ещё одну горизонтальную скважину – нагнетательную. Предварительная стадия прогрева предполагает закачку пара в обе скважины [3]. После скважины останавливают на несколько недель - период термокапиллярной пропитки. В этот промежуток времени происходит перераспределение температуры в пласте. Затем нижний ствол используется для добычи жидкости, верхний – для закачки пара [4].

Однако данные мероприятия имеют свои недостатки. Одной из главных проблем разработки залежи при использовании метода SAGD является прорыв пара к насосу добывающей скважины. Преждевременный и неконтролируемый прорыв агента к стволу добывающей скважины ведёт к его непроизводительному расходу и,

следовательно, к увеличению энергетических затрат, а также к отложению солей на рабочих поверхностях насоса и трубах, что чревато выходом технологического оборудования из строя.

Контроль прогноза прорыва пара является сложной задачей. Технологическое оборудование не позволяет в полной мере контролировать поступление агента, а существующие прогнозные модели не обладают высокой точностью.

Выравнивание профиля приемистости нагнетательной скважины может быть выполнено с помощью закачки термостойких гелеобразующих составов, осадкообразующих гелей, термостойких тампонажных материалов. Также могут быть использованы автономные устройства контроля притока.

Число рецептов технологических жидкостей, а также технологических и методологических решений по их применению и подбору, для глушения нефтяных скважин в затруднительных условиях эксплуатации достаточно велико. Однако несмотря на разнообразие технологий разработка залежей с применением технологии SAGD отличается от разработки маловязкой нефти [5]. Более того, изоляция притока пара или воды, применяемая в вертикальных скважинах может не только не привести к положительным результатам при использовании в скважинах с горизонтальным окончанием, но и оказать негативный эффект и привести к осложнениям. Только после анализа физико-химических свойств пласта, анализа фильтрации жидкостей и адаптации реагента можно получить положительный эффект, поэтому проведение лабораторных исследований является обязательным условием.

Наиболее эффективной технологией является изоляция притока пара с помощью термогелевого состава, применяемого для создания барьера в интервалах прорыва агента. Для получения положительного эффекта состав должен отвечать обязательным требованиям:

- обеспечение изоляции прорыва пара;
- отсутствие негативного эффекта на призабойную зону пласта;
- способность выдерживать высокую температуру среды.

Для реализации технологии была подобрана скважина, ствол которой располагался в однородном слое песчаной пачки. Вдоль фильтра добывающей скважины отсутствуют прослой глини и алевролитов, отсутствуют плотные известковистые породы. По результатам телеметрии отмечается устойчивая связь с нагнетательной скважиной и прорыв пара на глубине 400-600 м.

После проведения ремонтных работ на скважине в интервале установки изолирующего состава произошло снижение температуры. В течение месяца наблюдается стабилизация температуры на приеме насоса. Поставленную задачу по ликвидации прорыва пара в пятке данная технология выполнила.

Закачка термогелевого состава обеспечивает повышение эффективности разработки залежи сверхвязкой нефти за счет ликвидации интервалов прорыва пара и распределения фронта паровой камеры.

Термограмма скважины №2

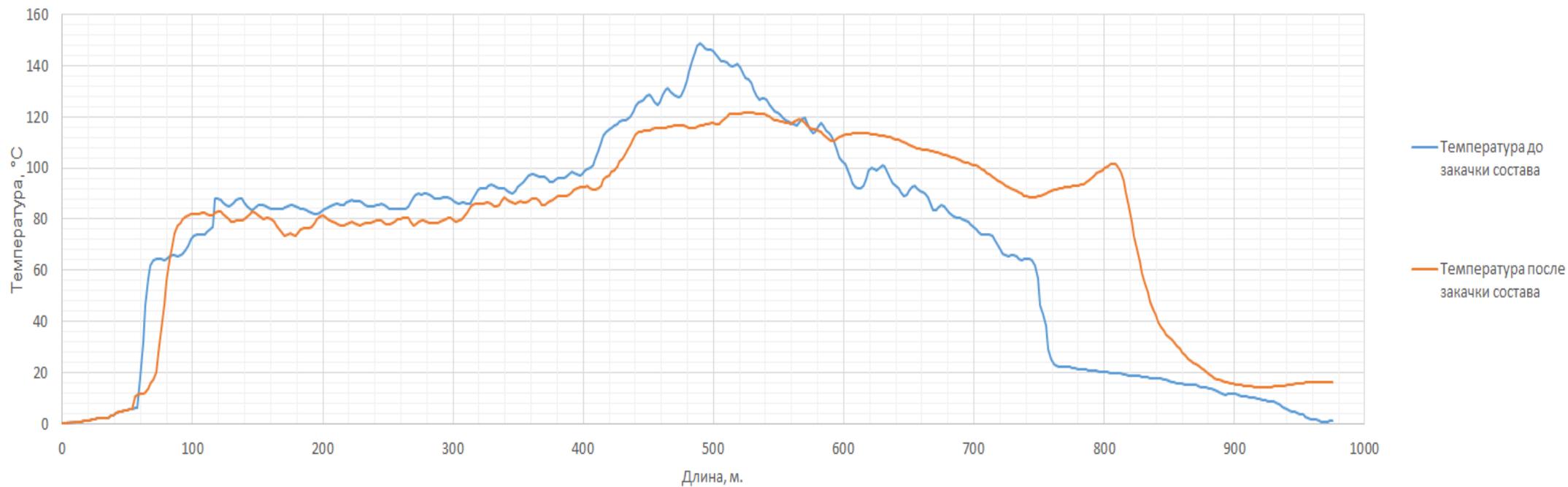


Рисунок 1. Термограмма скважины до и после закачки состава

ЛИТЕРАТУРА

1. Николин И.В. Методы разработки тяжелых нефтей и природных битумов // Наука – фундамент решения технологических проблем развития России. – 2007. - №2 – С.54-55.
2. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан / Р.С. Хисамов [и др.]. – Казань : ФЭН, 2007. – 295 с.
3. Terentiyev A.A., Roschin P.V., Nikitin A.V., Kozhin V.N., Pchela K.V., Kireyev I.V., Demin S.V., Litvin A.T., Struchkov I.A. Wait or get the oil: how SAGD technology implementation options will vary future production. Society of Petroleum Engineers Journal. 2020. С. 14.
4. Геологические и технологические особенности разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей [Текст] / Р.С. Хисамов, А.С. Султанов, Р.Г. Абдулмазитов, А.Т. Зарипов. - Казань : Фэн, 2010. - 335 с.
5. Муслимов Р.Х. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений./Р.Х.Муслимов, Р.Г.Абдулмазитов, Р.Б.Хисамов, Л.М.Миронова, Н.С.Гатиятуллин, В.В.Ананьев, В.М.Смелков, Р.К.Тухватуллин, Б.В.Успенский, И.Н.Плотникова, Е.Д.Войтович // Под ред. Р.Х. Муслимова. - В 2-х томах. Казань: Изд-во "Фэн" АН РТ, 2007.Т.1.- 316с.,Т.2.-524с.

УДК 62Ц.276

**ОБОСНОВАНИЕ ПРОГРАММЫ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ
МЕРОПРИЯТИЙ НА НЕКЛЮДОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ САМАРСКОЙ
ОБЛАСТИ**

Ю.В. Семенов, С.А. Булгаков, А.В. Дудрин, П.А. Муратов

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара, Россия

SemenovYuV@samnipi.rosneft.ru

Аннотация.

В статье описываются особенности формирования программы ГТМ на месторождении с длительной историей разработки и наличием неопределенности по локализации остаточных извлекаемых запасов, как по площади, так и по разрезу, аварийный фонд скважин. Наличие данных неопределенностей осложняет выбор геолого-технических мероприятия направленных на выработку запасов. Формирование программы опережающих мероприятий позволяет повысить успешность проведения ГТМ на скважинах и обосновать положение бурения новых скважин и боковых стволов.

Ключевые слова: пластовое давление (Рпл), геолого-технологическое мероприятие (ГТМ), обработка призабойной зоны скважины (ОПЗ), гидравлический разрыв пласта (ГРП), гидродинамические исследования скважин (ГДИС), ввод новых скважин (ВНС), резка бокового ствола (ЗБС) .

Введение.

Неклюдовское месторождение относится к газонефтяным, открыто в 1956 г и введено в разработку в 1961 г. Всего на месторождении было выделено два крупных эксплуатационных объекта пласты карбона С-Ia+С-II+С-III+С-IV (I объект) и пласты девона Д-I+Д-II+Д-IV (II объект). Совместная разработка пластов, входящих в один эксплуатационный объект велась в течение нескольких десятилетий. В 2013 г. был пересмотрен подход к выделению эксплуатационных объектов. С учетом вновь открытых залежей на месторождении выделено 13 эксплуатационных объектов: нефтяные объекты – пласты К-I (нефтяная залежь), А-4, С-IA, С-II, С-III', С-III, С-IV, С-V, Д-I, Д-II, ДIV, нефтегазовый объект - пласт К-I (газ газовых шапок и нефтяная оторочка), газовый объект – пласт К-I (залежи свободного газа) [3]. Довыработка запасов требует проведения эффективных ГТМ. Ввиду длительной истории работы скважин одновременно на несколько пластов имеются неопределенности в выработке запасов по пластам.

Актуальность

Достижение эффективности программы ГТМ является одним из ключевых показателей нефтедобывающих предприятий. В условиях неоднозначности исходных данных при планировании ГТМ повышаются риски недостижения целевых показателей прироста дебита нефти от ГТМ. Для повышения успешности выполнения геолого-технических мероприятий требуется формирование и реализация дополнительных мероприятий, обеспечивающих предварительное уточнение потенциала целевого пласта.

Разработка программы геолого-технических мероприятий в условиях неопределенности локализации запасов

Основным фактором, влияющим на формирование программы по вовлечению в разработку запасов, является подтверждение их наличия в разрезе скважины. На месторождениях с длительной историей совместной добычи с нескольких пластов появляется неопределенность в равномерности выработки запасов по разрезу. По мере обводнения и достижения предельно рентабельного дебита скважины, эксплуатирующие несколько пластов одновременно, переводятся на вышележащий ЭО, меняют свое назначение (перевод в нагнетательный и контрольный фонд) либо ликвидируются, как выполнившие свое назначение. Таким образом, за длительный период разработки укрупненных эксплуатационных объектов, включающих несколько пластов, схожих по свойствам, но все же имеющих отличия, накапливается неопределенность по выработке запасов по каждому из них.

По мере выбытия фонда и снижения добычи становится очевидным наличие не выработанных запасов в разрезе скважин. Выявление зон их локализации и выполнение точечных ГТМ, направленных на повторный ввод в разработку отдельных пластов, осложняется необходимостью проведения дополнительных исследований на скважинах, что осложнено состоянием фонда. Требуется проведение детального анализа истории работы скважин и накопленных данных геолого-промысловых исследований, чтобы определить зоны максимальных и минимальных рисков проведения геолого-технических мероприятий и сформировать программу исследований для снятия рисков. Итогом выполнения опережающих исследований будет являться дальнейшая последовательность действий направленных на вовлечение остаточных извлекаемых запасов в разработку [1].

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Неклюдовское месторождение является одним из таких месторождений, где длительная совместная разработка нескольких пластов в рамках одного эксплуатационного объекта привела к накоплению неопределенностей влияющих на формирование программы ГТМ. Длительная история разработки, значительные объемы закачки воды, техническое состояние скважин не позволяют со 100% уверенностью выполнять геолого-технические мероприятия. Для формирования программы ГТМ на Неклюдовском месторождении рассмотрены все скважины месторождения, изучены исторические данные по промыслово-геофизическим исследованиям, построены карты возможной локализации запасов и карты рисков проведения ГТМ.

Основные виды исследования - это проведение каротажа с целью оценки текущего технического состояния скважин, оценка текущего насыщения по транзитным объектам, выявление зоны распространения фронта закачанной в пласт воды, оценка энергетического состояния пласта. С целью выполнения первоочередных ГТМ на дополнительную добычу рекомендовано проведение исследований в соотношении 1:2, т.е. для проведения одного ГТМ на дополнительную добычу необходимо выполнить не менее двух исследований на скважинах базового фонда. Сформированная программа исследований позволит повысить уверенность выполнения ГТМ на базовом фонде, а также скорректировать цели для заложения новых скважин, что позволит дополнительно вовлечь в разработку 402,9 тыс. т нефти в ближайшей перспективе и порядка 6 млн. т нефти в долгосрочной перспективе [2].

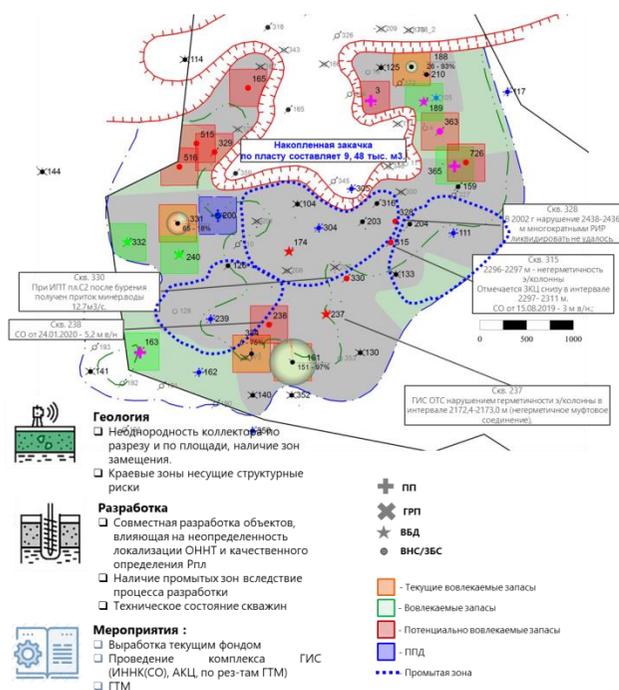


Рисунок 1 – Карта рисков с программой исследований и ГТМ

Заключение

Разработка месторождений состоящих из многопластовых эксплуатационных объектов приводит к появлению неоднородности выработки запасов. На поздних стадиях разработки довыработка запасов осуществляется с применением дополнительных методов исследований направленных на локализацию остаточных извлекаемых запасов. Накопленный опыт ведения разработки крупных эксплуатационных (многопластовых) объектов приводит к тенденции на разукрупнение эксплуатационных объектов, что позволяет детализировать выработку запасов нефти по отдельным пластам и повысить уверенность геолого-технических мероприятий. На месторождениях с длительной исторической добычей по многопластовым эксплуатационным объектам растет потребность в проведении дополнительных геофизических и гидродинамических исследований, что может влиять на эффективность программы ГТМ в целом, повышая затраты на одну скважино-операцию.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. В.Е. Гавура. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. Москва: ВНИИОЭНГ, 1995, 496 с.
2. В.А. Ушаков, Ю.В. Семенов, Анализ текущего состояния разработки Неклюдовского месторождения, ООО «СамараНИПИнефть», 2023 г., презентация.
3. Группа авторов. Дополнение к технологическому проекту разработки Неклюдовского газонефтяного месторождения Самарской области, АО «Самаранефтегаз», ООО «СамараНИПИнефть», ООО «ТюменьНИИпроект», Отчет 2021, Книга 1, 367 с.

УДК 622.276.8

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ НЕФТИ С ПОМОЩЬЮ БЛОКА НЕЙТРАЛИЗАЦИИ СЕРОВОДОРОДА

А.Н. Надеждин, М.А. Шейкина

Самарский государственный технический университет,

Самара, Россия

nadezhdin_a@mail.ru

Аннотация

В настоящей статье рассматривается метод повышения эффективности процесса подготовки нефти, с целью снижения содержания сероводорода в товарной продукции, посредством монтажа блока нейтрализации сероводорода.

Ключевые слова: блок нейтрализации сероводорода, колонна отдувки, установка подготовки нефти, десорбционная колонна, отдувка сероводорода.

Увеличение объемов добычи и переработки сернистых нефтей во всем мире, их большое разнообразие, как по углеводородному составу, так и по составу сероорганических соединений, а также современные жесткие требования к хранению нефтяного сырья, безопасной транспортировке, к экологическим характеристикам нефтепродуктов заставляют разрабатывать новые, современные технологии, направленные на снижение содержания токсичных и коррозионно-активных сернистых соединений нефти, таких как сероводород.

Очистка нефти от сернистых соединений, особенно сероводорода, одна из главных задач при подготовке нефти к транспортировке. В связи с введением в действие требований ГОСТ Р51858-2020, ограничивающих сдачу товарной нефти с массовой долей сероводорода на уровне не более 20...100 млн⁻¹ [1], в зависимости от её вида, задача очистки нефти от сернистых соединений становится наиболее актуальной.

Указанная проблема наиболее значима для нефтедобывающих компаний Урало-Поволжского нефтяного бассейна, в котором добывается 75 млн тонн высокосернистой нефти с высоким содержанием сероводорода из 77 млн тонн, поступающих в дальнейшем в систему трубопроводов ОАО «АК «Транснефть» [2].

Наиболее распространены химические, физические и комбинированные методы очистки нефти от сероводорода.

Основа химического метода – связывание или нейтрализация сероводорода химическими реагентами и веществами с целью образования менее агрессивных продуктов их взаимодействия.

Физическими методами являются сепарация, отдувка сероводорода газом и ректификация нефти.

Комбинированные методы – это сочетание физических и химических методов.

Основными факторами, определяющими выбор технологии очистки нефти от сероводорода на установках подготовки нефти, являются исходная массовая доля сероводорода в нефти и условия эксплуатации объектов:

- наличие системы газосбора и ее пропускная способность;
- удаленность объектов от установок очистки газа от сероводорода;
- наличие газа, не содержащего сероводорода.

В современном мире для очистки нефти от сероводорода широкое применение получило использование химических веществ и их соединений, из которых наиболее распространенными выступают составы на основе аминов и формальдегида. Основным недостатком использования реагентов для нейтрализации сероводорода - это большие эксплуатационные расходы.

Физические методы очистки нефти от сероводорода основываются на использовании в технологической схеме многоступенчатых процессов, при которых выделение газа происходит в несколько ступеней. К таким методам относится горячая сепарация нефти при пониженном давлении, с применением водокольцевых насосов, позволяющая уменьшить расход реагента-нейтрализатора сероводорода, а в отдельных случаях полностью отказаться от его подачи [3]. А также очистка нефти от сероводорода с использованием ректификационных колонн, осуществляемая в результате контакта потоков пара и жидкости, за счет перемещения их навстречу друг другу по высоте ректификационного аппарата. Движущей силой тепло- и массообмена между паром и жидкостью в аппарате является разница температур по высоте (длине) аппарата [4].

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Один из самых простых и эффективных, в технологическом плане, способов удаления сероводорода из нефти является его отдувка в десорбционной колонне. Кроме того, данный метод не требует высоких материальных затрат. Его суть состоит в противоточном пропускании газа, без содержания сероводорода либо с небольшим его содержанием, через объем нефти, что позволяет за счет барботирования газом нефти и при контакте фаз на специальных насадках существенно увеличить поверхность раздела фаз газ - жидкость и в результате увеличить межфазный массообмен. При этом химический состав и свойства нефти после обработки не меняются [5].

Отдувка сероводорода из нефти происходит в колонном аппарате при противотоке поступающего снизу газа и подаваемой сверху нефти. После электродегидраторов нефть с температурой 50 - 60 °С подается под собственным давлением в верхнюю часть колонны отдувки, где распределяется по специальной насадке и далее стекает в нижнюю часть колонны, из которой самотеком поступает в буферные емкости. Сероводород отдувается в колонне газом, который поступает либо с установки сероочистки газа, либо природным газом, движущимся в колонне в противотоке с нефтью. После колонны отдувки загрязненный сероводородом газ охлаждается в холодильнике до температуры не более 25 °С. Охлаждение осуществляется либо воздухом в аппаратах воздушного охлаждения, либо водой в пластинчатых или кожухотрубчатых теплообменниках. Конденсат отделяется в конденсатосборнике и откачивается насосом по мере накопления. Определено, что при расходе отдувочного газа не менее 5 м³ на 1 т нефти концентрация в ней сероводорода снижается до 20-100 ppm [5-7].

Испытания технологии отдувки нефти от сероводорода с использованием колонных аппаратов показали ее высокую эффективность [5]. Использование данной технологии позволяет удалить сероводород из нефти до удовлетворяющих требованиям ГОСТ Р 51858-2020 значений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. ГОСТ Р 51858-2020. Нефть. Общие технические условия : нац. стандарт Российской Федерации : утвержден и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2020 г. N 726-ст : введен взамен ГОСТ Р 51858-2002 : дата введения 2021-01-07 : разработан Федеральным государственным унитарным предприятием "Российский научно-технический центр информации по стандартизации, метрологии и оценке соответствия" // Кодекс : электрон. фонд правовой и норматив.-техн. информ. URL: <https://docs.cntd.ru/document/566325164> (дата обращения 05.04.2023).
2. Национальные интересы : сайт : электрон. период. издание. URL: <https://niros.ru/ekonomika/>. Дата публикации 30.05.2022г.
3. Патент № 2578155 Российская Федерация, МПК В01D 19/00, С02F 1/20. Способ очистки нефти от сероводорода и установка для его реализации : №2015103005/05 : заявл. 29.01.2015 : опубл. 20.03.2016 / Сахабутдинов Р.З., Шипилов Д.Д., Шаталов А.Н., Гарифуллин Р.М.
4. Патент № 2425090 Российская Федерация, МПК С10G 29/00. Способ стабилизации и очистки нефти от легких меркатанов и сероводорода :

- №2010102290/04 : заявл. 25.01.2010 : опубл. 27.07.2011 / Теляшев Г.Г., Арсланов Ф.А., Теляшев Э.Г., Сахаров И.В.
5. Технологии очистки нефти от сероводород / Сахабутдинов Р.З., Шаталов А.Н., Гарифуллин Р.М., Шипилов Д.Д., Мухаметгалеев Р.Р. // Нефтяное хозяйство. : электрон. журн. - 2008. - №7. - URL: https://oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?art=119520
6. Власов В.Г., Агафонов И.А. Стабилизация нефтей, газоконденсатов и нефтепродуктов : Учебно-методическое пособие. – Учебное издание : Сам. гос. тех. университет. 2010. – С31–36.
7. Патент № 2700077 Российская Федерация, МПК В01D 19/00, С02F 1/20. Способ очистки нефти от сероводорода и установка для его реализации : №2018120031 : заявл. 30.05.2018 : опубл. 12.09.2019 / Саттаров И.Н., Фазлыев Р.М., Назмутдинов И.В.

УДК 622.276

**ПОВТОРНАЯ СЕЛЕКТИВНАЯ СТИМУЛЯЦИЯ СКВАЖИН СЛОЖНОЙ
КОНСТРУКЦИИ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА НА ПРИМЕРЕ
ВОСТОЧНОГО УЧАСТКА ОРЕНБУРГСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Н.Д. Лазарев, Ю.О. Ким, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО «СамГТУ»

г. Самара, Россия

E-mail: PromtExpert@gmail.com, Md033@yandex.ru

Аннотация. Основными проблемами при разработке низкопроницаемых карбонатных трещинно-поровых пластов являются: низкая пористость, трещиноватость, неоднородность и, как следствие всего этого - невысокие значения коэффициента извлечения нефти (КИН). Соляно-кислотная обработка (СКО) призабойной зоны пласта и ее модификации на текущий момент являются основными методами интенсификации притока в горизонтальных стволах в карбонатных коллекторах. Согласно данным проведенных ПГИ в горизонтальных стволах, основной приток приурочен к одному-трем интервалам связанных с системой трещин и составляет ~30-50% эффективной длины ствола. Для вовлечения в разработку всего ствола горизонтальных скважин был произведен анализ и приложены оптимальные технологий селективной обработки открытого ствола горизонтальных скважин с учетом уникальных условий разработки месторождений.

Ключевые слова: Месторождение, пласт, обработка призабойной зоны, горизонтальная скважина.

Одним из наиболее значимых месторождений в структуре добычи карбонатных отложений в России является Восточный участок Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ВУ ОНГМ). Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Оренбургской области на территории трех административных районов. Восточный участок занимает крайнюю восточную периклиналь Оренбургского НГКМ и территориально находится в 10 –

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

20 км к юго-востоку от районного и областного центра – г. Оренбург. Основные запасы углеводородов (УВ) месторождения сосредоточены в артинских отложениях, промышленная нефтегазоносность которых связана с продуктивным пластом Р4+5. Продуктивная пачка сложена карбонатными породами с достаточно низкими фильтрационно-емкостными характеристиками (ФЕС), проницаемость составляет менее 1 мД.

На месторождении проводятся масштабные работы по интенсификации: соляно–кислотные обработки (СКО), массивированные СКО, ГРП, что призвано вывести скважины на оптимальный режим работы. Согласно результатам проведенных промыслово-геофизических исследований (ПГИ), основной приток из ствола приурочен к одному-трем интервалам, предположительно – это высокопроницаемые типы известняков и системы трещин. В среднем по ПГИ работает ~30-50% эффективной длины горизонтального ствола. Стандартная технология ОПЗ не позволяет сохранить эффективность на достигнутом уровне при увеличении объемов обработок в 2 раза. Для снятия технологического предела и вовлечения в разработку всего ствола скважины на ВУ ОНГКМ необходимо продолжение работ по поиску/подбору оптимальной технологии и кислотного состава.

Вопросы оптимизации кислотного воздействия на пласт довольно актуальны и широко представлены в научных работах [1, 2]

В работе [3] рассмотрена модель для открытого горизонтального ствола. Получена зависимость основных характеристик СКО от времени. Математическая модель, представленная в статье, связывает течение жидкости в скважине с моделью кислотного растворения в карбонатной породе с измененным профилем проницаемости и геометрией скважины.

Модель позволяет рассчитывать оптимальный объем кислотного состава с учетом экономической эффективности. Отмечается хорошая сопоставимость с фактическими данными.

В работе [4] представлена математическая модель кислотного воздействия на карбонатные пласты. Рассмотрен процесс вытеснения нефти водным раствором кислоты. Оценен эффект от кислотных обработок скважин и кислотного гидравлического разрыва пласта. Отмечено, что результаты расчетов хорошо согласуются с фактическими данными. Зарубежные исследования на тематику создания новых кислотных составов и моделирования кислотного воздействия на карбонатные пласты широко представлены в открытом доступе [5, 6, 7,9,10]. В ходе этих работ проводится сравнение чистой соляной кислоты, кислоты с коммерческими добавками и созданного авторами состава. Также представлена оценка эффективности двух новых органических кислотных составов для обработки матрицы при высоких температурах, при высоком содержании CO₂ для шельфа Сарвак в Малазии.

С целью эффективного прогнозирования эффективности кислотной обработки на скважинах сложной конструкции необходимо с высокой точностью смоделировать воздействие кислоты на пласт и пути фильтрации агента закачки. Профиль проницаемости рассматриваемого месторождения неоднороден что ведет к смещению агента закачки в более проницаемые части коллектора оставляя без обработки его низкопроницаемые слои. С целью учета подобного неравномерного распределения предлагается формирование матрицы выбора технологии кислотной

обработки сформированной по критериям применимости, а затем проектирование полноценного симулятора позволяющего рассчитывать процессы поглощения пластом кислотных пачек и отклонителей в неоднородном карбонатном пласте. Симулятор проектирует и формирует график закачки агента в пласт, обеспечивающий необходимый прирост добычи. Как только был получен график закачки симулятор обеспечивает расчёт и подробный анализ показателей эффективности кислотной обработки. Эти данные либо подтверждают заранее спроектированный экспертом график закачки, либо программа предлагает к внесению изменения для выбора оптимальных показателей проведения обработки.

Матрица выбора технологии и симулятор позволяют формировать и оптимизировать дизайн кислотной обработки по следующим критериям:

- скорость закачки;
- объемы кислотных стадий;
- объем отклонителя;
- глубина спуска НКТ.

Основной экономический эффект достигается за счет получения дополнительной добычи от применения разработанной и адаптированной высокоэффективной технологии селективной обработки горизонтальных скважин, увеличения эффективности обработок в результате детального дизайна технологии. Опыт внедрения и разработки симуляторов обработки призабойной в компании «Татнефть» на схожих с ВУ ОНГМ коллекторах показывает положительный экономический эффект.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Г.Т. Булгакова, д.ф.-м.н., А.Р. Шарифуллин, Р.Я. Харисов, к.х.н., А.В. Байзигитова, А.Г. Телин, к.х.н. (ООО «РН-УфаНИПИнефть», А.В. Пестриков (КНТЦ ОАО «НК «Роснефть»). Лабораторные и теоретические исследования матричной кислотной обработки карбонатов. Нефтяное хозяйство – 06.2010 г.
2. Р.Я. Харисов, А.Е. Фоломеев, Г.Т. Булгакова, А.Г. Телин (ООО «РН-УфаНИПИнефть»). Комплексный подход к выбору оптимального кислотного состава для стимуляции скважин в карбонатных коллекторах. Нефтяное хозяйство – 02.2011 г.
3. Т. Булгакова (УГАТУ), Р.Я. Харисов, А.Р. Шарифуллин (ООО «РН-УфаНИПИнефть»), А.В. Пестриков (ОАО «НК «Роснефть»). Оптимизация кислотных обработок горизонтальных скважин в карбонатных коллекторах. Нефтяное хозяйство – 06.2013 г.
4. Д. Каневская, И.А. Вольнов (ООО «НТЦ-РуссНефть») моделирование солянокислотного воздействия на карбонатные пласты. Нефтяное хозяйство – 07.2009 г.
5. Jyoti Shanker Pandey, University of Kansas, Technical University of Denmark; Negar Nazari, University of Kansas; Kaj Thomsen, Technical University of Denmark; Reza Barati, University of Kansas. A Novel Equipment-Friendly and Environment-Friendly Well Stimulation Fluid for Carbonate Reservoirs: Better Wormholes and Lower Corrosion at Reservoir Conditions. SPE-189496-MS
6. C. Dean Wehunt, Chevron North America E&P Company; Stefan K. K. Lattimer, Chevron Europe, Eurasia, and Middle East E&P Company; Darren R. McDuff,

- Chevron Energy Technology Company Dendritic Acidizing Update: The Light at the End of the Tunnel. SPE-189945-MS
7. Christopher S. Daeffler, Julia Fernandez del Valle, Jacob Kariampally, Jean E. Elkhoury, Nikolaev Max, and Mohan Panga, Schlumberger Improving Wormholing Efficiency in Carbonates with a Novel System Based on Hydrochloric Acid. SPE-189540-MS.
 8. Е. Федорова (ПАО «Татнефть»). Первый в Евразии: IT-симулятор выберет оптимальный режим. Нефтяные вести – 08.2022 г.
 9. Щербаков Г.Ю., Громан А.А., Рошкетаяв А.П., Митрушкин Д.А. Development of Acidizing Simulator for Sandstone Reservoirs.
 10. Щербаков Г.Ю., Громан А.А., Рошкетаяв А.П., Митрушкин Д.А. Симулятор обработки ПЗП карбонатного коллектора (2020662585) – 2020.

УДК 622.2

**ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ПО ТЕХНОЛОГИИ
«ФИШБОН» НА ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ
НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**

Н.В.Родин¹, С.А.Булгаков^{1,2}, А.М.Зиновьев^{1,2}

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

г. Самара, Россия

E-mail: RodinNV@samnipi.rosneft.ru

Аннотация: В данной статье рассматриваются проблематика текущего состояния разработки «зрелых» месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, и рассматриваются предпосылки к внедрению бурения скважин по технологии «фишбон» для увеличения вовлеченности запасов разработкой.

Наиболее крупные нефтяные месторождения на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, были открыты в прошлом столетии, открываемые месторождения, в основном, принадлежали к многопластовым по разрезу - основные запасы нефти сосредоточены в отложениях среднего и нижнего карбона, верхнего и среднего девона. Системы разработки залежей формировались путем бурения наклонно-направленных скважин, с организацией системы поддержания пластового давления при необходимости.

По мере выработки наиболее продуктивных, целевых пластов предусматривалось использование пробуренных скважин в качестве транзитного фонда для вышележащих пластов и поиска «пропущенных» залежей. Зачастую «пропущенные» залежи характеризовались худшими фильтрационно-емкостными свойствами, что позволяло рентабельно разрабатывать их сеткой транзитных скважин, но бурение собственных скважин на данные залежи представлялось экономически нерентабельным.

С течением времени, за счет проводимых геолого-разведочных работ территория Волго-Уральской нефтегазоносной провинции планомерно освещалась сейсморазведочными работами (вначале методами 2Д, затем, планомерно и 3Д

сейсморазведкой), а так же разведочным бурением, и на текущий момент, можно сделать предположение, о том, что наиболее крупные месторождения по запасам нефти уже открыты, а структура запасов постепенно смещается в сторону ухудшения качества запасов за счет прироста запасов в залежах характеризующихся низкопроницаемым, высокорасчлененным коллектором, с одной стороны, и падением «базовой» добычи по высокопродуктивным залежам.

Так же, сейчас остро стоит вопрос об увеличении вовлеченности уже поставленных на государственном балансе полезных ископаемых запасов нефти разработкой - зачастую по залежам, характеризующимся низкими фильтрационно-емкостными свойствами, высокой расчлененностью, наличием контактных запасов нефть-вода, нефть-газ разработка традиционными методами (наклонно-направленными скважинами, возможно с применением ГРП) зачастую нерентабельна или находится на границе рентабельности.

Постепенное ухудшение структуры запасов является предпосылкой к применению новых технологий по добыче нефти с целью увеличения охвата разработкой имеющихся «замороженных» запасов.

Бурение горизонтальных скважин, на сегодняшний день, является достаточно распространенным способом разработки залежей нефти. Зачастую, в слоисто-неоднородном коллекторе предпочтительным способом заканчивания скважин является бурение горизонтального ствола с проведением многостадийного ГРП. Такой способ позволяет увеличить охват залежи разработкой за счет формирования системы трещин в пласте и увеличения зоны дренирования скважины.

Проведение МГРП позволяет значительно увеличить стартовый дебит скважины относительно наклонно-направленной, но в свою очередь имеет ряд ограничений – а именно низкий контроль за направлением распространения трещины, неопределенность по полудлине возникающих трещин ГРП, а так же вероятность дальнейшего снижения дебита нефти по скважине за счет выноса пропанта и смыкания трещин. Нередко, при наличии контактных запасов нефть-вода, нефть-газ при ГРП есть риск получить прорыв подошвенной воды или прорывы газа газовой шапки в ствол скважины [1], который, с учетом особенностей конструкции горизонтальной скважины изолировать будет крайне сложно.

С учетом вышеизложенных проблем горизонтального бурения с технологией МГРП, как альтернативный, может быть рассмотрен и применен вариант бурения горизонтальных скважин по технологии «фишбон». Особенностью данного типа заканчивания скважин является создание одного горизонтального ствола, от которого отходят несколько дополнительных ответвлений – боковых стволов. Данный метод проектирования скважин позволяет произвести контролируемую интенсификацию притока к скважине за счет увеличения коэффициента охвата и вовлечения в разработку отдельных участков залежи.

Помимо увеличения области дренирования скважины и как следствие – увеличения показателей по запускным дебитам нефти и показателям накопленной добычи на скважину, бурение скважин по технологии «фишбон» оправдано при разработке низкопроницаемых, высокорасчлененных коллекторов с наличием контактных запасов нефть-газ и нефть вода, за счет отказа от проведения ГРП (по результатам которого может быть получен прорыв пластовых вод или газа газовой шапки)[2]. В этом случае дополнительное вовлечение запасов происходит за счет дополнительных боковых стволов.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таким образом, выделяются определенные геологические условия в которых применение технологии «фишбон» может быть приоритетным по сравнению с другими вариантами разработки:

- наличие продуктивных карбонатных пластов мощностью не менее 10м;
- высокая расчлененность объектов эксплуатации;
- присутствие подошвенной воды, либо газовой шапки (интенсификация притока, в том числе ГС с МГРП рискованно);

ЛИТЕРАТУРА

1. Ковальчук С.В, Полушина Е.В, Горенкова Е.А. Результаты изучения и примеры реализации проектов разработки месторождений с нефтяными оторочками компании «Газпром нефть» // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти, 2019. №1. С12-17.
2. Сугаипов Д.А, Рустамов И.Ф., Ушмаев О.С, Бурков Ф.А. Опыт бурения многозабойных горизонтальных скважин для разработки нефтяных оторочек на примере Новопортовского месторождения.// Нефтяное хозяйство. – 2017. – No 12. – С. 35-36

ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.Г. Игнатов

ФГБОУ ВО «СамГТУ»²

г. Самара, Россия

Аннотация.

Особую актуальность в последнее время приобрела проблема более полной выработки запасов нефти, поскольку в целом по стране наметилась тенденция к заметному снижению данного показателя. Главной причиной этого является ухудшение структуры разрабатываемых запасов нефти, в связи с увеличением запасов нефти на месторождениях со сложным строением.

Научная новизна:

Показать влияние отбора жидкости на полноту извлечения нефти в различных геологических условиях

Ключевые слова: Продуктивный пласт, дебит нефти, добывающая и нагнетательная скважина, КИН, обводненность, система ППД, пластовое давление.

Мухановское месторождение – одно из наиболее длительно разрабатываемых месторождений в Самарской области, основной особенностью которого является высокая выработанность основных по запасам залежей. Данное месторождение расположено в 100 км к северо-востоку от г. Самары. Это одно из крупнейших месторождений в Урало -Поволжье. Первая нефть получена в 1945 г. из отложений кунгурского яруса.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Нефтяная залежь пласта С₁, наиболее крупная по запасам на месторождении, залегает на глубине 2050 м. Толщина пласта С₁ изменяется от 32 до 74 м, составляя в среднем 51 м. Пласт расчленен глинистыми и алевролитистыми прослоями, в верхней части пласт представлен в основном песчаниками, монолитными пористыми с редкими прослоями более плотных алевролитовых пород. Нижняя часть пласта, наоборот, обогащена алевролитовыми и глинистыми прослоями. Нефтяную залежь пласта С₁ всюду подстилает подошвенная вода, отметка начального положения ВНК 2031,5 м.

Все действующие скважины уже обводнены, обводненность всех скважин составляет свыше 75 %. Высокодебитные скважины расположены в центральной части залежи. Эксплуатационный фонд составлял 19 скважин, в среднем отбор по скважине равен 60,2 тыс.т нефти. Фактическая плотность сетки скважин составила 35,0 га.

Закачка воды на объекте С₁ осуществляется с 1992 года через три нагнетательные скважины - 21, 56, 41. Объемы закачиваемой воды не позволяют компенсировать годовые отборы жидкости, накопленная компенсация составляет всего 14,8 %. Длительный период разработки объекта закачка осуществлялась всего через одну нагнетательную скважину.

Ниже представлен анализ продуктивного пласта Мухановского месторождения (Рис. 1 и Рис. 2)

Мухановское месторождение, (С₁ + С₁¹).

Продуктивный пласт С₁ характеризуется высокими коллекторскими свойствами: проницаемость пластов продуктивного горизонта составляет 1,028 мкм²; вязкость нефти в пл. условиях -1,7 МПа·с; подвижность нефти в пласте 0,590.

Залежь разбурена тремя рядами добывающих скважин, размещенных в сводовой части залежи.

Разработка объекта осуществлялась в условиях естественного водонапорного режима при весьма успешном контроле за выработкой запасов нефти геофизическими методами.

$$\frac{Q_{ж\text{ пл у}}}{НГЗ_{\text{пл у}}} 100\%$$

$$\frac{\sum Q_{ж\text{ пл у}}}{НГЗ_{\text{пл у}}} 100\%$$

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

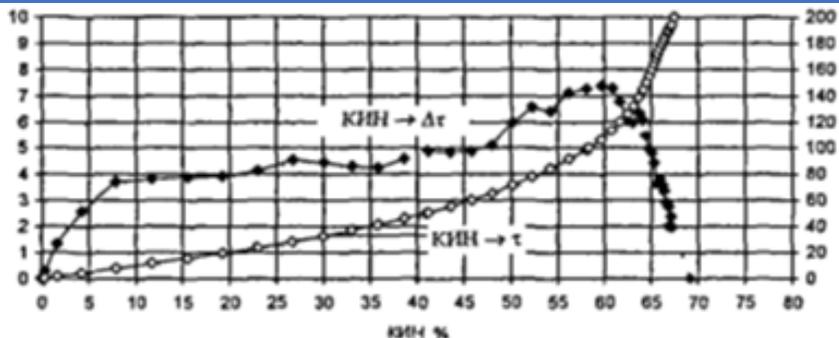


Рис.1 Мухановское месторождение $C_1 + C_1^1$

Текущая нефтеотдача по горизонту Мухановского нефтяного месторождения составляет 0,683 при высокой прокачке ($\tau = 2,06$)

Темпы промывки пласта на всех этапах разработки месторождения были высокими (4 -5 %) и на завершающем этапе достигли 7% . Судя по характеристикам промывки, нефтеотдача пласта C_1 со ставит не менее 0,7 при $\tau = 2,3-2,4$

Мухановское месторождение (C_{II} и C_{IV})

Все четыре пласта намечалось разрабатывать единой сеткой добывающих скважин и совместную закачку воды осуществить за контур.

Обеспечить равномерную выработку запасов нефти не удалось, осуществлен переход на раздельное законтурное заводнение каждого пласта.

Законтурное заводнение южных C_{IVa} и C_{IVb} пластов оказалось эффективным. Причиной низкой эффективности заводнения по верхним C_{II} и C_{III} пластов явилось значительное удаление нагнетательных скважин от добывающих

Решено по верхним C_{II} и C_{III} пластам осуществить блоковое разрезание, которое положительно сказалось на разработке объекта.

Однако обеспечить высокоэффективные процессы вытеснения нефти водой по всем пластам, участкам залежи не удалось из-за высокой литологической неоднородности пластов C_{II} и C_{III} .

Таким образом, несмотря на сравнительно высокую продуктивность пластов второго объекта Мухановского нефтяного месторождения поэтапное освоение заводнения, их высокая расчлененность и низкая подвижность нефти определили недостаточно высокую эффективность системы.

Текущий КИН составил 0,443 при прокачке - 0,99 и обводненности добываемой нефти 75,7.

$$\frac{Q_{ж\text{ пл у}}}{НГЗ_{\text{пл у}}} 100\%$$

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

$$\frac{\sum Q_{ж\text{пл}у}}{НГЗ_{\text{пл}у}} 100\%$$

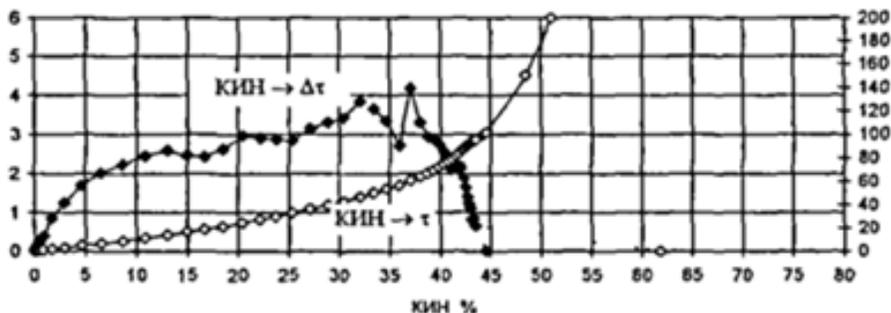


Рис.2 Мухановское месторождение (С_{II} и С_{IV})

Вывод:

В условиях поэтапного освоения месторождения и широкого внедрения мероприятий по управлению процессами заводнения необходимо осуществлять контроль и детальный анализ не только по пластам, а выделять блоки и отдельные поля.

Важнейшими показателями эффективности реализуемых систем разработки нефтяных месторождений с заводнением являются годовые темпы промывки продуктивных пластов ($\Delta\tau$), полнота промывки пластов, и величина текущей нефтеотдачи (КИН-1).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений РОССИИ I Том.

УДК

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ
НА ЕНОРУССКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

К.И. Бабицкая^{1,2}, А.В. Шитина¹

¹ *ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»,*

² *ООО «СамараНИПИнефть»*

г. Самара, Россия

anna.shitina@inbox.ru

Аннотация: Проанализированы результаты эффективности проведенных ГТМ на скважинах Енорусскинского месторождения. На основании полученных данных сформулированы основные выводы.

Ключевые слова: призабойная зона пласта (ПЗП); обработка призабойной зоны (ОПЗ); геолого-технические мероприятия (ГТМ); интенсификация добычи нефти (ИДН); повышения нефтеотдачи пластов (ПНП).

Енорусскинское месторождение открыто в 1960 г. поисковой скважиной №51, введено в опытно промышленную разработку в 1983 г., в промышленную разработку – в 1995 г.

Фактически за период 2015-2022 гг. на скважинах Енорусскинского месторождения проведено 304 геолого-технических мероприятий, относящихся к ИДН и ПНП. Перечень и технологическая эффективность от проведенных мероприятий приведены на рисунке 1[1]

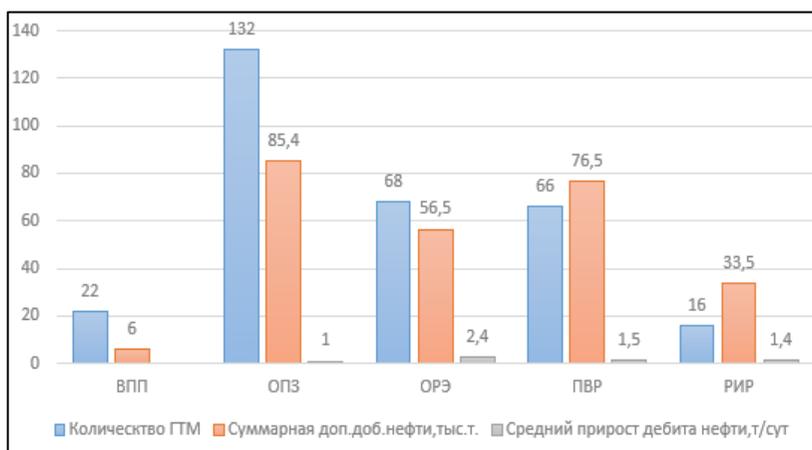


Рисунок 1 – Диаграмма эффективности проведенных ГТМ на скважинах Енорусскинского месторождения за период 2015-2022гг.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Из диаграммы эффективности проведенных ГТМ на скважинах Енорускинского месторождения за период 2015-2022гг. следует, что наибольшее количество мероприятий, в количестве 132 штук, было проведено по ОПЗ.

Но наибольший показатель среднего прироста дебита нефти достигнут по ОРЭ и составляют 2,4 т/сут.

Всего на месторождении применялось четыре технологии ОПЗ:

- при проведении СКО использовалась HCL (12 – 14%) с продавкой в пласт в 90% случаях дегазированной нефтью;

- при проведении ГКО использовалась смесь HCL (14 – 24%) с применением плавиковой кислоты HF и продавкой в пласт дегазированной нефтью;

- при применении микрокислотных эмульсий (МКЭ) использовалась смесь HCL (12 – 14%) с дизельным топливом и эмульгаторами Синол-М или СНПХ-8910 с дальнейшей продавкой в пласт дегазированной нефтью или технической водой;

- пенокислотные обработки были проведены только на карбонатных породах, на 8 скважинах. В состав данных обработок входила закачка пенонефтяной эмульсии, кислотной пены, ПАВ МЛ-80 и продавка в пласт дегазированной нефтью.

Из распределения основных параметров по ГТМ (рисунок 2) видно, что наибольшие показатели средней дополнительной добычи нефти достигнуты от СКО и МКЭ (1382 и 1184 тонны соответственно), от этих же ГТМ достигнут и наибольший средний прирост дебита нефти (2,8 и 2,7 т/сут. соответственно). Самые низкие показатели дополнительной добычи и прироста дебита нефти получены от пенокислотных обработок [4].

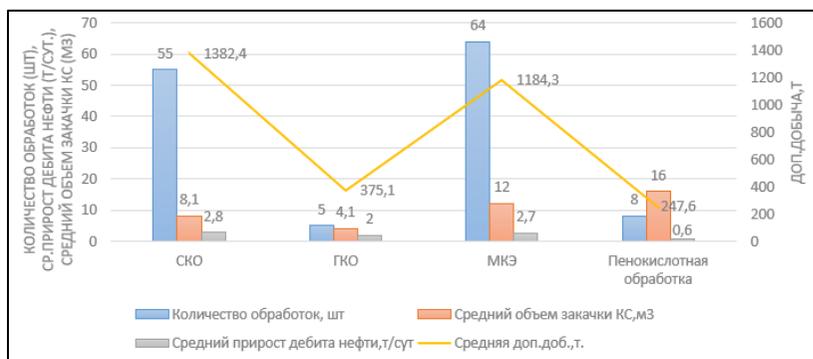


Рисунок 2 - Распределение основных параметров по ГТМ

Если провести сравнение показателей среднего прироста дебита нефти по технологиям и объектам (рисунок 3), наибольшие показатели по всем технологиям ОПЗ достигнуты на турнейском объекте. Вероятнее всего, это связано с наибольшей средней эффективной нефтенасыщенной толщиной по объектам месторождения составляющей 10,6 м. По другим объектам этот показатель ниже в 1,5 – 4 раза.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

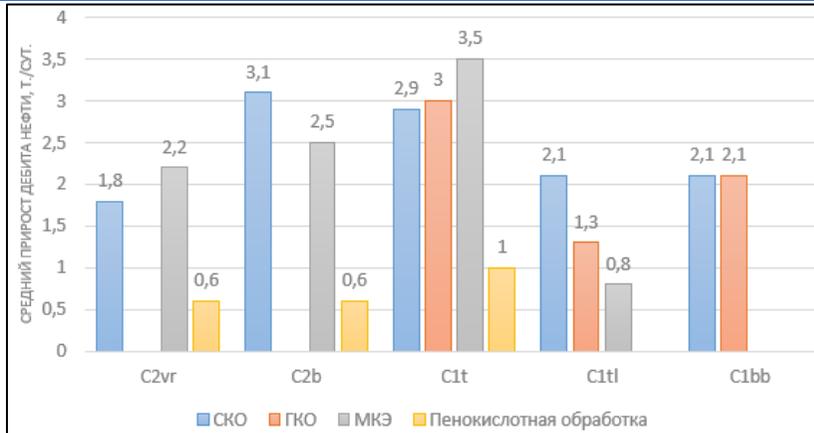


Рисунок 3 – Распределение среднего прироста дебита нефти по технологиям и объектам.

Согласно распределению среднего времени выдержки (рисунок 4), наибольшее время выдержки затрачено при проведении МКЭ на верейском и башкирском объектах, SKO и GKO на бобриковском объекте.

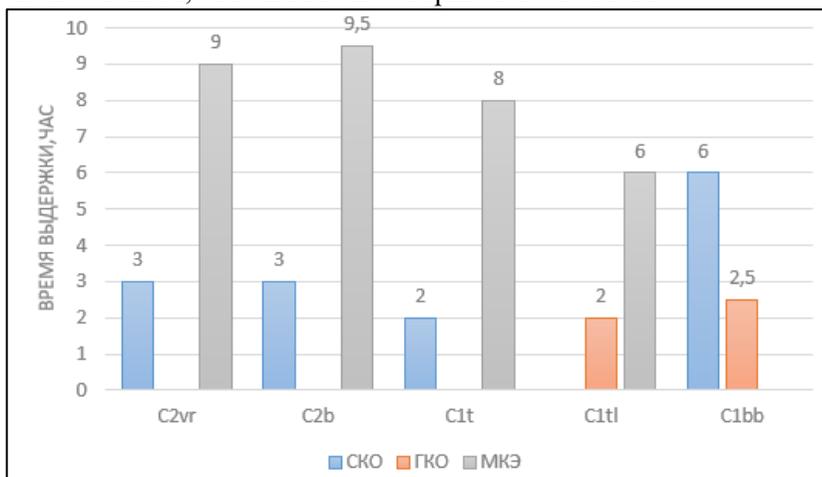


Рисунок 4 – Распределение среднего времени выдержки кислотных составов по объектам

Из распределения средней дополнительной добычи по технологиям и объектам (рисунок 5), максимальная дополнительная добыча нефти от SKO достигнута на бобриковском объекте и составила 4187 т, от МКЭ достигнута на тульском объекте и составила 3671 т, но о высокой успешности говорить преждевременно, так как было выполнено лишь по 1 обработке.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

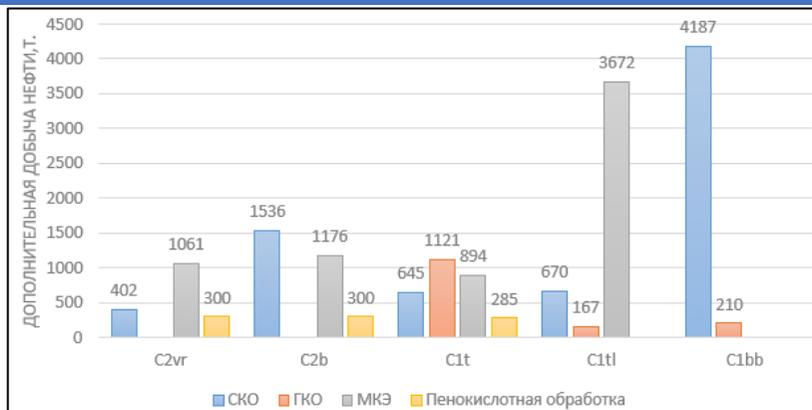


Рисунок 5 – Распределение средней дополнительной добычи по технологиям и объектам

Основные выводы по эффективности ОПЗ:

1. Основная часть обработок (93%) проводилась на карбонатных коллекторах (верейский, башкирский, турнейский) с продавкой по пласту в большинстве случаев дегазированной нефтью для облегчения дальнейшего освоения скважины.

3. По основным критериям эффективности наибольшую успешность показали SKO, средняя доп. добыча нефти составила 1382,4 т, со средним приростом дебита нефти 2,8 т/сут.

4. Пенокислотные обработки показали наименьшие показатели по приросту дебита нефти 0,6 т/сут и дополнительной добычи нефти 247,6 т, в связи с чем не рекомендуется дальнейшее тиражирование данных обработок на месторождении.

5. Наибольшие показатели среднего прироста дебита нефти по всем технологиям обработок достигнуты на турнейском объекте, вероятнее всего это связано с тем, что на данном объекте наибольшая средняя эффективная нефтенасыщенная толщина.

6. Наибольшие показатели средней доп. добычи нефти от выполненных технологий среди карбонатных отложений (верейском, башкирском, турнейском объектах) достигнуты на башкирском объекте, вероятнее всего, это связано с наибольшим временем выдержки кислотных составов на данном объекте.

ЛИТЕРАТУРА

1. Булыгина Н.Ф., Арефьев Ю.М., Антипова Т.А., Пересчет запасов нефти и ТЭО КИН Енорусскинского месторождения, Отчет КГЭ ТГРУ ОАО «Татнефть» Казань, 2021, 1-2 кн.- 625 с., 3 кн.- 366 с.
2. Глущенко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия: Изд. В 5-ти томах. – Т.4. Кислотная обработка скважин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с
3. Коцюбинский В.Л. Анализ результатов разработки и геолого-геофизических исследований залежей нефти турнейских отложений западного склона южного купола Татарского свода и Мелекесской впадины. Отчет ТатНИПИнефть, Бугульма, 2022; 254с.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН НА
ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
КЕРАМИЧЕСКОГО ПЕСЧАНОГО ФИЛЬТРА**

О.А. Грибенников¹, А.И. Кузнецов²

1 - Доцент каф. РиЭНиГМ, к.т.н

2 - студент каф. РиЭНиГМ

СамГТУ, Самара, Россия sachakuznetcov8@gmail.com

В данной статье рассматривается анализ отказов УЭЦН фонда скважин Ванкорского месторождения и предложение по повышению эффективности эксплуатации за использования керамического песчаного фильтра.

Ключевые слова: отказ, электроцентробежный насос, солеотложения, механические примеси, АСПО, эрозия, коррозия, керамический фильтр, песок.

Больше 90% скважин Ванкорского месторождения оборудованы установками электроцентробежных насосов. Многие из них эксплуатируются в осложненных условиях, при больших дебитах и большой обводненности, что осложняет процесс добычи нефти. Повышение эффективности эксплуатации скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов потенциально позволит повысить эффективность работы скважин, МРП и соответственно получить экономическую выгоду от уменьшения количества отказов на месторождении.

В сложных геолого-физических условиях основных объектов разработки Ванкорского месторождения эксплуатация УЭЦН происходит с различными трудностями. Основными видами осложнений являются:

- преждевременный выход из строя погружного электродвигателя;
- частые обрывы электрического кабеля;
- низкие значения к.п.д. насосов при перекачке высоковязких водо-нефтегазовых смесей;
- наличие в продукции скважин большого количества механических примесей;
- образование отложений углеводородных и неуглеводородных веществ;
- снижение коэффициента продуктивности пород ПЗП по результатам проведения на скважинах ремонтов с предварительным глушением;
- наличие вокруг ствола скважины слоя вечномерзлых пород;
- невысокие значения показателей МРП и «наработка на отказ».

Одновременное действие всех перечисленных факторов, естественный износ оборудования УЭЦН сильно сказываются на технологических показателях добычи нефти и вызывают необходимость проведения дополнительных геолого-технических мероприятий для восстановления производительности скважин и увеличения МРП работы оборудования.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Был проведен анализ отказов скважин работающих УЭЦН на Ванкорском месторождении за 2020-2022 г. Было установлено, что за эти 3 года было 1312 отказов. Ниже сделана диаграмма по основным причинам подъемов УЭЦН. Из диаграммы видно, что основная часть подъемов УЭЦН приходится на группу «Изоляция R-0», а именно 25% от общего числа. Также весомую часть занимают такие причины как: «ГТМ» (17%); «Нет подачи» (13%); «Прочие причины» (12%); «Вина оборудования» (11%); «Исследования» (10%); «Снижение производительности» (7%); «Клин» (5%).



Диаграмма 1 – Количество отказов, %

При подробном рассмотрении каждой из причин подъемов было установлено, что каждую их можно классифицировать дополнительно по причинам отказов, а именно:



Диаграмма 2 – Причины отказов УЭЦН

Отсюда следует, что самые большие отказы приходится на осложняющие факторы (204), выработку ресурса(248) и геолого-технические мероприятия(230).



Диаграмма 3 – Осложняющие факторы и наработка на отказ

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В данной статье предлагаются мероприятия по уменьшению количества отказов с целью повышения эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, Ванкорского месторождения.

Одна из самых основных часть отказов приходится на категорию «осложняющие факторы», а именно эрозионная агрессивность.

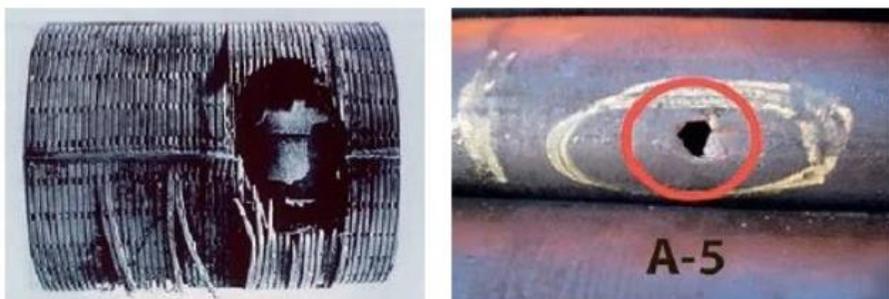


Рисунок 1 - Эрозия внутрискваженного оборудования

Для того чтобы эффективно противостоять проблемам эрозии и коррозии погружного оборудования в скважине, понадобился бы материал с твердостью такой же, как и у алмаза. Так как чем выше твердость материала, тем выше его сопротивляемость к износу. Этим критериям в полной мере соответствует такой материал как техническая керамика. Ее твердость близка к твердости алмаза, она эффективно сопротивляется износу, не подвержена коррозии в том числе в результате воздействия хлоридов, сероводорода и горячей серной кислоты. Керамика выдерживает температуры до 1800°C.

Основываясь на вышеперечисленных свойствах керамики, она была выбрана как основной элемент инновационной системы борьбы с пескопроявлениями 3M Sand Screen Solutions (системы контроля пескопроявлений 3M).

Способность керамики эффективно противостоять износу была экспериментально проверена в лаборатории. Для сравнения в тесте использовались керамические пластины и пластины из легированной стали. В качестве абразивного материала использовался песок фракции 20-40 меш (0,425-0,85 мм). Высокоскоростная струя воздуха с песком выстреливалась в пластины со скоростью 30-50 метров в секунду. Через час в пластинах из стали появилось сквозное отверстие, в то время как в керамические пластины остались в неповрежденном состоянии.

Тест на коррозию был произведен с использованием смеси концентрированных азотной и соляной кислот. Через 30 минут стальные пластины

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

практически полностью растворились в смеси кислот. Керамические пластины не подверглись коррозии, остались в исходном состоянии.

Успешное подтверждение износостойкости и устойчивости к коррозии керамических элементов позволило перейти к этапу проектирования конструкции керамического песчаного фильтра.

В основу конструкции легли керамические кольца с регулируемым зазором, который позволяет создавать различные конфигурации щелевых отверстий с размером до 150 микрон и менее, при необходимости.

Специальная форма керамического кольца на внешнем диаметре позволяет получить ламинарное течение флюида и предотвращает забивание фильтра

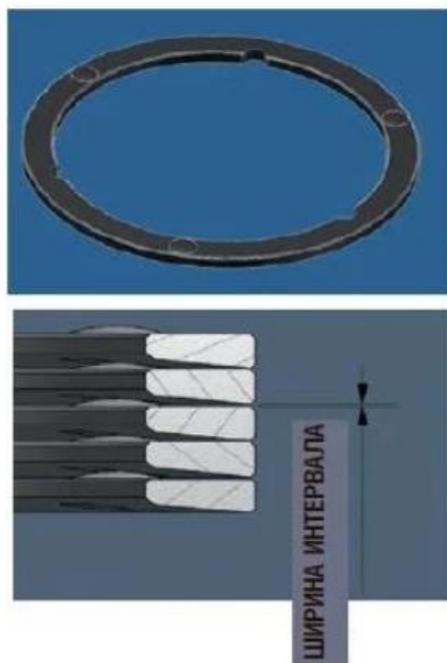


Рисунок 2 - Керамическое кольцо и стыковка колец в фильтре

Основным элементом этой системы служит керамический фильтр, который состоит из перфорированной трубы, направляющих для керамических колец, защитного кожуха для спуска фильтра в скважину, сварных резьб для соединения модулей фильтров друг с другом и с элементами системы заканчивания скважины.



Рисунок 3 – Керамический песчаный фильтр ЗМ

Возможны различные конфигурации щелевых отверстий для регулирования зазора на основании анализа гранулометрического состава твердых примесей. Также возможно создание колец с различным диаметром.

Доступны несколько типов керамических песчаных фильтров: автономный фильтр, защита регуляторов притока или ЦК (циркуляционный клапан), керамический фильтр для спуска через НКТ.

Успешность применения инновационных керамических песчаных фильтров доказана при установке в различных нефтедобывающих регионах мира. Все работы были успешными, данные анализа добычи по скважинам подтверждают добычу продукции свободной от песка на протяжении более трех лет с момента установки фильтра. Вынос песка из скважины прекращался сразу после установки керамического песчаного фильтра.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Данные по отказам фонда УЭЦН Ванкорского месторождения за 2020-2022 г.
2. Статья SPE “166092 Ceramic Screens - An Innovative Downhole Sand Control Solution for Old & Challenging Cased Hole Completions”.

УДК

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ СКВАЖИН

Э.Б. Гусейнов, Е.Г. Курбасов, А.Т. Зарипов, С.Н. Бастриков

ООО «Арктик СПГ 2», ООО «Арктик СПГ 1»

elkin-93@mail.ru, evgen.kurbasov@yandex.ru.

Аннотация: В настоящее время на «Зрелых» месторождениях отсутствует оперативная информация о расходах газа и жидкости, обводненности продукции и газоконденсатной характеристики эксплуатационных скважин в режиме реального времени.

Для определения добычных характеристик эксплуатационных скважин проводятся регулярные газоконденсатные исследования 1-2 раз в год по каждой скважине, что значительно ограничивает оперативность анализа и принятия решений по разработке залежей месторождения. Кроме того, в силу погодных условий и технических возможностей подрядных организаций, сроки могут существенно смещаться относительно плановых. Как показала практика, при дальнейшем моделировании этих месторождений, возникают сложности с заданием фактических расходов флюидов по скважинам, режимами их работы, накопленной добычей.

Ввод в разработку месторождений с малыми запасами, невысокими газонасыщенными толщами и низкой начальной газонасыщенностью требует более пристального внимания при эксплуатации скважин. На этих месторождениях трудности, обозначенные выше, обостряются. Экономическая чувствительность таких проектов к геологическим и технологическим параметрам становится выше. Отсутствие актуальной информации по скважинам значительно осложняет принятие эффективных адресных решений – корректировке режима работы скважин, распределению давлений и добычи по пластам, проведению ГТМ. Данный фактор может привести к дальнейшим негативным эффектам и усилить имеющиеся.

Оперативный инструментальный контроль технологических параметров работы скважин для последующего достижения оптимальных режимов их работы является важным шагом к снижению геологических и технологических рисков при эксплуатации таких месторождений. Увеличение охвата замерами повысит качество контроля за разработкой месторождений, прогнозирования и факторного анализа отклонений. Поэтому данное направление было рассмотрено нами как одно из перспективных.

Ключевые слова: скважина, цифровизация, внутритрубный сепаратор, расход газа и жидкости, датчики.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для решения поставленной задачи нами предложено комплексное решение, состоящее из двух систем: малогабаритных замерных устройств, устанавливаемых на каждую скважину и набора датчиков, обеспечивающих сбор телеметрии.

Замерная установка состоит из следующих элементов:

- Внутритрубный сепаратор
- Газовый расходомер (сужающее устройство)
- Жидкостный массомер
- Набор датчиков температуры и давления

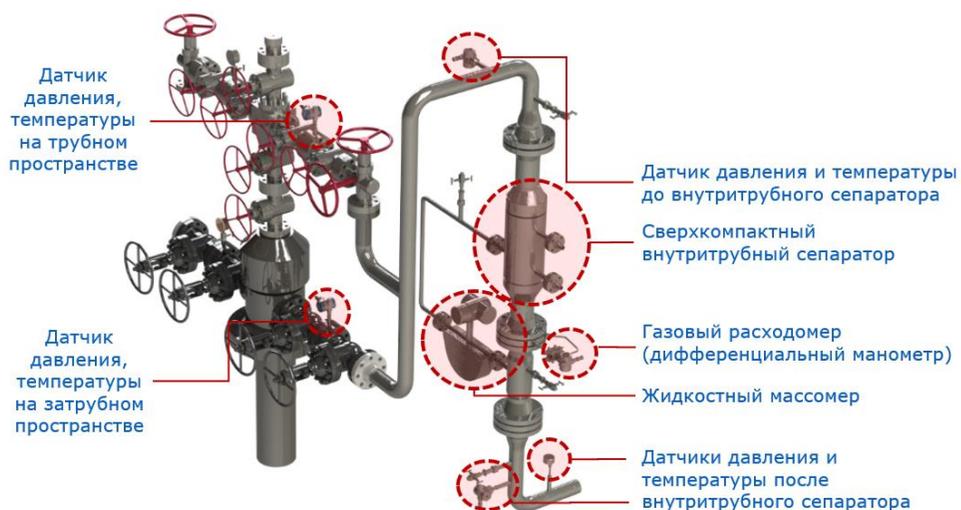


Рисунок 1. Общий вид скважины с внутритрубным сепаратором.

Система подключается непосредственно к фонтанной арматуре скважин, может устанавливаться как на каждую скважину, так и на куст, либо периодически перемонтироваться со скважин одного куста на другой.

Данная технология позволит получать оперативную информацию по добычным характеристикам скважины и передавать информацию с помощью датчиков на пульт установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

Внутритрубный сепаратор монтируется непосредственно на трубопровод через фланцевые соединения, и, таким образом, становится частью существующей системы трубопроводов.

Принцип работы внутритрубных сепараторов (Рис. 2) основан на использовании центробежных сил в аксиальном циклоне. Газожидкостная смесь закручивается в тангенциальном или лопаточном завихрителе, установленном на входе в устройство, и направляется в цилиндрический канал, в котором жидкость сепарируется на стенки канала. На стенках цилиндрического канала формируется пленка жидкости, а в приосевой зоне – поток очищенного газа. На выходе из

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

цилиндрического канала расположена разделительная секция, в которой поток разделяется на газовый и жидкостный. Все элементы сепаратора смонтированы внутри трубопровода, а его элементы изготовлены из нержавеющей эрозийной стали, подходящей для газов, содержащих агрессивные компоненты.

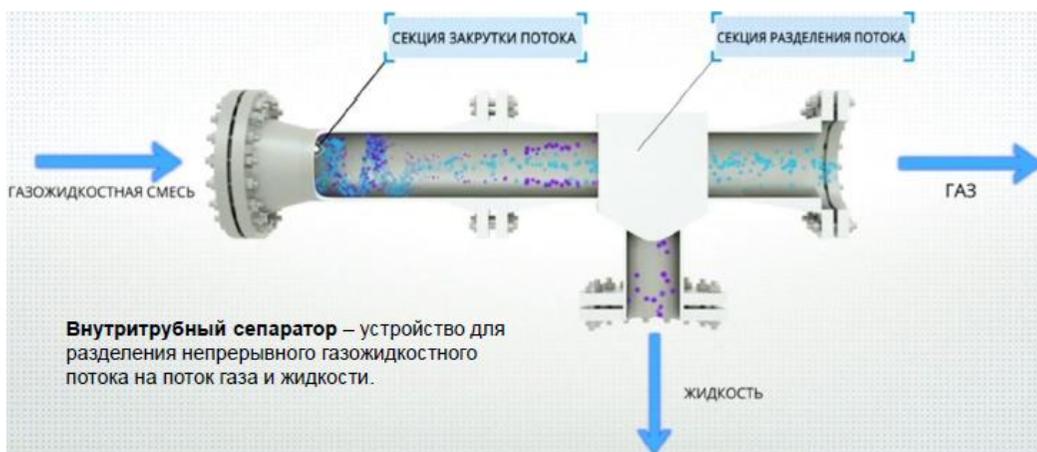


Рисунок 2. Принцип работы внутритрубного сепаратора.

В предлагаемой схеме, поток газа из внутритрубного сепаратора замеряется с помощью газового расходомера, поток жидкости с помощью жидкостного массомера. Также дополнительно на устье скважины устанавливаются датчики давления и температуры.

В качестве апробации предлагаемый скважинный комплекс измерений планируется установить на одной из эксплуатационных скважин Няхартинского НГКМ. Данное месторождение находится на значительном удалении от Юрхаровского НГКМ (более 100 км), поэтому проведение классических измерений (ГКИ) на месторождении потребует больших финансовых и временных затрат. Дополнительно, для уменьшения капитальных затрат на силовые кабели и кабели передачи данных, система подразумевает использование автономного питания блоков сбора данных и беспроводную передачу данных от Няхартинского месторождения до Юрхаровского НГКМ. Блоки сбора данных предполагается размещать на кустовых площадках, их автономное питание снимет необходимость прокладки провода от УППГ/ДКС.

Блок сбора данных будет обеспечивать доступ к данным о давлении, температуре, расхода газа и жидкости в режиме реального времени. Данные контроллеры позволяют подключить до 16 датчиков и имеют встроенный блок обработки данных и веб-сервер - используя любой браузер, можно проверять состояние системы, изменять частоты дискретизации, просматривать графики или загружать данные из встроенной памяти.

Преимущества использования этих компонент:

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Удаленный доступ позволяет дистанционно отлаживать, обновлять и изменять настройки системы
- Низкое энергопотребление - подходит для использования на альтернативных источниках энергии, в автономных системах.

Данные блоки сбора данных будут располагаться в станции автономного обеспечения (Рисунок 3). Комплекс предназначен для бесперебойного снабжения блока сбора данных электрической энергией посредством прямого разложения метанола и преобразования солнечной энергии.

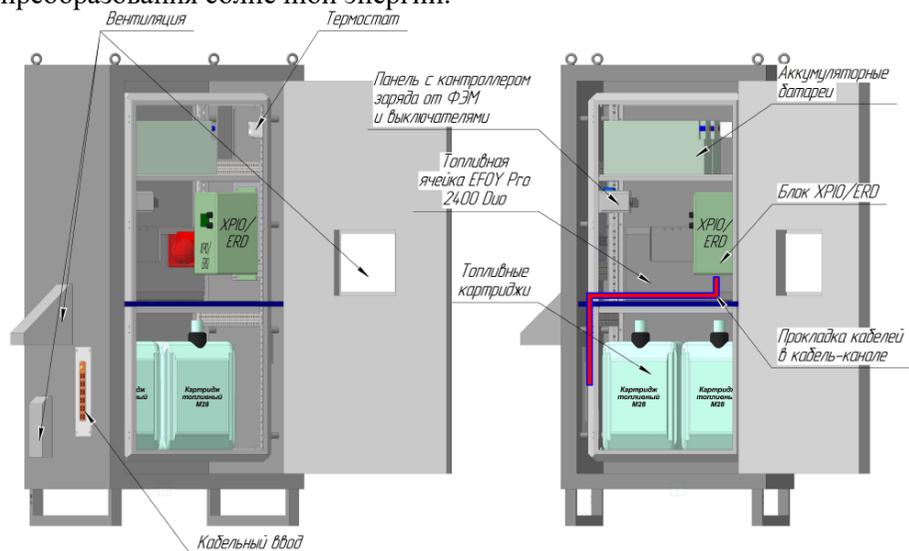


Рисунок 3. Автономный комплекс электроснабжения (АКЭ) с блоком сбора данных.

Внедрение комплексной системы замеров и телеметрии позволит:

1. **Получать в режиме реального времени скважинные данные** (давление и температура в четырех точках, расходы газа, жидкости) со всех эксплуатационных скважин месторождения;
2. **Создать базовую систему телеметрии** с возможностью дальнейшего расширения и подключения необходимых датчиков, например, забойных датчиков давления. Внедрение данных датчиков будет происходить быстрее, и потребует меньших капиталовложений. Стандарт HART, предлагаемый в рамках данной системы, широко распространен и обеспечит совместимость с дополнительными датчиками.
3. **Повысить эффективность разработки** месторождения за счет принятия своевременных решений по оптимизации системы разработки;
4. **Снизить воздействия на окружающую среду** за счет уменьшения проведения исследований скважин с выбросом газа в атмосферу.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абукова, Л.А. и др. Цифровая модернизация нефтегазового комплекса России / Л.А. Абукова, А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин//Нефтяное хозяйство. – 2017. - № 10 – С. 54-58.

2. Еремин, А.Н. Новая классификация цифровых и интеллектуальных скважин//Автоматизация и ИТ в нефтегазовой области. – 2016. - № 2 (24). – С. 20-22.
3. Промышленное производство в России. 2016: статистический сборник//Росстат. М., 2016. – 347 с.
4. Технологическое развитие отраслей экономики//Росстат [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/economydevelopment/

УДК

**МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПОДГОТОВКИ ТОПЛИВНОГО ГАЗА,
НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА «ГАРШИНСКАЯ ГКС» ООО «ИНК-
ОРЕНБУРГНЕФТЕГАЗ»**

Д.М. Поляков, Е.В. Воронин

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

dmitrii_polakov@mail.ru, tmd_man@mail.ru

Аннотация. Научная статья посвящена повышению эффективности блока установки подготовки топливного газа, на примере объекта сбора и подготовки газа «Гаршинская Газокомпрессорная станция». Рассмотрена проблематика работы блока установки подготовки топливного газа на объектах сбора и подготовки газа. Увеличение срока безаварийной эксплуатации компрессорного оборудования, за счет изменения схемы подготовки топливного газа.

Ключевые слова: Блок УПТГ, установка подготовки топливного газа, двигатель внутреннего сгорания, газокомпрессорная станция.

**METHODS TO IMPROVE THE QUALITY OF FUEL GAS
PREPARATION, USING THE EXAMPLE OF "GARSHINSKAYA GCS"
FACILITY OF LLC "INK-ORENBURGNEFTEGAZ"**

Polyakov Dmitry Matveevich

Voronin Evgeny Viktorovich

Samara State Technical University

Samara, Russia

Annotation. The scientific article is dedicated to improving the efficiency of the fuel gas preparation installation block, using the example of the gas collection and

preparation facility "Garshinskaya Gas Compressor Station." The issues related to the operating problems of the fuel gas preparation installation block in gas collection and preparation facilities are considered. Changes in the fuel gas preparation scheme are proposed to increase the equipment's non-failure operation period of compressor devices.

Keywords: Block UPTG, fuel gas preparation installation, internal combustion engine, gas compressor station.

Объектом исследования является Гаршинская ГКС. В качестве пускового газа для газопоршневого двигателя используется газ первой ступени сепарации Гаршинской УПСВ.

В настоящее время одной из актуальных проблем стабильной работы установки «Гаршинская ГКС» является качество пускового газа для газопоршневого двигателя Waukesha.

За небольшой период эксплуатации компрессорной станции, за 2022 год было получено более 19 отказов цилиндропоршневых групп, произведены ремонты с заменой цилиндропоршневых групп. Нарботка до капитального ремонта двигателя, согласно паспортным данным, составляет 40 000 часов. При эксплуатации ремонт, был произведен после того как машина отработала 34 000 часов, то есть машина наработала на 6 000 часов (15 %) меньше чем ей положено, до проведения капитального ремонта, мы уже заменили 18 цилиндропоршневых групп, есть очевидно, что причину нужно искать в качестве подготовки топливного газа.

Газ первой ступени с указанными параметрами попадает в УПТГ. Первое с чем сталкивается газ – это фильтр. Который в свою очередь состоит из двух фильтрующих элементов сетчатого каплеотбойника и циклона. Сетчатый каплеотбойник предназначен для отделения газа от капельной жидкости, капли отфильтрованной жидкости собираются в нижней части фильтра, а газ направляется в циклон в котором от газового потока отделяются твердые и взвешенные частицы. Далее газ поступает в мембранный модуль, состоящий из нескольких слоев, в котором происходит разделения газа, на тяжелый и легкий газ. Легкий газ проходит через все слои мембраны и выводится в качестве топливного газа для двигателя Waukesha, а тяжелый газ - направляется на прием компрессора K1/2. Работа двигателя приводит в действие поршневой компрессор, на прием которого подается газ второй ступени сепарации. После того как и двигатель и компрессор запущены в работу, в УПТГ подается уже не газ первой ступени сепарации, а часть сжимаемого компрессором газа второй ступени. Принципиальная схема технологического процесса представлена на (рис. 1).

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

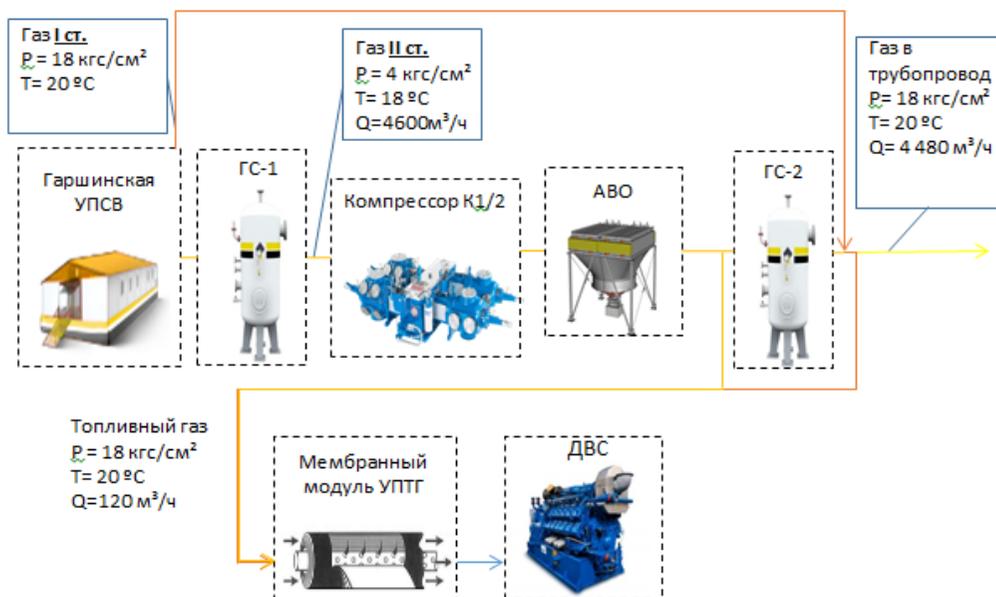


Рис. 1. Принципиальная схема Гаршинской ГКС

На (рис. 2) приведен состав газа II ступени сепарации до подготовки, а рядом состав подготовленного газа. Видно как незначительно меняется метановое число газа. Высокое содержание тяжелых углеводородов говорит нам о том, что ключевой элемент УПТГ – мембрана не выполняет свои технические функции, то есть не обеспечивает очистку от углеводородов групп C^{3+} , в следствии загрязнения перфорированной мембраны капельной жидкостью, как мы видим на (рис. 2) по результатам компонентного состава газа, отделение от тяжелых углеводородов C^{3+} не произошло. Из-за высокого содержания тяжелых углеводородов, мы получаем теплоту сгорания топливного газа, выше заданных технологических норм: 49.78 МДж/м^3 при норме в 35 МДж/м^3 . Превышение температуры сгорания, от заданных норм, отрицательно сказывается, при эксплуатации оборудования, повышая преждевременный износ оборудования.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Компонентный состав	Хим. формула	До очистки 2 ступень, %	2 ступень после очистки, существующая схема, %
Метан	CH ₄	58,55	59,16
Этан	C ₂ H ₆	23,93	23,98
Пропан	C ₃ H ₈	11,16	10,85
изо-Бутан	i-C ₄ H ₁₀	1,10	1,07
н-Бутан	i-C ₄ H ₁₀	1,94	1,72
изо-Пентан	i-C ₅ H ₁₂	0,35	0,26
н-Пентан	i-C ₅ H ₁₂	0,30	0,21
Гексан	i-C ₆ H ₁₄	0,05	0,08
Гептан	C ₇ H ₁₆	0,00	0,00
Этен	C ₂ H ₄	0,00	0,00
Пропен	C ₃ H ₆	0,00	0,00
Азот	N ₂	1,34	1,35
Кислород	O ₂	0,06	0,05
Гелий	He	0,00	0,00
Диоксид углерода	CO ₂	1,22	1,27
Угарный газ	CO	0,00	0,00
Водород	H ₂	0,00	0,00
Сероводород	H ₂ S	0,00	0,00
Вода	H ₂ O	0,00	0,00
Индекс WKI		51,42	51,93
Теплота сгорания, МДж/м ³		50,31	49,78

Рис. 2. Компонентный состав топливного газа

Таким образом из-за низкокачественного топливного газа, мы не только несем большие операционные затраты на ремонты, обслуживание ДВС, но и снижается безопасность производства, увеличивается количество вредных веществ выбрасываемых в атмосферу.

Данные проблемы можно решить следующими мероприятиями.

1) Необходимо подавать в качестве топливного газа, газ I ступени сепарации, так как в нем преобладают углеводороды C³-.

2) Для предотвращения попадания в блок УПТГ тяжелых углеводородов C³+, необходимо поставить дополнительный газовый сепаратор, который обеспечит отделения капельной жидкости входящего газа.

3) Вышедшую из строя мембрану необходимо заменить.

Эти мероприятия позволят повысить метановое число и соответственно увеличить мощность ДВС. А с ростом мощности снизится расход топливного газа.

Также решили проблему высокой теплоты сгорания газа, уменьшив содержание тяжелых углеводородов C³+. На (рис. 3) приведен сравнительный анализ состава газа, со II и I ступени сепарации газа с Гаршинской УПСВ.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Компонентный состав	Хим. Формула	До очистки 2 ступень, %	2 ступень после очистки, существующая схема, %	До очистки 1 ступень, %	1 ступень после очистки, предлагаемая схема, %	
Метан	СН ₄	58,55	59,16	72,00	79,20	→ 30%
Этан	С ₂ H ₆	23,93	23,98	15,80	13,19	} 87%
Пропан	С ₃ H ₈	11,16	10,85	6,40	1,40	
изо-Бутан	i-C ₄ H ₁₀	1,10	1,07	1,13	0,19	
n-Бутан	i-C ₄ H ₁₀	1,94	1,72	0,89	0,17	
изо-Пентан	i-C ₅ H ₁₂	0,35	0,26	0,17	0,00	
n-Пентан	i-C ₅ H ₁₂	0,30	0,21	0,13	0,00	
Гексан	i-C ₆ H ₁₄	0,05	0,08	0,07	0,00	
Гептан	С ₇ H ₁₆	0,00	0,00	0,00	0,00	
Этен	С ₂ H ₄	0,00	0,00	0,00	0,00	
Пропен	С ₃ H ₆	0,00	0,00	0,00	0,00	
Азот	N ₂	1,34	1,35	2,25	4,76	
Кислород	O ₂	0,06	0,05	0,02	0,02	
Гелий	He	0,00	0,00	0,00	0,00	
Д-д углерода	СО ₂	1,22	1,27	1,07	1,07	
Угарный газ	СО	0,00	0,00	0,00	0,00	
Водород	H ₂	0,00	0,00	0,00	0,00	
Сероводород	H ₂ S	0,00	0,00	0,00	0,00	
Вода	H ₂ O	0,00	0,00	0,00	0,00	
Индекс WKI		51,42	51,93	62,58	74,92	
Теплота сгорания, МДж/м ³		50,31	49,78	43,04	34,18	→ 31%

Рис. 3. Сравнение компонентного состава топливного газа

С реализацией предлагаемых мероприятий мы добьёмся положительных изменений по качеству топливного газа:

- повышение метанового числа топливного газа почти на 30%,
- снижения содержание тяжелых углеводородов группы C³ + на 87%,
- снижение значения теплоты сгорания газа на 31% и достижение нормативного значения до 35 МДж/м³. Ниже на (рис. 4) и (рис. 5) представлен экономический эффект данного проекта.

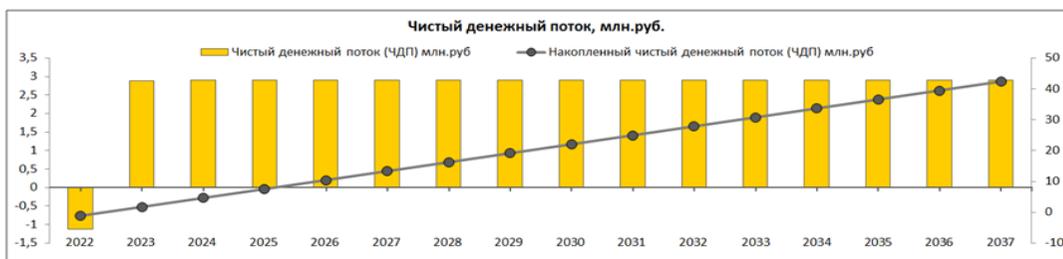


Рис. 4. Динамика чистого денежного потока

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Показатели эффективности:	ед. изм.	Всего за 15 лет
Капитальные вложения	млн.руб	1,2
Операционные затраты, в тч.	млн.руб	42,8
Затраты на электроэнергию	млн.руб	1,4
Текущий ремонт	млн.руб	36,0
Материалы, прочее	млн.руб	5,4
Экономический эффект, в тч.:	млн.руб	54,4
Текущий ремонт	млн.руб	37,5
Прочее (материалы, расход газа)	млн.руб	16,9
Чистый денежный поток (ЧДП)	млн.руб	42
Дисконтированные инвестиции (PVI)	млн.руб	1
Чистая приведенная стоимость (NPV)	млн.руб	11,34
Индекс прибыльности (PI)	доли ед.	11,36
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	20%
Срок окупаемости (DPP)	лет	1

Рис. 5. Экономические показатели

Реализация данных мероприятий позволит:

1) Улучшить условия работы ДВС, за счет повышения качества топливного газа, а именно: увеличения метанового числа, снижение теплоты сгорания газа до нормативных значений, что позволит увеличить межремонтный период работы ДВС до наработки в 40 000 часов, установленной заводом изготовителем. Добившись увеличения сроков межремонтного периода мы добьемся снижения операционных затрат на обслуживание двигателя Waukesha.

2) Увеличить эффективность работы УПТГ, за счет установки дополнительного газового сепаратора, который предотвращает выпадение капельной жидкости и досрочного выхода из строя мембранного модуля.

3) Снизить расход топливного газа, и получить дополнительную прибыль за счет утилизации сэкономленного объема газа, а также снизить выброс вредных продуктов сгорания в атмосферу.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Альтшуль А.Д., Киселёв П.Г. Гидравлика и аэродинамика (основы механики жидкости). – М.: Стройиздат, 1965. – 274 с.
2. Донец К.Г. Компрессорные установки. – М.: Недра, 1990. – 174 с.
3. Кирилловский Ю.Л., Подвидз Л.Г. Рабочий процесс и основы расчёта струйных насосов. /Труды ВИГМ. Исследования гидромашин. Выпуск 26. – М.: ВИГМ, 1960. – с. 96-135.
4. Лямаев Б.Ф. Насосы и установки. – Л.: Машиностроение, 1988. – 256 с.
5. Алексеев В. А, Воронин В. Ф., Греков Л. В. Учебное пособие. Двигатели внутреннего сгорания газопоршневого типа.

УДК 622.276.8

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССОВ РАЗРУШЕНИЯ
ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ПРИ МОДИФИКАЦИИ
СЕПАРАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

Д.А. Пащенко, М.А. Шейкина

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Dmitriy_pa@mail.ru*

Аннотация. Рассмотрены технологические решения, направленные на увеличение производительности объектов по сбросу воды и реконструкции трехфазных сепараторов путём дооснащения их коалесцирующими устройствами внутри емкости. Данное решение обеспечивает стабильную работу сепаратора за счет равномерного распределения поступающей эмульсии, создания дополнительной площади контакта с поверхностью коалесцирующего элемента и выравнивание потока во внутренней полости аппарата.

Ключевые слова: сепарация нефти, трехфазные сепараторы, промысловая подготовка нефти, коалесцирующие устройства, модернизация объектов подготовки нефти.

Топливо-энергетическая промышленность Волго-Уральской нефтегазоносной провинции является одной из ключевых в экономике нефтедобывающих регионов центральной части России. Продукция нефтяных месторождений является основой для множества видов топлива, вырабатываемых на нефтегазоперерабатывающих предприятиях, расположенных в регионе и от качества промысловой подготовки нефти зависят не только надежность работы магистральных трубопроводов, но и качественные показатели нефтепродуктов.

По состоянию на 01.01.2019 в Самарской области насчитывается 375 месторождений углеводородов, находящихся на разной стадии разработки [1]. Промышленная добыча нефти на месторождениях Самарской области ведется более 80 лет и большое количество месторождений находится на завершающей стадии разработки, с высокими темпами отбора жидкости и содержанием воды в продукции 95% и выше, в связи с чем, актуальной проблемой является перегруженность проектных мощностей объектов подготовки нефти.

Увеличение добычи жидкости на месторождениях, приводит к росту нагрузки на емкостное оборудование установок подготовки нефти и насосное оборудование, приводя к осложнениям технологического процесса и периодическому ухудшению регламентных показателей качества нефти, таких как массовая доля воды и концентрация хлористых солей [2].

**Основные технологические решения по увеличению
производительности объектов**

Из-за нестабильности газодонефтяных эмульсий, склонности их к повторному диспергированию и стабилизации (эффект «старения»), отделение воды целесообразно производить дифференцированно по всей цепочке технологической схемы, где она выделяется в виде свободной фазы. Этот подход доказано является универсальным и эффективным, так как приводит к снижению нагрузки на последующие этапы сепарации и отстоя нефти, а также на нефтеотстойники, печи нагрева, насосное оборудование и повышает их технологическую надежность, а в некоторых случаях может исключать из схемы перечисленное оборудование и способствовать оптимизации процессов (таблица 1) [3].

**Таблица 1. Технологические решения, направленные на увеличение
производительности объектов по сбросу воды**

Способы модернизации	Преимущества	Недостатки
Строительство установки путевого, предварительного сброса воды (типа ТВО или емкостного типа). Расширение парка емкостного оборудования.	-подбор оборудования под любую производительность; -обеспечение требуемого качества подтоварной воды и нефти; -установка современного, энергосберегающего оборудования.	-значительные сроки на проектирование, реализацию и капитальные вложения; -отвод земли и расширение площадки с увеличением арендных платежей.
Строительство концевой делителя фаз трубного (КДФТ).	-возможность расположения в различных местах и условиях; -универсальность оборудования.	-значительные сроки на проектирование и капитальные вложения; -показатели эффективности работы устройств зависят от физико-химических свойств продукции; -незначительная эффективность отделения воды.
Строительство установок УПСВ шурфового типа.	-простота управления технологическим режимом; - малый отвод земли для строительства.	-значительные капитальные вложения; -невысокая эффективность отделения воды.

Продолжение таблицы 1

<p>Монтаж дополнительных коалесцирующих устройств в сепарационных аппаратах.</p>	<p>- отсутствие необходимости в расширении площадки; -небольшие операционные и капитальные вложения; -короткие сроки монтажных работ; -эффективность при незначительных затратах.</p>	<p>-показатели эффективности работы устройств зависят от физико-химических свойств продукции и корректности подбора оборудования.</p>
--	---	---

Проведенный анализ показывает, что технологически качественный подбор оборудования состава сооружений, с учетом производительности как по количеству, так и по параметрам поступающей нефтяной эмульсии с учетом физико-химических и реологических свойств, позволяет решить проблему перегруженности пластовой водой и обеспечить качественную подготовку нефти на промыслах.

Для разделения трехфазной эмульсии и сброса воды применяют различного рода устройства, наиболее распространенными из которых являются трехфазные сепараторы, позволяющие выполнять следующие задачи:

- выделять нефтяной газ для дальнейшей подачи на установки подготовки газа и использования в качестве топлива, а также транспорта на газоперерабатывающие заводы;
- уменьшать перемешивание потока эмульсии и гидравлические потери давления при её перекачивании;
- производить отделение воды от нефти при добыче нестойких эмульсий;
- уменьшать колебания потока при транспортировке нефти от сепараторов первой ступени до установок подготовки нефти [4-5].

Трехфазные сепараторы типа ТФС (рисунок 1) позволяют снижать количество используемого оборудования, повышать производительность по сбросу воды и качество процессов подготовки нефти. Принцип действия состоит в том, что при разделении эмульсии на нефтяную, водную и газовую фазы, процесс деэмульсации осуществляется под действием гравитационных сил, при этом, конструкция сепаратора не позволяет обеспечить стабильность его работы в разных режимах загрузки ввиду пульсации потоков и неравномерного поступления жидкости и газа с нефтяных промыслов, а также изменяющейся обводненности потоков при разветвленной системе сбора нефти со скважин [4].

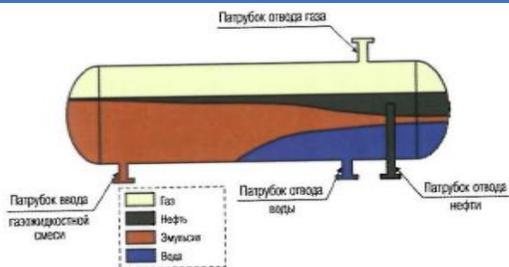


Рис.1 Принципиальная схема работы ТФС

С целью решения вышеобозначенной проблемы может применяться трехфазный сепаратор, с горизонтальной камерой дегазации для ввода смеси и вывода газа и горизонтальной камерой обезвоживания с устройствами для ввода водонефтяной смеси и вывода обезвоженной нефти и воды [7]. Камера дегазации размещена над камерой обезвоживания, камеры соединены двумя стояками, которые соединяют верхние и нижние части камер. Недостатками устройства являются то, что отделение газа происходит только в первой камере, а отсутствие каплеотбойников, повышает риск попадания жидкой фазы в газопровод.

Конструкция трехфазного сепаратора, предложенная авторами патента [8] содержит корпус, вертикальную перегородку для перелива, установленную в корпусе с разделением внутренней полости на входную и выходную секции, сообщенные между собой в верхней части корпуса. На трубопроводе подачи смеси дополнительно установлен струевыпрямитель, а конструкция отвода газа предусматривает сетчатый каплеотбойник на 1/3 высоты сепаратора. К недостаткам данного устройства можно отнести увеличение металлоемкости технологической обвязки, за счет использования двух входных штуцеров и двух трубопроводов подачи промышленной эмульсии на вход сепаратора в нижней и верхней точках внутренней полости.

Известен трехфазный сепаратор [9], который содержит горизонтальную цилиндрическую емкость с узлами ввода газо-жидкостной смеси, отвода воды и нефти, распределительно-коалесцирующее устройство, нефтепереливную перегородку и каплеуловитель. Сепаратор снабжен узлом ввода воды. Распределительно-коалесцирующее устройство выполнено в виде последовательно размещенных фильтров тонкослойного течения, состоящих из четырех секций, а нефтепереливная перегородка составлена из трех секций. Сепаратор позволяет повысить глубину деэмульсации водонефтяной эмульсии, но при этом имеет недостатки в виде большой металлоемкости внутренних устройств (таких как фильтр тонкослойного течения, фильтр трубный массообменный и фильтр пластинчатый массообменный), занимающих большую часть внутренней полости сепаратора, а также сложность их монтажа на действующих объектах.

Модифицированная сепарационная установка

Одним из целесообразных, с точки зрения технологии и экономических соображений является дооснащение имеющихся пустотелых сепараторов (трехфазные сепараторы типа ТФС) коалесцирующими устройствами, за счет их монтажа внутри емкости.

Это технологическое решение не требует значительных капитальных вложений, в том числе замены сепараторов на новые, а данная конструкция позволяет произвести монтаж и демонтаж в приемлемые сроки, исключая при этом длительный простой емкостного оборудования, и как следствие, снижая риски работы установки подготовки нефти в этот период без резерва на пределе своих возможностей, позволяя при этом увеличивать количество отделяемой пластовой воды.

Для улучшения параметров технологического режима работы ТФС в период увеличения нагрузки или в случае поступления более стабильной эмульсии разработана и может применяться модифицированная конструкция сепаратора [6]. Она включает модернизированный узел ввода жидкости, технологические узлы с коалесцирующими устройствами, вертикальную перегородку и модернизированные патрубки отвода жидкости (рисунок 2).



Рис.2 Принципиальная схема модернизированного ТФС

Разработанная конструкция обеспечивает стабильную работу сепаратора за счет равномерного распределения поступающей эмульсии, создания дополнительной площади контакта с поверхностью коалесцирующего элемента и выравнивание потока с последующим гравитационным отстоем эмульсии и отвода отделенных фаз нефти и воды. Такая конструкция позволяет минимизировать повторное перемешивание эмульсии и обеспечивает трехфазное разделение продукции.

Поступив на уровень раздела фаз, поток жидкости равномерно распределяется по объёму аппарата и поступает в узел тонкослойного течения, выполненного из набора множества пластин. Конструкцией коалесцирующего элемента предусмотрено движение потока по траектории синусоидального типа. Такое движение с учетом гидрофобных свойств материала пластин, позволяет повысить интенсификацию процесса в ходе слияния частиц мелких капель внутри подвижной среды, и обеспечить их энергией, способствующей отрыву капель от поверхности пластин для их всплытия.

Узел выравнивания потока состоит из вертикальных пластин и необходим для исключения перемешивания и повторного эмульгирования жидкости. В секции отстоя происходит окончательное отделение нефти от воды под действием гравитационных сил. Отделившаяся нефть перетекает в секцию отвода нефти и далее в нефтепровод.

Рассмотренный метод по модернизации действующих аппаратов ТФС является актуальным для нефтяной промышленности исходя из различных условий эксплуатации. В условиях наращивания добычи и перегруженности объектов подготовки нефти промысловой жидкостью, рекомендованный подход позволяет в короткие сроки обеспечить модернизацию действующего оборудования с минимальными сроками простоя, снижением капитальных затрат на реконструкцию и повышением производительности работы оборудования без ухудшения качества подготавливаемой продукции.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Справка о состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы Самарской области на 15.06.2020 – Самара: ФГБУ «ВСЕГЕИ» в рамках выполнения задания Федерального агентства по недропользованию от 26.12.2019 г. № 049-00017-20-04 – С. 2-3.
2. ГОСТ Р 51858-2020 Нефть. Общие технические условия. – Москва: Стандартинформ, 2020. – 10 с.
3. Проектирование, разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений Самарского региона: Сборник научно-технических публикаций АО «Самаранефтегаз». – Самара: Нефть. Газ. Новации, 2016. - С. 202-206.
4. Шаймарданов В. Х. Процессы и аппараты технологий сбора и подготовки нефти и газа на промыслах: учебное пособие / Под ред. В. И. Кудинова. — М.– Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2013. — 508 с.
5. Борисевич Ю.П. Подготовка нефти на промыслах: учебное пособие / Борисевич Ю.П., Алёкина Е.В., Краснова Г.З. — Самара: Самарский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2019. — 145 с.
6. Патент 156255 Российская Федерация, МПК В 01 D 19/00. Сепарационная установка : № 2015118787/05 : заявл. 19.05.15 : опубл. 10.11.15 / Гиляев Г.Г. ; Пупченко И.Н. ; Козлов С.А. ; Пашкевич К.Л. ; Кузьмин Д.А. ; Нечаев А.С. ; Борисов Г.К. ; заявитель и патентообладатель Акционерное общество «Самаранефтегаз». – 6 с.: ил.
7. Патент 139401 Российская Федерация, МПК В 01 D 17/028. Трехфазный сепаратор : № 2013154099/05 : заявл. 06.12.13 : опубл. 20.04.14 / Гершуни С.Ш. ; заявитель и патентообладатель Закрытое акционерное общество «ВНИИ Нефтяного машиностроения». – 9 с.: ил.
8. Патент 204076 Российская Федерация, МПК В 01 D 17/028, В 01 D 17/04. Трехфазный сепаратор : № 2021103928 : заявл. 17.02.2021 : опубл. 05.05.2021 / Сафин Р.Р. ; Лебедев А.В. ; заявитель и патентообладатель

Публичное акционерное общество «Татнефть имени В.Д. Шашина». – 8 с.: ил.

9. Патент 196274 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/34. Трехфазный сепаратор для разделения продукции нефтяных скважин : № 2019121725 : заявл. 11.07.2019 : опубл. 21.02.2020 / Доровских И.В. ; Булатов В.А. ; Нечаев А.С. ; заявитель и патентообладатель ПАО НК «Роснефть». – 10 с.: ил.

УДК 622.276

ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНАЯ ДОБЫЧА И ЗАКАЧКА В ОДНОЙ СКВАЖИНЕ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Д.А. Марков, О.А. Грибенников¹

ФГБОУ ВО «СамГТУ»¹

г. Самара, Россия E-mail: marikon000@gmail.com

Аннотация. В ряде случаев бурение отдельных скважин на каждый объект разработки экономически нецелесообразно. Кроме того, часто для строительства большого количества скважин имеются технические или логистические ограничения. При этом разработка пластов последовательным способом замедляет освоение запасов. В данной статье рассмотрена установка для одновременно-раздельной добычи и закачки в одной скважине .

Ключевые слова: Одновременно-раздельная добыча и закачка, месторождение, эксплуатация скважин, пласт.

Эксплуатация разных объектов одной скважиной с применением технологии одновременно-раздельной добычи и закачки способна сократить объемы бурения, обеспечить прирост добычи, ускорить ввод запасов в разработку и снизить вредное воздействие на окружающую среду.

Компоновка оборудования для одновременно-раздельной добычи и закачки предназначена для получения нефти и организации закачки в скважину путем разобщения продуктивного и нагнетательного пластов

Принцип работы компоновки (рис.1). Жидкость с верхнего объекта поступает в затрубное пространство над пакером (7), откуда производится ее отбор УЭЦН (5), после сообщения необходимого напора которым, жидкость через разделитель потоков (3) поступает в колонну НКТ 48 (1). Требуемое забойное давление для верхнего объекта задается изменением частоты работы верхней УЭЦН.

Для оценки потенциального фонда требуется руководствоваться следующими шагами:

Шаг 1. Оценка проблемы, востребованность в данном виде оборудования.

Признаки – наличие лицензионных рисков при эксплуатации двух пластов (разобщение), возможность получения дополнительной добычи с приобщаемого пласта.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Шаг 2. Оценка потенциального фонда скважин исходя из ключевых критериев использования оборудования (с учетом положительного опыта внедрения оборудования).

Шаг 3. Оценка состояния скважины (отсутствие аварийного оборудования на забое скважины, нарушения целостности эксплуатационной колонны - негерметичность, смещение э/к, и т.д.).

Шаг 4. Предварительные расчеты для оценки экономической привлекательности использования оборудования. [1]

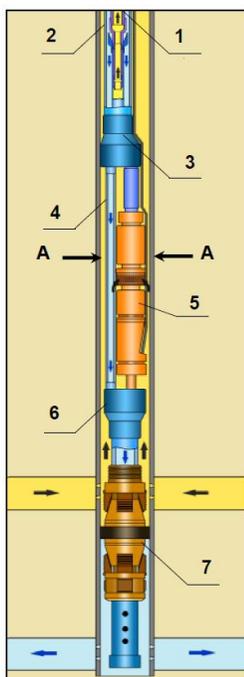


Рисунок 1 – Схема подземного оборудования скважины

1 – НКТ 48; 2 – НКТ 89; 3 – Разделитель потоков; 4 - Многотрубный байпас; 5 – УЭЦН 5 габарит; 6 – Разъединитель колонн + стыковочный узел; 7 - Пакер

Одновременно жидкость, поступающая с устья по кольцевому зазору между НКТ 89 (2) и НКТ 48 (1) попадает в разделитель потоков (3) и, далее, через трубки многотрубного байпаса (4), внутренние каналы стыковочного узла и разъединителя колонн(6), внутренний канал пакера (7) закачивается в нижний объект. [2]

Проводилось опытно-промысловое испытание данной компоновки на скважине АО «РН-Няганьнефтегаз»

Монтаж и запуск оборудования осуществлен 07.10.2020. Демонтаж оборудования осуществлен 28.06.2021 (наработка 264 сут.). После 136 суток работы был выявлен рост обводненности в добываемой продукции. Причина –

негерметичность по НКТ 89 мм (отсутствии отказа по вине завода изготовителя). По результатам ОПИ все ключевые показатели эффективности были достигнуты, [3]

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Чмырь А. В. Опытнo-промысловые испытания оборудования для одновременно-раздельной добычи нефти и закачки воды в пласт // Инженерная практика. – 2020. - №1
2. Инженерный отчет по результатам выполнения опытнo-промышленных испытаний Компоновки оборудования для одновременно-раздельной добычи и закачки ОРДиЗ-1-48-89-ЭЦН
3. Карточка результатов опытнo-промышленных испытания новой технологии

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ПРОБОК НА ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ НАСОСНО - КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН

Д.Х. Назметдинов, И.В. Царьков, К.И. Бабицкая

*ФГБОУ ВО “СамГТУ” г. Самара, Российская Федерация
E-mail: Nazmetdinov.damir@yandex.ru*

Аннотация: Авторами был проведен анализ фонда скважин Бахтияровского месторождения, за период 2019-2022г. При проведении анализа был выявлен основной фактор повышенного содержания в нефти парафина, обуславливающий осложнение при эксплуатации скважин Бахтияровского месторождения. Рассмотрены рациональные методы борьбы с АСПО для скважин, оборудованных УЭЦН.

Ключевые слова: скважина, ЭЦН, АСПО, МРП, НКТ, ГЖС.

Проведен анализ работы фонда скважин Бахтияровского месторождения. Одним из осложняющих факторов добычи нефти на месторождениях являются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) на внутренней поверхностях насосно-компрессорных труб (НКТ). Основные последствия отложений АСПО: Снижение дебитов добывающих скважин, увеличение количества отказов электроцентробежных насосов (ЭЦН), и как следствие снижение межремонтного периода (МРП). Парафинизация оборудования связана с охлаждением газонефтяного потока до температур, меньших температуры насыщения нефти парафином вследствие разгазирования пластовой жидкости и теплообмена. При движении газожидкостной смеси (ГЖС) к устью скважины снижается ее температура, нарушается фазовое равновесие отдельных углеводородов в смеси и происходит их выделение в виде твердых или мазеобразных тяжелых фракций, состоящих из парафина, смол и асфальтенов.

На данных объектах наблюдаются вышеизложенные осложнения подобного характера. Для ликвидации асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

механических примесей используется ряд разработанных мероприятий с привлечением бригад ТКРС. При выполнении работ по ликвидации асфальтосмолопарафиновых отложений сервисными компаниями проводится нормализация прохода в НКТ с применением промывки скважины, смена электроцентробежных насосов (ЭЦН). Из практики известно что данные операции для предприятия несет дополнительные затраты из бюджета компании.

Для предотвращения осложнений при эксплуатации УЭЦН на предприятии применяются различные мероприятия для борьбы с АСПО:

1. Технология подачи химического реагента с помощью капиллярной трубки. Капиллярная трубка в составе кабеля спускается совместно с УЭЦН на насосно-компрессорных трубках (НКТ). Данный метод является эффективным и несет более высокие экономические затраты.

2. Технология электропрогрева. Одним из эффективных методов профилактики и ликвидации АСПО в нефтяных скважинах является разогрев продукции скважин до температуры, исключаящей выпадение твердой фазы. Источниками тепла для такого подогревания могут быть нагревающие кабели, расположенные внутри или снаружи нефтепроводящей трубы. Требуется привлечение дополнительного инструмента и оборудования для использования данного метода.

3. Применение насосно-компрессорных труб (НКТ) с покрытием (нанесение гладких защитных покрытий из лаков, стекла и эмали), предотвращающим отложений АСПО на внутренней стенке НКТ. Данный метод является более оптимальным. Не требуется привлечение дополнительного инструмента и оборудования. Данный метод менее экономически затратен по сравнению с другими методами.

Рассмотрим применение насосно-компрессорных труб (НКТ) с покрытием (нанесение гладких защитных покрытий из лаков, стекла и эмали). Применение специальных защитных покрытий для поверхностей труб является технологическим методом предупреждения АСПО, который применяется на многих месторождениях. Различными исследованиями ученых было установлено, что шероховатость поверхности труб обсадных и подъемных колонн способствует образованию и накоплению отложений. Принятие решений об использовании НКТ с покрытиями на внутренних стенках еще на проектной стадии разработки месторождений позволит в дальнейшем замедлить накопление АСПО, которые будут легко смываться движущимся газожидкостным потоком. При изменении свойств поверхности эффект снижения скорости образования отложений достигается по двум механизмам: непосредственное снижение шероховатости поверхности труб, а также изменение полярности материала стенки. Защитные покрытия состоят из гидрофильного материала (полярного), обладающего слабой адгезионной способностью к отложениям парафина и гладкой поверхностью. В зависимости от условий эксплуатации скважины, свойств добываемой нефти и твердых углеводородов, подбирают подходящие защитные материалы. С помощью специальной установки измеряют силы адгезии отложения к поверхности материала при тангенциальной нагрузке. Сдвигающее усилие со стороны потока газожидкостной смеси должно превышать прочность сцепления АСПО с поверхностью. Таким образом было выявлено, что некоторые материалы, такие как полиэтилен, фторопласт-4, эбонит и капрон некоторых марок, со временем запарафиниваются с высокой интенсивностью.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Широко применяются полярные (гидрофильные) материалы, обладающие гладкой поверхностью, диэлектрической проницаемостью 5-8 единиц и низкой адгезией, такие как стекло и стекломали, бакелит, эпоксидные смолы, полиамиды и др. Чем выше полярность (гидрофильность) материала, контактирующего с нефтью, тем ниже адгезия АСПО с поверхностью контакта. Стекло и стекломали представляют собой полярные материалы, обладающие высокой адгезией к материалам из стали, а также низкой адгезией к парафинам.

В таблице 1 представлены некоторые материалы, которые применяются в качестве защитных покрытий НКТ от АСПО. Видно, что хорошими гидрофильными свойствами обладает хром, однако является дорогим в применении. На производстве чаще применяют эмалевое и эпоксидное покрытия, которые дешевле и технологичнее.

Таблица 1 – Свойства материалов для защиты НКТ.

Материал	Тип, марка материала	Теплостойкость, °С	Абразивная стойкость по Моссу	Интегральная гладкость, %	Диэлектрическая проницаемость
Стекло	АБ-1	400	5	100	6,7
Эмаль	3132	220	5	87	7,2
Эпоксидная смола	ЭД-40	80	2	96	4,2
Бакелитовый лак	БЭЛ	80	2	90	4,9
Сталь	...	1200	5	70	-
Алюминий	АМГ	550	3	92	-
Хром	покрытие	1600	6	100	-
Никель	покрытие	1200	6	98	-
Полиэтилен	пленка	85	2	68	2,2
Метилстирол	пленка	80	3	100	2,3
Гидрофобный лак	КО-815	150	3	100	2,6
Оргстекло	листы	85	3	100	3,6

На основании вышеизложенного делаем вывод, что проведение мероприятий по использованию насосно-компрессорных труб (НКТ) с покрытием (из лаков, стекла и эмали) на данном месторождении увеличит показатель межремонтного периода (МРП) скважин, уменьшит количество отказов УЭЦН, тем самым несет экономическую эффективность нефтегазодобывающим предприятиям, нежели

привлечение бригад ТКРС, где необходимо использовать дополнительные средства из бюджета предприятия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Иванова, Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Электронный научный журнал “Нефтегазовое дело”. - 2011. - №1. – С. 268 – 284 Андриасов Р.С., Мищенко А.М, Петров А.И. и др. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. /Под общей ред. Ш.К.Гиматудинова/. М: Недра, 1983г.
2. Никитин О., Насосно-компрессорная труба: рецепт долголетия, – 2009 (URL: <https://neftegaz.ru/science/view/425-Nasosno-kompressornaya-truba-retsept-dolgoletiya>).
3. Чифилёв С.М. Применение покрытий внутренней поверхности НКТ для защиты от отложений АСПО // Материалы XI Международной студенческой научной конференции «Студенческий научный форум» URL: <http://scienceforum.ru/2019/article/2018016991>

УВЕЛИЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН ЗА СЧЕТ ВНЕДРЕНИЯ УСТРОЙСТВА ИЗОЛЯЦИИ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ НКТ

В.А. Бормонтов, И.В. Царьков

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

Аннотация: Эксплуатация глубинно-насосного оборудования на осложненном коррозией фонде скважин. Оценка эффективности применяемых методов защиты от коррозии. Внедрение технологии изоляции негерметичности НКТ.

Ключевые слова: глубинно-насосное оборудование, увеличение средней наработки на отказ, коррозионный фонд, насосно-компрессорные трубы, устройство изоляции негерметичности НКТ.

В настоящее время существует проблема, заключающаяся в негативном воздействии коррозионно-активной среды на глубинно-насосное оборудование. Для защиты от коррозии существуют множество различных методов, основными из которых являются:

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Коррозионностойкое исполнение ЭЦН и ПЭД;
- Ингибирование – подача химических реагентов в затрубное пространство скважины;
- Трубы насосно-компрессорные с внутренним полимерным покрытием. Применение полимерных покрытий на внутренней поверхности НКТ позволяет исключить контакт агрессивной среды с телом НКТ;
- Не управляемый внутрискважинный контейнер с ингибитором коррозии – осуществляет подачу ингибитора коррозии на прием насоса.



Рисунок 1. Динамика эксплуатации УЭЦН при негативном влиянии коррозионной агрессивности в АО "Самаранефтегаз"

Эффективность данных методов составляет до 93%. Несмотря на высокую эффективность данных методов, она не дает полную защиту оборудования и, как следствие, возникают отказы ГНО, часть из которых приходится на НКТ. В настоящее время при возникновении негерметичности в НКТ осуществляется постановка бригады ТКРС. Выполняется подъем оборудования с целью смены НКТ, имеющей негерметичность. Данный метод несет большие экономические затраты и издержки, которые возникают в ходе выполнения ремонтных работ.

В настоящее время существует технология восстановления герметичности НКТ. Технология разработана отечественным производителем и позволяет продолжить эксплуатацию скважины, имеющую негерметичность. Предположительный срок службы устройства составляет 365 суток.



Рисунок 2 Схема устройства изоляции негерметичности НКТ

Принцип действия:

- Устройство устанавливается в скважину через лубрикаторную задвижку и продавливается вниз потоком жидкости, создаваемым ЦА-320;
- В процессе продвижения по НКТ давление внутри устройства и давление между транспортными манжетами одинаковое.
- При достижении точки негерметичности, вследствие перепада давления, происходит срабатывание гидравлических узлов, что способствует расширению уплотнительных манжет;
- Уплотнительные манжеты отсекают повреждение, восстанавливая герметичность НКТ;
- Проходной канал устройства открывается после установки устройства и позволяет продолжить добычу.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ограничения:

- Устройство применяется только для НКТ с диаметром 73мм;
- Колонна должна быть подготовлена для спуска устройства;
- Максимально давление при опрессовке составляет 100 атм;
- Устройство одноразовое. Повторное применение возможно после проведения ревизии и частичной замены элементов РТИ.

Существующие риски:

- Продолжение роста коррозии с последующим образованием негерметичности НКТ ниже установленного устройства изоляции негерметичности.

В настоящее время проводятся опытно-промышленные испытания устройства, цель которых доказать эффективность данной технологии.

При положительных результатах опытно-промышленных испытаний и внедрения устройства в эксплуатацию будут оптимизированы операционные затраты предприятия, увеличение СНО на целевом фонде скважин, увеличена технологичность процесса эксплуатации УЭЦН.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Информационная система: «МЕХФОНД» <https://sam-sng-meh01/>
2. Научно-производственная фирма “Фороил” <https://for-oil.ru/>
3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: “Нефть и газ” РГУ им. И.М. Губкина 2003.
4. Гафаров Н.А., Гончаров А.А., Кушнаренко В.М. Коррозия и защита оборудования сероводородсодержащих месторождений. – М.: Недра, 1998. – 437 с.

УДК 622.276

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЛЕСНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*А.А. Лукьянов¹, С.А. Булгаков¹, Н.В. Федоренко¹,
Г.А. Ковалева², В.А. Соболев³*

*1- ООО «СамараНИПИнефть», 2 - ФГБОУ ВО «СамГТУ»,
3 - АО «Оренбургнефть»)*

г. Самара, Россия E-mail: LukyanovAA@samnipi.rosneft.ru

Аннотация. Лесное месторождение открыто в 2018 году, введено в разработку в 2019 году. Скважины месторождения в настоящее время находятся в

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

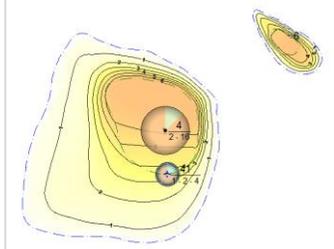
консервации, месторождение является низкорентабельным. В работе рассмотрены мероприятия для повышения эффективности месторождения.

Ключевые слова. Месторождение, эффективность, дебиты, СО-каротаж, ГТМ, экономическая оценка, добыча, разработка.

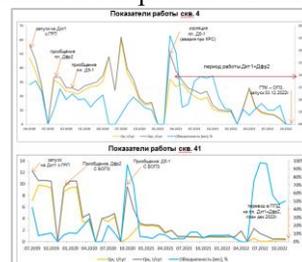
Лесное месторождение расположено в Переволоцком районе Оренбургской области. Открыто в 2018 году, введено в разработку в 2019 году. Промышленная нефтеносность: пл. Дкт1, пл.Дфр2, Д4, Д5-1. Начальные запасы нефти: геологические: 1995 тыс.т, извлекаемые 996 тыс.т, КИН 0.499 [1]. Месторождение открыто по результатам бурения поисковой скв.4, в которой при первоначальном опробовании в колонне получены фонтанные притоки нефти по пластам Дкт1, Дфр2, Д4, Д5-1. Месторождение является низкорентабельным, необходимо проработать мероприятия по повышению эффективности месторождения [2].

Эксплуатационный фонд составляет 3 скважины: №4, №41, №6. Объект Дкт1 является основным по величине запасов (55% от НИЗ месторождения). Разработка 2-мя скважинами ведется низкими темпами по причине снижения дебитов скважин. Пластовое давление согласно замерам снижено, запланирован перевод в ППД скв.№41. Выработку запасов оценить затруднительно, ввиду совместной разработки с пластом Дкт1 и отсутствием профилей притока.

Карта ОИЗ/накопленных отборов



Показатели работы скважин



По результатам анализа ПЗ выявлены возможные перспективы пермских отложений, верхнего карбона, окских, радаевских и турнейских отложений (Р3-443 тыс.т, Р5-32 тыс.т, С3-149 тыс.т, С3-1-53 тыс.т, С3-2-132 тыс.т, С3-3- 154 тыс.т, О1-83 тыс.т, О4-89 тыс.т, О5- 26 тыс.т, О5а-15 тыс.т, О6-177 тыс.т, С2-135 тыс.т, Т1-20 тыс.т, Т2-23 тыс.т, Дф1-25 тыс.т, Дф2-48 тыс.т, Дкт1-62 тыс.т). Всего возможные перспективы составили 1666 тыс.т.

Рекомендации по проведению СО-каротажа

Оценка	Характер насыщения по СО-каротажу			Необходимо провести СО-каротаж	Рекомендации по испытанию	
	Пласт	НИЗ, тыс.т	Скв.4 Скв.41 Скв.6			
Р3	443	нефть/вода		скв.6	да	по результатам СО-каротажа скв.6
Р5	32	вода				
С3	149					
С3-1	53			скв.6	да	по результатам СО-каротажа скв.6
С3-2 верх	132					
С3-3	154					
О1	83			скв.4	да	по результатам СО-каротажа скв.4
О4	89	вода				
О5	26	вода				
О5а	15	вода				
О6	177					

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

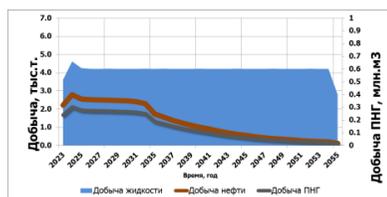
Программа ГТМ

№ п/п	№ скв.	Текущее состояние	Вид ГТМ	Описание работ	Пласт после ГТМ	Q жидк.	Q н	Обе	Q прием.	Приоритет	Варианты расчета добычи
						мл/сут	т/сут	%	мл/сут		
1	4	б/д тг	ОПЗ	ОПЗ раздельно по пластам Дкт1 и Дфр2-выполнено 3.12.202г. Скважина остановлена 13.12.22г. – из-за высокого Рлик, на сезонную консервацию	Дкт1, Дфр2	25	13.0	33		1	1 и 2
2	4	б/д тг		Мониторинг влияния закачки от скв. 41. При простое скважины – длительная ИДП по ТМС, после запуска – контроль параметров Ндм, Разб, дебит, обводненность	Дкт1, Дфр2					1	
3	41	д	перевод в ППД	Перевод в ППД на пл. Дкт1, Дфр2 - для скв.4, обустройство, закачка от ВЭС	Дкт1, Дфр2				50	1	1 и 2
4	41	д		После выхода на режим под закачкой – ГИС, профиль приемности	Дкт1, Дфр2					1	
5	6	конс.	ВПН	Расконсервация, СО-каротаж по пласту Дкт1. Дкт-2 в интервале 3460-3520м. По результату доп.рав нефтенасыщ. интервалов. Ввод в эксплуатацию на пл. Дкт1.	Дкт1	13	5.6	44		2	2
6	6	конс.	Прочий КРС	СО-каротаж по пластам Р3, Р5, С3. По результату принятия решения о испытании	Р3, Р5, С3					2	
Итого											
						1 вариант	25	13.0	50		
						2 вариант	38	18.6	50		

ВНС не рассматриваются ввиду нерентабельных запускных дебитов.

Рассчитаны уровни добычи для 2 вариантов со сценариями дальнейшей разработки месторождения: 1й- (ГТМ скв.№4, №41), 2й(ГТМ скв.№4, №41, №6).

1й



2й



По результатам анализа выявлены возможные перспективы пермских отложений, верхнего карбона, окских, радаевских и турнейских отложений. Рекомендовано проведение СО-каротажа и испытания данных объектов в существующих скважинах. По результатам экономической оценки принято решение о разработке месторождения согласно 2му сценарному варианту.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ООО «СамараНИПИнефть», Технологическая схема разработки Лесного нефтяного месторождения Оренбургской области.
2. К. А. Клещев волго-уральская нефтегазоносная провинция/Большая российская энциклопедия 2004–2017

УДК 665.614

МЕТОДЫ МАГНИТНО-ИМПУЛЬСНОЙ ОБРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ
ЭМУЛЬСИЙ И НЕФТЕШЛАМОВ

Е.В. Струков, М.Я. Кузина, Е.Н. Невольских

*Югорский государственный университет
г. Ханты-Мансийск, Российская Федерация
E-mail: 20strukov03@mail.ru; m_kuzina@ugrasu.ru*

Аннотация: Изучены применяемые методы магнитно-импульсной обработки по борьбе с нефтешламами и водонефтяными эмульсиями (далее - ВНЭ) в резервуарах сбора и подготовки нефти. Рассмотрено их влияние на данные образования. Исследованы итоговые продукты после проведения предложенных обработок.

Ключевые слова: нефтешлам, водонефтяная эмульсия, магнитно-импульсная обработка, резервуар.

Введение

Актуальность: Одной из проблем при подготовке и хранении нефти на месторождениях является образование ВНЭ и нефтешламов, в результате чего часть нефтяного сырья попадает в отходы. Поэтому на предприятиях востребованы методы, позволяющие разрушать данные образования и разделять нефть и воду в системе сбора.

Цель: Изучить возможности применения методов магнитно-импульсной обработки для борьбы с ВНЭ и нефтешламами.

Данные образования возникают при взаимодействии нефтяных углеводородов с влагой, механическими примесями, кислородом воздуха, незащищёнными стенками резервуаров [1]. В результате таких процессов в осадок выпадают коллоиды из высокомолекулярных соединений нефти, минеральных частиц различного состава и пластовой воды. При этом часть нефтепродуктов окисляется, а полезная ёмкость резервуаров сокращается.

Одним из способов борьбы с данными образованиями является использование магнитно-импульсной обработки (далее - МИО). В случае нефтяных эмульсий с помощью МИО можно улучшить качества эмульсии путем разделения нефти и воды [2,3].

Всего существует несколько основных видов МИО, которые применяются для обработки ВНЭ и нефтешламов:

1. Высокочастотная магнитная обработка. Может быть использована для разделения нефти и воды и повышения текучести эмульсии.
2. Магнитная обработка жидкостей. Может использоваться для разделения нефти и воды и удаления загрязнений.
3. Магнитное фильтрование. Может использоваться для удаления металлических частиц и других магнитных загрязнений из нефтяных эмульсий.
4. Магнитная сепарация. Может использоваться для разделения нефти и воды, улучшения качества эмульсии и удаления остаточной нефти.
5. Магнитно-вихревая обработка (МВО). Эффективный метод для разделения карбонатных ВНЭ и для удаления мехпримесей и суспензий.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

После изучения образцов нефтешламов, взятых из промысловых резервуаров (рис.1 а-в), было установлено, что данные образования формируются вследствие коагуляции воды и нефти на кристаллах карбонатных солей.

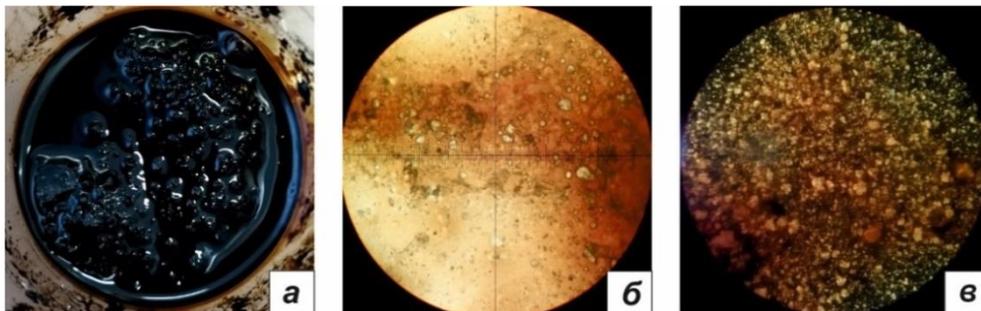


Рисунок 1. А) – нефтешлам, отобранный из резервуара. Видны агломераты, слипшаяся упругая масса. 1 б) и в) – под микроскопом с увеличением $\times 100$ видны многочисленные округлые образования, агломераты тонкодисперсных частиц, размерами в несколько микрометров.

Среди рассмотренных методов магнитно-импульсной обработки ВНЭ и нефтешламов наиболее эффективным является МВО (рисунок 2).



Рисунок 2. Аппарат для магнитно-вихревой обработки.

Процесс МВО обычно включает следующие шаги:

1. Подготовка эмульсии: нагрев, дополнительная фильтрация или добавление реагентов для большей эффективности.
2. Подача эмульсии в камеру обработки.
3. Воздействие магнитного поля. Магнитное поле создается с помощью постоянных или электромагнитных магнитов.
4. Образование вихревых токов, которые приводят к турбулентности жидкости и разделению компонентов эмульсии. Размер и интенсивность вихревых токов зависят от мощности и конструкции установки.
5. Выход обработанной жидкости из камеры.

Т.о. мы считаем наиболее перспективным в дальнейших опытах использовать МВО для обработки карбонатных ВНЭ и нефтешламов, а также попробовать комбинировать её с другими методами МИО, например, магнитной сепарацией или магнитной фильтрацией, для большей эффективности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дубовцев Д.А., Алляров У.Э., Абдрахманова Э.Н. Нефтешлямы: хранение и накопление. Вопросы безопасности и утилизации. Нефтегазовое дело. – 2019. – № 5. – С. 31-47.
2. Борисов М.И. Магнитная обработка нефти. Природа воздействия. Журнал «Integral». – 2020. – №6. – С. 8-14.
3. Голубев И.А. Практика применения аппаратов магнитной обработки для интенсификации процессов первичной подготовки нефти. Записки Горного института. – 2020. – Т. 245. – С. 554-560.

УДК 622.276

МЕТОДИКА ЧИСЛЕННОЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

М.А. Терехин¹, А.А. Фокин¹, С.А. Булгаков^{1,2}, В.И. Соболев³

*ООО «Самара НИПИнефть»¹, ФГБОУ ВО «СамГТУ»², АО
«Оренбургнефть»³*

г. Самара, Россия, E-mail: TerekhinMA@samnipi.rosneft.ru

Аннотация. Разработка месторождений тесно связана с накоплением большого объема геологических параметров в базах данных компаний недропользователей, их изменения во времени. В таких условиях ключевой задачей недропользователя является принятие эффективных, оперативных и своевременных управленческих решений по разработке нефтяных месторождений. Решение данной задачи предполагается через разработку критериев оценки качества разработки месторождений пофакторно.

Ключевые слова: Недропользователь, разработка месторождений, степень выработки запасов, темп падения базовой добычи, геофизические исследования скважин.

Основной задачей данной работы является повышение качества и оперативности принятия решений по управлению разработкой нефтяного месторождения основанной на численной методике.

За основу механизма оценки эффективности разработки месторождений принимается коэффициентный метод [1], физика которого заключается в выявлении коэффициентов, характеризующих определенные параметры разработки [2]. Набор критериев определяется в результате анализа накопленных геологических данных за исторический период разработки по 110 нефтяным месторождениям Оренбургской области, входящих в состав Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

В результате анализа определены три группы критериев изменение которых зависит от качества и своевременности принятия решения инженером-разработчиком:

1. Геология;
2. Разработка;

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

3. Инфраструктура.

Для расчета итогового интегрального коэффициента эффективности разработки используются весовые показатели:

$$K_{\text{эфф. разраб}} = K_{\text{геол}} * \text{вес}_{\text{геол}} + K_{\text{разраб}} * \text{вес}_{\text{разраб}} + K_{\text{инфр}} * \text{вес}_{\text{инфр}} \quad (1)$$

Весовые коэффициенты распределены на основании анализа вклада каждого коэффициента в определение итогового показателя и установлены на уровне геология – 30%, разработка – 60%, инфраструктура – 10%.

Раздел геология.

Оценка геологических показателей основана на расчете коэффициента выработки запасов.

Коэффициент выработки запасов ($K_{вз}$) определяется как отношение степени выработки месторождения к текущей обводненности. Характеризует эффективность разработки месторождения с точки зрения вовлечения запасов [3].

$$K_{вз} = (1 - \text{ТИЗ} / \text{НИЗ}) / \text{Обв} \quad (2)$$

ТИЗ – текущие извлекаемые запасы;

НИЗ – начальные извлекаемые запасы;

Обв – обводненность.

Раздел разработка.

Коэффициент темпа падения ($K_{тп}$, вес – 25%) – определяется в зависимости от темпа падения базовой добычи (отношение базовой добычи нефти текущего года к валовой добыче нефти прошлого года). Характеризует эффективность разработки месторождения действующим фондом скважин в сложившейся системе разработки.

$$K_{тп} = 1 - \frac{Q_{\text{баз.т.п.}}}{Q_{\text{вал.п.г.}}} \quad (3)$$

$Q_{\text{баз.т.п.}}$ – добыча нефти декабря текущего периода;

$Q_{\text{вал.п.г.}}$ – добыча нефти декабря прошлого года.

Коэффициент ГТМ ($K_{гтм}$, вес – 25%) – определяется как отношение дополнительной добычи нефти к валовой. Характеризует эффективность разработки месторождения с позиции активности выполнения ГТМ.

$$K_{гтм} = Q_{\text{доп.д.}} / Q_{\text{вал.д.}} \quad (4)$$

$Q_{\text{доп.д.}}$ – дополнительная добыча от ГТМ;

$Q_{\text{вал.д.}}$ – валовая добыча.

Коэффициент эффективности закачки ($K_{эфф.з.}$, вес – 30%) – определяется на основе текущих параметров работы месторождения. Характеризует эффективность организованной системы ППД на месторождении. Коэффициент определяется на основании значения накопленной компенсации и наличия потенциала прироста по нефти за счет восстановления пластового давления согласно анализа текущего режима элемента заводнения.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Коэффициент полноты и качества исследований (Кпки, вес – 20%) определяется, как среднее арифметическое коэффициентов исполнения запланированных исследований скважин (Кисп) и качества исследований (Ккач). Характеризует эффективность разработки месторождения с точки зрения изученности действующего фонда [4].

$$K_{пки} = \frac{(K_{исп} + K_{кач})}{2} \left\{ \begin{array}{ll} K_{исполнения} = \frac{N_{факт}}{N_{проект}} & (\text{если } N_{факт} \leq N_{проект}) \\ K_{исполнения} = 1 & (\text{если } N_{факт} \geq N_{проект}) \\ K_{качество} = \frac{\sum_{i=1}^n (m_i)}{5n} & m_i = \frac{\sum_{j=1}^n \text{Коценка}_{ij}}{n} \end{array} \right. \quad (5)$$

Кисполнения характеризует степень выполнения запланированных исследований;

Ккачества определяет достоверность полученных результатов исследований.

Коценка – оценка качества каждого из типов исследований скважин (принимается экспертно);

$N_{факт}$ – фактическое число проведенных исследований;

$N_{проект}$ – планируемое число исследований;

m_i – значения критериев качества исследований;

n – число исследований.

Коэффициент инфраструктуры (Кинфр, вес – 10%) определяется на основе информации о состоянии инфраструктуры месторождения и ее совершенства. Коэффициент Кинфр отражает наличие или отсутствие рисков по превышению проектной производительности, оценивается экспертно по трем категориям, наличие незапланированных инфраструктурных ограничений, наличие запланированных ограничений, отсутствие ограничений.

При расчете интегрального коэффициента эффективности разработки месторождения значение всех составных коэффициентов нормируются на 1.

Таким образом численная оценка эффективности разработки месторождений позволяет выполнить рейтинг месторождений в разрезе одного недропользователя, в разрезе региона или нефтегазоносной провинции, или на федеральном уровне в разрезе оценки разных недропользователей. Потенциальными пользователями данной методики являются блоки главного геолога непосредственно недропользователя, а так же ЦКР при оценке решений различных недропользователей и составления рейтинга таковых.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. М.: Высшая школа, 2003. 480 с.
2. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Расчеты в условиях риска и неопределенности в нефтегазовых технологиях. Тюмень: Тюменский гос. ун-т, 2004. 47 с.
3. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. Ижевск: Ин-т комп. исследований, 2008. 668 с.
4. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений. Печора, 2002. 894 с.

**ПРИМЕНЕНИЕ ПОКРЫТИЙ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ НКТ ДЛЯ
ЗАЩИТЫ ОТ ОТЛОЖЕНИЙ АСПО НА КРЮКОВСКОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ**

П.И. Рыгалов, К.И. Бабицкая

*ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Аннотация

В данной работе рассматривается актуальность борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями. В качестве совершенствования методов борьбы рекомендуется применение защитных покрытий на внутренних стенках насосно-компрессорных труб.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, факторы, влияющие на образование АСПО, механизм образования АСПО, методы борьбы с АСПО.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна для нефтегазодобывающих организаций в Российской Федерации. Современная эксплуатация нефтегазовых месторождений характеризуется существенным осложнением добычи нефти вследствие увеличения доли трудноизвлекаемых запасов, роста фонда скважин с различными видами осложнений за счёт выпадения солей, асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), гидратов, обводнения и эмульгирования скважинной продукции наряду с тенденцией снижения эффективности проводимых работ в данных направлениях.

Одной из проблем, вызывающих осложнения в работе скважин при добыче нефти, а также в работе нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций являются АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения. Накопление АСПО в проточной части нефтепромыслового оборудования, а также внутри труб приводит к уменьшению межремонтного периода работы скважин, снижению производительности системы, снижению эффективности работы насосных установок. АСПО – сложная углеводородная смесь, которая состоит из парафинов, асфальто-смолистых веществ (АСВ), силикагелевой смолы, воды, масел, механических примесей. Парафины (20%-70% по массе в АСПО) – являются углеводами метанового ряда, находятся в нефти в растворенном состоянии.

Во время эксплуатации нефтяных добывающих скважин одной из важных проблем, является скопления асфальтосмолопарафинистых отложений на внутренней стенке насосно-компрессорных труб (НКТ), которые оседая на стенках труб забивают их проходное сечение, тем самым уменьшая дебит скважинной продукции и увеличивая нагрузку на установку электроцентробежного насоса.

Применение внутренних защитных покрытий НКТ позволяет продлить срок службы НКТ, увеличить их коррозионную стойкость, снизить скорость отложения АСПО на внутренней части труб, увеличить межремонтный период скважин,

снизить потери добываемой жидкости при добыче, а также уменьшить проведение технологических операций таких как - термическая обработка горячей нефтью и механическая обработка скребками различных конструкций.

В качестве совершенствования технологии борьбы с АСПО рекомендую применять НКТ с внутренним защитным покрытием (ВЗП) Majorpack MPLAG17T. Основная цель применения данного покрытия является борьба с АСПО и продление жизненного цикла НКТ до окончательной отбраковки.

Majorpack – это полимерное покрытие на внутренней стенке НКТ, оно предназначено для использования в средах осложненных АСПО. Данный состав имеет антикоррозийные свойства и температурный режим работы в диапазоне 110 - 130 °С.

В качестве применения внутреннего защитного покрытия рассмотрим скважину №56 Крюковского месторождения. Скважина находилась в отработке 224 суток, при подъеме НКТ из скважины был обнаружен большой объем АСПО расположенных внутри трубы, из-за чего образовалось маленькое проходное сечение, что отрицательно влияло на объем добываемой жидкости. Так же ежемесячно в скважине проводились мероприятия по промывке НКТ горячей нефтью, пуску механических скребков и подаче химических реагентов.

В результате было принято решение о нанесении на внутреннюю стенку НКТ защитного покрытия Majorpack MPLA17. После нанесения ВЗП на НКТ скважины №56 скважину вновь запустили в работу. По состоянию на 01.01.2023 г. скважина отработала 242 суток, дебит добываемой скважинной продукции увеличился на 40% (с 112 м³ до 189 м³). Технологические операции уменьшились на 75%. Подача химических реагентов в скважину - отсутствует. Погружное оборудование работает с меньшей нагрузкой.

Можно сделать вывод, что внутреннее защитное покрытие Majorpack MPLA17 показывает высокую эффективность и в дальнейшем его можно рекомендовать для применения на скважинах Самарской области.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Крюковского нефтяного месторождения Самарской области», 2021 г.
2. Шуголь А.А. Опыт применения защитных решений Majorpack на коррозионном добывающем фонде и скважинах системы ППД // Инженерная практика. –№4.-2017.-С. 18-22
3. Щелконогов С.М. Majorpack – опыт применения защитных систем НКТ// Инженерная практика. -№4.-2016.-С. 56-63.

МЕТОД ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ С ПРИМЕНЕНИЕМ
ПЕНОКИСЛОТНЫХ СИСТЕМ

К.И. Бабицкая^{1,2}, С.Н. Пожидаева^{1,2}

¹*Самарский государственный технический университет*

²*ООО «СамараНИПИнефть»*

Самара, Россия

PozhidaevaSN@samnipi.rosneft.ru

Аннотация. В данной статье рассмотрен метод обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) пенокислотным составом. Развитие, исследование и применение новых видов интенсификации добычи нефти является актуальной задачей на сегодняшний день.

Ключевые слова: нефтеотдача, призабойная зона пласта, пенокислотный состав.

В процессе длительной эксплуатации скважины коллекторские свойства призабойной зоны пласта ухудшаются по ряду причин: выпадение солей, смол, парафинов и/или продуктов коррозии, образование стойких эмульсий и др.

Одним из распространенных способов обработки ПЗП является применение соляной кислоты. При классических многократных кислотных обработках соляная кислота проникает в одни и те же высокопроницаемые интервалы ПЗП. Для наиболее глубокого проникновения соляной кислоты вглубь пласта применяются пенокислотные обработки (ПКО) скважин. Сущность этих способов ОПЗ заключается в том, что в пласт закачивается нетрадиционный водный раствор соляной кислоты, а аэрированный раствор поверхностно-активных веществ (ПАВ) в соляной кислоте в виде пены.

Технология пенокислотной обработки, разработанная во ВНИИнефть под руководством В.А.Амияна, получила развитие и внедрение в 80-х гг. прошлого века. За рубежом использование пенокислот для интенсификации притока нефти началось в 60-е гг. прошлого века. В настоящее время это одно из перспективных направлений развития техники и технологий стимуляции скважин, эксплуатирующихся при средних и низких пластовых давлениях в плотных трещинно-поровых и кавернозных карбонатных отложениях.

Одной из продуктивных технологий является технология азотнопенокислотного воздействия. Её суть заключается во временном закупоривании высокопроницаемых зон, таким образом, в разработку вовлекаются продуктивные пропластки с пониженной проницаемостью. В скважину закачивается аэрированное поверхностно-активное вещество (ПАВ), а уже после — кислота с пенообразователем. Образование пены осуществляют, как правило, на поверхности или непосредственно на забое (путем закачки жидкости по кольцевому пространству и газа по колонне НКТ). Применяемые пенокислоты состоят из 65...85 % азота, 0,5...1,0 % ПАВ, 0,4...1,0 % ингибитора коррозии, остальное – жидкая фаза. Могут содержать 0,2...0,6 % углеводородных пенообразующих веществ

Технология обладает следующими преимуществами:

- пенный отклонитель формируется непосредственно в призабойной зоне;

- реагирование с породой в сравнении со стандартной обработкой соляной кислотой увеличивается на 45 % и достигает порядка 95 %, время эффективного воздействия — до 20 часов благодаря ингибиторным свойствам азота, долгое время подавляющим процессы окисления;
- легкое извлечение продуктов реакции из обрабатываемой скважины (в том числе твердых кольматантов), сокращение времени освоения;
- значительное увеличение охвата пласта воздействием за счет повышения вязкости пенокислоты, обработка не способствует дополнительному вымыву каверны в интервале перфорации, а имеет глубокое проникающее действие в пласт, как следствие — длительный эффект.

Однако, нужно учитывать, что пены, как и другие дисперсные системы, являются термодинамически неустойчивыми.

На стабильность пены влияют тип и концентрация ПАВ, энергия смешивания, качество пены (чем меньше средний размер у пузырьков, тем большую вязкость она имеет; такая же зависимость для однородности их размера). Успешность технологии — правильное газосодержание пены (степень аэрации) и скорость ее закачки. Наиболее интенсивно нейтрализация кислоты происходит при малых степенях аэрации. При росте степени аэрации снижается скорость нейтрализации кислоты, вследствие чего радиус проникновения ее в активном состоянии увеличивается.

Как правило, применяются следующие ПАВ: сульфанола, ДС-РАС, ОП-10, ОП-7, катапин-А, дисольван и другие. Оптимальные по замедлению реакции добавки ПАВ к раствору кислоты составляют от 0,1 до 0,5 % от объема раствора. Так, для снижения коррозионного действия кислотной пены до уровня коррозионной активности обычной 15–25 %-й кислоты рекомендуют использовать катапин-А в количестве 0,1 %.

Успешность и эффективность обработок зависит от геолого-технических факторов (выбор скважины-кандидата, пористость коллектора, тип коллектора, глинистость и т.д.);

технических и технологических особенностей (объемы закачиваемых кислотных реагентов, пенообразующих композиций, кратность пены, степень аэрации, рецептура состава, репрессии на пласт, закачка отклонителей, чередование порционных закачек пены и кислоты)

Таким образом, можно с уверенностью сказать, что применение пенокислотных систем является эффективной технологией интенсификации добычи нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пеньковский В. И., Корсакова Н. К., Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Разработка целиков нефти при воздействии на пласт химических реагентов // ПМТФ. — 2013. — Т. 54. — № 3. — С. 87 – 94.
2. Телин А.Г. Комплексный подход к увеличению эффективности кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах. – М.: Нефт. хоз-во, 2001. – № 8.– С. 69–74.
3. А.Ю. Дмитриева, М.Х. Мусабиров Микроскопия пенокислотного состава, самогенерирующегося на забое скважины. - Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2016. № 2. С. 26-29.

**ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПО ДАННЫМ ПРОБНОЙ
ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «А» ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ**

Е.А. Карпова², А.М. Зиновьев^{1,2}

*ООО «СамараНИПИнефть»¹, ФГБОУ ВО «СамГТУ»²
г. Самара, Россия E-mail: ekatrin13490@gmail.com*

Аннотация. В статье представлены общие сведения о месторождении, результаты пробной эксплуатации поисково-оценочной скважины месторождения «А» Оренбургской области, даны рекомендации по его дальнейшей разработке.

Ключевые слова: Структура, пласт, месторождение, добыча, скважина, нефть, залежь, разработка.

Под системой разработки месторождения понимается комплекс мероприятий по извлечению нефти и газа из недр и управлению этим процессом. Система разработки определяет количество эксплуатационных объектов, способы воздействия на пласты и темпы отбора нефти из них, размещение и плотность сетки добывающих и нагнетательных скважин, способы и режимы их эксплуатации, мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки, охране недр и окружающей среды.

Системы разработки обосновываются в технологических проектных документах. Уровень и обоснованность проектных решений по системам разработки, степень их практической реализации при разработке месторождений являются факторами, определяющими конечную нефтеотдачу пластов и технико-экономическую эффективность процесса их разработки (наряду с геолого-физическими характеристиками продуктивных пластов).

На примере месторождения «А» Оренбургской области, рассмотреть и изучить результат опытной (пробной) эксплуатации разведочной скважины.

Результаты представлены в виде проекта, составленного на основании Правил разработки месторождения углеводородного сырья.

Собран и проанализирован геолого-геофизический материал, полученный при бурении, восстановлении из ликвидации и испытании разведочной скважины на месторождении «А» Оренбургской области.

Нефтяная залежь пласта приурочена к карбонатному коллектору, характеризуется низкой проницаемостью - $13 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, невысокой вязкостью нефти в пластовых условиях – 0,58 мПа.с, высокой степенью расчлененности - 39. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет около 9,82 м.

Анализ полученных данных о геологическом строении месторождения, характеристиках пласта-коллектора, комплексе выполненных геофизических исследований и результатах испытания и опробования, указывает на необходимость проведения пробной эксплуатации скважины на залежь пласта в течении одного календарного года. Залежь нефти пласта открыта по результатам испытания в эксплуатационной колонне поисково-оценочной скважины 72 Волостновской – в интервале 3947.0-3985.5 (а.о. -3754.4-3792.9) м получен приток нефти дебитом 17.1 м³/сут на 20 мм штуцере. Перфорацией вскрыта нефтенасыщенная по данным ГИС часть пласта.

Определен комплекс мероприятий, рекомендованных к реализации в процессе пробной эксплуатации скважины. Основными задачами пробной эксплуатации

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

является уточнение информации о коллекторских характеристиках, добычных возможностях и свойствах флюидов, насыщающих резервуар залежи.

На рассматриваемом объекте предлагается испытать следующий комплекс мероприятий:

- Ввод скважин из консервации.
- Бурение добывающих скважин.
- При освоении скважин после бурения, выводе из консервации стандартный комплекс мероприятий (СКО-ПАВ) дополняется технологией разглинизации для восстановления первоначальной проницаемости ПЗП коллекторов.

- В целях интенсификации добычи в добывающих скважин рекомендуется проводить кислотные гидроразрывы пласта (КГРП) в добывающих скважинах.

- При освоении скв. 1 после ввода из консервации и при освоении после бурения, а также для обеспечения заданных проектных или повышенных отборов нефти рекомендуется применение большеобъемных солянокислотных обработок (БКО).

- По мере обводнения добывающих скважин рекомендуется применение комплексного воздействия на ПЗП с целью ограничения водопритоков и интенсификации добычи нефти.

Рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и попутного газа. По результатам технического анализа, определен способ эксплуатации скважины, состав и качество требуемого оборудования. Выявлены основные факторы, обуславливающие осложнения в процессе эксплуатации и приведены методы их предупреждения, профилактики и борьбы с ними.

Особое внимание уделено мероприятиям по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недрами, а также обеспечению требований в области охраны окружающей среды и экологической безопасности. Приведена информация о работах по рекультивации земель, ликвидации или консервации скважины.

Формирование рациональной системы разработки на стадии ввода месторождения в добычу позволит в дальнейшем достичь максимальной нефтеотдачи и снизит необходимость применения дополнительных методов воздействия на пласт.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра.1988. под ред. Гиматудинова Ш.К.
2. Правила разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденные приказом МПР № 356 от 14.06.2016 в последней редакции.
3. Проект пробной эксплуатации о нефтяного месторождения "А" Оренбургской области.

**ПЛАНИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ВВН ТАГУЛЬСКОГО НГКМ В СИЛЬНО
ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ**

А. С. Осокин¹, К. В. Пчела¹, С.А. Булгаков^{1,2}, А.М. Зиновьев^{1,2}

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

г. Самара, Российская Федерация

Аннотация. В работе описан подход к планированию ОПР, рассмотрены исходные данные по объекту, представлены рекомендации по заканчиванию в условиях слабоконсолидированного ядра, рассмотрены варианты МУН для повышения эффективности разработки.

Ключевые слова: месторождение, высоковязкая нефть, МУН, заканчивание, фильтр

Вовлечение в разработку объектов ВВН в условиях действующего месторождения является одним из вариантов поддержания потенциала добычи. Одним из таких месторождений является Тагульское НГКМ, имеющее ряд пластов с высоковязкой нефтью. Запасы объектов высоковязкой нефти составляют 40% от общего объема запасов Тагульского месторождения. Краткая характеристика объекта представлена в Таблице 1.

Таблица 1. Краткая характеристика объекта ВВН

Параметры	Пласт ВВН
Глубина залегания кровли, м	1040
Средняя газонасыщенная толщина, м	5,1
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	8,3
Пористость, %	32,7
Нефтенасыщенность, %	57,9
Газонасыщенность, %	61,8
Проницаемость, мД	546
Расчлененность, д.ед.	8,6
Вязкость нефти, сПз	558
Газосодержание, м ³ /т	36,9
Начальное пластовое давление, МПа	10,9
Начальная температура пласта, °С	17

Особенностями данного объекта, а также других объектов-аналогов являются:

- высокая вязкость нефти;
- наличие газовой шапки и подстилающей воды;
- хаотично расположенные линзовидные пропластки коллекторов континентального генезиса;

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- разделенные локальными глинистыми перемычками циклиты с различными ВНК и ГНК;
- неконсолидированный песчаник.

По состоянию на текущий момент на пласте введены в эксплуатацию 2 скважины. По скважине №1 на второй месяц работы зафиксирован прорыв воды предположительно вследствие близости ВНК и отсутствия глинистых перемычек между вскрытым интервалом и водой. В январе 2022 скважина запущена после успешного проведения РИР (изоляция носочной части ГС пакер-пробкой), обводненность после РИР - 50%. Накопленный отбор нефти за два года 3.2 тыс. т.

По скважине №2 на 7-ые сутки ВНР зафиксирован прорыв газа (ГФ до 20 000 м³/т) сопровождающийся критическим выносом взвешенных частиц (до 10000 мг/л). После двух месяцев работы скважина остановлена на длительный КРС (подготовка к ПГИ) - нормализация забоя заняла более 2-х мес. По данным ПГИ приток газа и песка приурочен к интервалам УКП. Дальнейшие работы по закрытию УКП не привели к результату, вероятные причины - выход из строя клапанов УКП вследствие абразивного воздействия вынесенной породы, либо потеря целостности хвостовика при спуске / длительном КРС. В январе 2022г. скважина запущена после проведения РИР (изоляция части ГС пакер-пробкой), в первые дни работы получен рост обводненности до 98%, накопленный отбор нефти - 0.4 тыс. т.

Ввиду контактности запасов, геомеханических особенностей коллектора, высокой разности в подвижности пластовых флюидов дальнейшая разработка пласта вероятнее всего будет сопровождаться прорывами газа/воды. С целью минимизации таких прорывов и борьбы с разрушением продуктивного пласта необходим подбор более совершенных типов заканчивания, комплексный пересмотр проектных решений по разработке.

По результатам анализа системы разработки месторождений-аналогов (Русское, Северо-Комсомольское, Восточно-Мессояхское, Ван-Еганское), а также на основании гранулометрического состава и руководствуясь матрицами Weatherford и Д.Тиффина наиболее перспективной системой заканчивания видится – гравийная набивка в открытом стволе [1]. Данный тип системы заканчивания выбран в качестве эталонной, для исключения влияния негативных факторов в виде предотвращения разрушения ПЗП и пескопроявления в процессе опробования технологий термического воздействия на пласт. Также рекомендуется рассмотреть проволочные и сетчатые фильтры после проведения стендовых испытаний.

Исходя из условий ГФХ, геологического строения и анализа объектов-аналогов рекомендуются к оценке следующие технологии [2, 3]:

- полимерное заводнение;
- закачка горячей воды;
- закачка пара (испытание данного МУН отложен на более поздний срок).

Рассматриваемые технологии не реализованы в промышленных масштабах.

Для испытания приведенных выше рекомендаций в части заканчивания и технологии разработки подготовлена принципиальная схема участка опытно-промышленных работ (ОПР), подразумевающая разделение на два участка в геологическом плане (в части поверхностного размещения и обустройства – один участок ОПР).

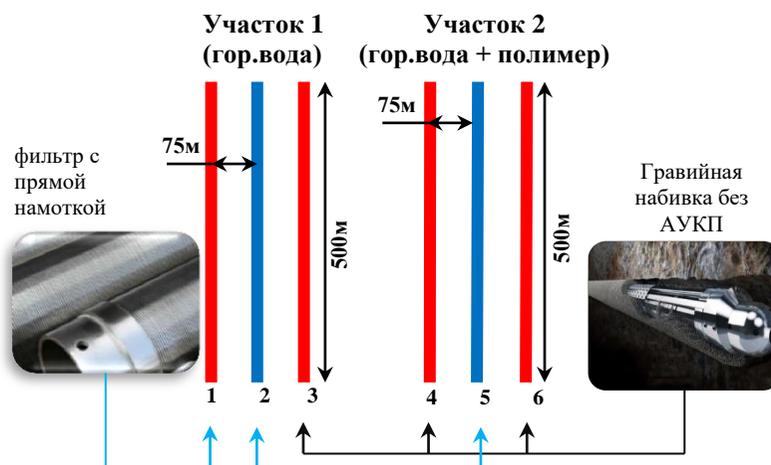


Рис.1 – принципиальная схема ОПР

Участок 1 предусматривает закачку горячей воды с температурой на забое – $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ и расходом – $130\text{ м}^3/\text{сут}$.

Участок 2 предусматривает закачку горячей воды с оторочками термополимерного раствора с температурой на забое – $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ и расходом – $130\text{ м}^3/\text{сут}$. Оптимальный режим закачки выбранный в ходе оптимизации на ГДМ: 9 мес. – горячая вода, 3 мес. – термополимерный раствор.

Цели реализации ОПР:

- Обоснование оптимального варианта системы разработки пластов с высоковязкой нефтью, обеспечивающего экономически эффективную разработку
- Специального обустройства, позволяющего осуществлять применение технологий МУН
- Испытание технологий закачки горячей воды и горячей воды с оторочками термополимерного раствора (на двух участках ОПР)
- Оценка эффективности протяженных горизонтальных скважин со сложным заканчиванием (испытания фильтров, АУКП, систем мониторинга):
 - длины ГС 500 м, расстояние между скважинами 75 м (4 добывающих, 2 нагнетательных)
 - гравийная набивка (3 добывающие скважины)
 - проволочный фильтр с прямой намоткой с АУКП (1 добывающая скважина)

На основании сформированной схемы ОПР создана гидродинамическая модель участка для оценки технологических показателей разработки. Результаты расчетов позволяют в первом приближении оценить эффективность выбранных МУН. На рис.2 представлены среднесуточная добыча с участка – в момент с октября по декабрь 2024 года планируется разработка на естественном режиме, характеризующаяся крайне высоким темпом падения. Эффект от закачки прослеживается сразу с начала 2025 года.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

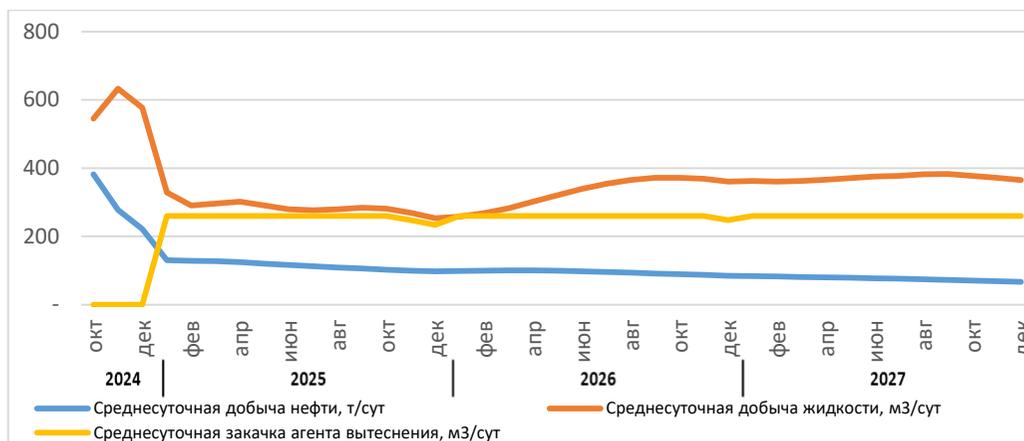


Рис. 2 – Технологические показатели разработки.

По результатам ОПР, в случае подтверждения прогнозных технологических показателей и эффективности МУН, данные технологии будут масштабированы на все месторождение.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. В. А. Бондаренко, Диссертация «Повышение эффективности крепления призабойной зоны пласта с целью снижения пескопроявлений», г. Краснодар, 2014 г
2. Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну, «Термические методы повышения нефтеотдачи пластов», Недра, 1988 г.
3. Д. Г. Антониади, А. Р. Гарушев, В. Г. Ишханов, «Настольная книга по термическим методам добычи нефти», г. Краснодар, 2000 г.

ОБОСНОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НОВОГО ПРАГРАМИНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НА РАННИХ ЭТАПАХ ДОБЫЧИ

Н.В. Сопов¹, А.Е. Авдеев¹, С.А. Булгаков^{1,2}, А.М. Зиновьев^{1,2}

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

*г. Самара, Россия E-mail: SopovNV@samnipi.rosneft.ru;
AvdeevAE@samnipi.rosneft.ru*

Аннотация. Нефтяные месторождения являются важными источниками энергии, и их разработка является сложным и многозначным процессом. Поскольку нефтяные месторождения находятся в разных геологических обстановках, каждое месторождение требует индивидуального подхода в разработке. Это приводит к необходимости использования программного обеспечения, которое может помочь в формировании системы разработки нефтяного месторождения.

Ключевые слова: Программное обеспечение, месторождение, машинное обучение, лингвистические модели.

Одной из областей, в которых может применяться новое программное обеспечение с использованием машинного обучения, является сейсмическая интерпретация. С помощью программного обеспечения, такого как Kingdom Suite или GeoX, можно автоматизировать процесс интерпретации сейсмических данных и повысить точность определения границ нефтегазоносных пластов. Согласно исследованию, проведенному компанией Cognite, применение машинного обучения в сейсмической интерпретации может увеличить скорость анализа данных на 60% [1].

Также новое программное обеспечение может быть использовано для оптимизации процессов бурения и закачки на месторождении. Программное обеспечение, такое как DrillEdge или Petroleum Experts IPM, использует алгоритмы машинного обучения для определения оптимальных параметров бурения и закачки, что может сократить время работ и снизить затраты на месторождение. Согласно исследованию, проведенному компанией Accenture, оптимизация процессов бурения и закачки с помощью машинного обучения может привести к снижению операционных затрат на 10-20%. [2]

Petrel, например, использует машинное обучение для анализа больших объемов данных и построения прогнозных моделей. В Petrel данные о геологической структуре месторождения, его характеристиках и истории добычи обрабатываются с помощью алгоритмов машинного обучения, которые на основе этой информации строят прогнозных модели поведения месторождения. Эти модели позволяют определить оптимальную стратегию разработки и контроля месторождения, что позволяет снизить затраты на добычу и повысить эффективность работы [3].

Geolog, в свою очередь, использует машинное обучение для анализа геологических данных и определения оптимальной стратегии разработки месторождения. Программа использует алгоритмы машинного обучения для анализа данных о структуре грунта, наличии полезных ископаемых и других характеристиках месторождения. Эта информация используется для построения прогнозных моделей, которые позволяют определить наиболее эффективную стратегию разработки месторождения [4].

WellFlo, в свою очередь, использует машинное обучение для моделирования работы скважин и подбора оптимальных ГТМ. Программа анализирует данные о скважинах, такие как их характеристики, мощность пласта и режим работы, и использует алгоритмы машинного обучения для определения оптимальных ГТМ. Благодаря этому удается повысить эффективность добычи и снизить затраты на оборудование и персонал [5].

Однако, существуют области, где еще не в полной мере используется потенциал машинного обучения. Одной из таких областей является прогнозирование производительности скважин. Некоторые исследования показали, что использование машинного обучения может значительно повысить точность прогнозирования, что в свою очередь позволит компаниям эффективнее планировать добычу.

Также, в последнее время набирают популярность инновационные технологии, такие как добыча газовых гидратов. Применение машинного обучения может помочь оптимизировать процесс добычи газа из гидратов, что позволит повысить эффективность этой технологии.

Кроме того, одним из наиболее перспективных направлений является применение машинного обучения для оптимизации добычи нефти из сложных геологических формаций, таких как сланцы и песчаники. Такие геологические формации требуют особого подхода к разработке и добыче нефти, и машинное обучение может помочь оптимизировать этот процесс.

Одним из перспективных направлений развития нового программного обеспечения для формирования системы разработки нефтяного месторождения является применение лингвистических моделей на подобии ChatGPT. Такие модели могут использоваться для анализа текстов и голосовых сообщений, получаемых на месторождении, и автоматического формирования отчетов о ходе работ и состоянии оборудования.

Применение лингвистических моделей может ускорить процесс обработки информации и повысить точность ее анализа. Кроме того, такие модели могут использоваться для создания виртуальных помощников и консультантов, которые смогут помочь операторам месторождения в решении различных задач.

Однако, для полноценного внедрения лингвистических моделей на месторождении необходимо решить несколько технических и организационных задач. Например, необходимо обеспечить высокую скорость обработки данных и обучения моделей, а также решить вопросы безопасности и конфиденциальности информации.

В целом, использование лингвистических моделей на месторождении может привести к существенному повышению эффективности работы и уменьшению затрат на персонал. Компании, которые будут первыми внедрять такие решения, могут получить конкурентное преимущество на рынке и улучшить свои финансовые показатели.

Таким образом, использование нового программного обеспечения с машинным обучением может привести к повышению эффективности работы на месторождении и уменьшению операционных затрат. Компании, которые внедряют такие программные решения, могут получить конкурентное преимущество на рынке и улучшить свои финансовые показатели.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. JPT, “Schlumberger, Cognite Meld Software To Advance Analytics”, September 16, 2022
2. SPE Saudi Arabia Section Annual Technical Symposium and Exhibition, April 21–23, 2015
3. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, “Petrel Workflow for Adjusting Geomodel Properties for Simulation”, March 10–13, 2013
4. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, : “Well Log Data Management using Geolog: Implementation of Logs Stamping/Certification in Burgan Field”, November 14, 2018
5. SPE Russian Petroleum Technology Conference, “Application of Asset Integrated Modeling for Surface Infrastructure Re-Engineering”, October 17, 2018

УДК 622.24

**ИЗУЧЕНИЕ МЕХАНИЗМА И БОРЬБА С ПРИХВАТООБРАЗОВАНИЕМ
БУРИЛЬНЫХ И НАСОСНО – КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, ПРИ ТЕКУЩЕМ И
КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Р.И. Степанов

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

Россия, г. Красноярск, Е – mail: rusya.stepanov.2017@bk.ru

Аннотация:

В работе рассмотрены принципы возникновения прихватов насосно – компрессорных и бурильных труб, при текущем и капитальном ремонте скважин. Главной же особенностью будет выявление основных механизмов возникновения прихватов, которые приводят к аварийным ситуациям и как следствие осложнениям при проведении геолого – технических мероприятий. Будут рассмотрены методы ликвидации прихватов, которые наиболее распространены на скважинах нефтяных месторождений.

Ключевые слова: текущий и капитальный ремонт скважин, бурильные трубы, насосно – компрессорные трубы, ловильные работы, бурильная колонна.

Введение

Актуальность исследования обусловлена возможностью рассмотреть причины возникновения и борьбы с прихватообразованием труб в скважинах. Полученные результаты, позволят снизить аварийность при текущем и капитальном ремонте скважин, подобрать верные технологии спуска необходимого ловильного оборудования, для извлечения трубы или ее элементов.

Цель: Изучить особенности возникновения и борьбы с прихватообразованием, в процессе текущего и капитального ремонта скважин нефтяных месторождений.

Объекты: Нефтяные и газовые скважины, используемые для добычи углеводородов, поддержания пластового давления, отбора и закачки технической воды (водозаборные).

Все чаще при работах на месторождениях, мы сталкиваемся с проведением спуско – подъемных операций. Наиболее часто такие работы проводят при бурение скважин на нефть и газ, а также при текущем и капитальном ремонте скважин. Но наиболее часто мы имеем дело с данными работами, в процессе ликвидации аварий.

Прихваты являются очень частым явлением при проведении буровых работ или текущем и капитальном ремонте скважин. Чаще всего это говорит, о наличии прихваченной в скважине бурильной колонны. Прихваты обычно подразделяются на созданные, при помощи механического взаимодействия и дифференциального. Чаще всего мы имеем дело с прихватами, которые образованы прихватом бурового шлама,

или же в редких случаях обвалившейся породой, а также прихваты со сложной геометрией строения ствола скважины. Прихваты категории, связанные с обвалившейся породой или шламом, к таковым мы можем отнести, когда наличие твердых частиц заклиниваются в кольцевом пространстве горной породы, в основном между стенкой скважины и бурильной колонной. Данный тип прихватов происходит наиболее часто, обычно возникают при подъеме инструмента при текущем и капитальном ремонте скважин [2].

Дифференциальный прихват чаще всего возникает под действием разности давлений в скважине. В высокопроницаемом пласте неподвижная бурильная колонна, вдавливаясь в образуемую фильтрационную корку образующиеся на открытой поверхности этого пласта. Трение же между бурильной колонной и горной породой пласта настолько возрастает, что сдвинуть колонну практически становится невозможно [4].

Также встречаются прихваты с наличием геометрии сложного ствола, если же имеющиеся в скважине компоновка КНБК, не соответствует форме исследуемого ствола. Также мы можем отнести к прихватам, которые вызваны неисправностью эксплуатируемого внутрискважинного оборудования повреждением бурильной колонны.

Прихваты чаще всего возникают при работах связанных с бурением нефтяных и газовых скважин. А также при текущем и капитальном ремонте скважин. Прихваты колонн труб чаще всего происходят по причинам, связанным с эксплуатацией скважин и ее ремонтом. Чаще всего наблюдается нарушение циркуляции при прострелочно – взрывных работах, дополнительной перфорации (дострел), при проведении гидравлического разрыва пласта. Наиболее часто прихваты наблюдаются при проведении промывок скважин, при причинах связанных с недостаточной величиной или объема промывочной жидкости [5].

Определение прихватов при помощи материалов ГИС

Одним из основных методов определения прихватов, является использование материалов ГИС. К таковым мы можем отнести прихватаопределитель. Прихватаопределитель используется для оценки места возникновения прихвата как в бурильной колонне, также в буровых, насосно – компрессорных трубах. Прихватаопределитель состоит из электромагнита, корпуса головной и хвостовой части. Обмотка применяемого электромагнита намотана на магнитный корпус и помещена на немагнитный корпус. Схема прихватаопределителя показана на рисунке 1.

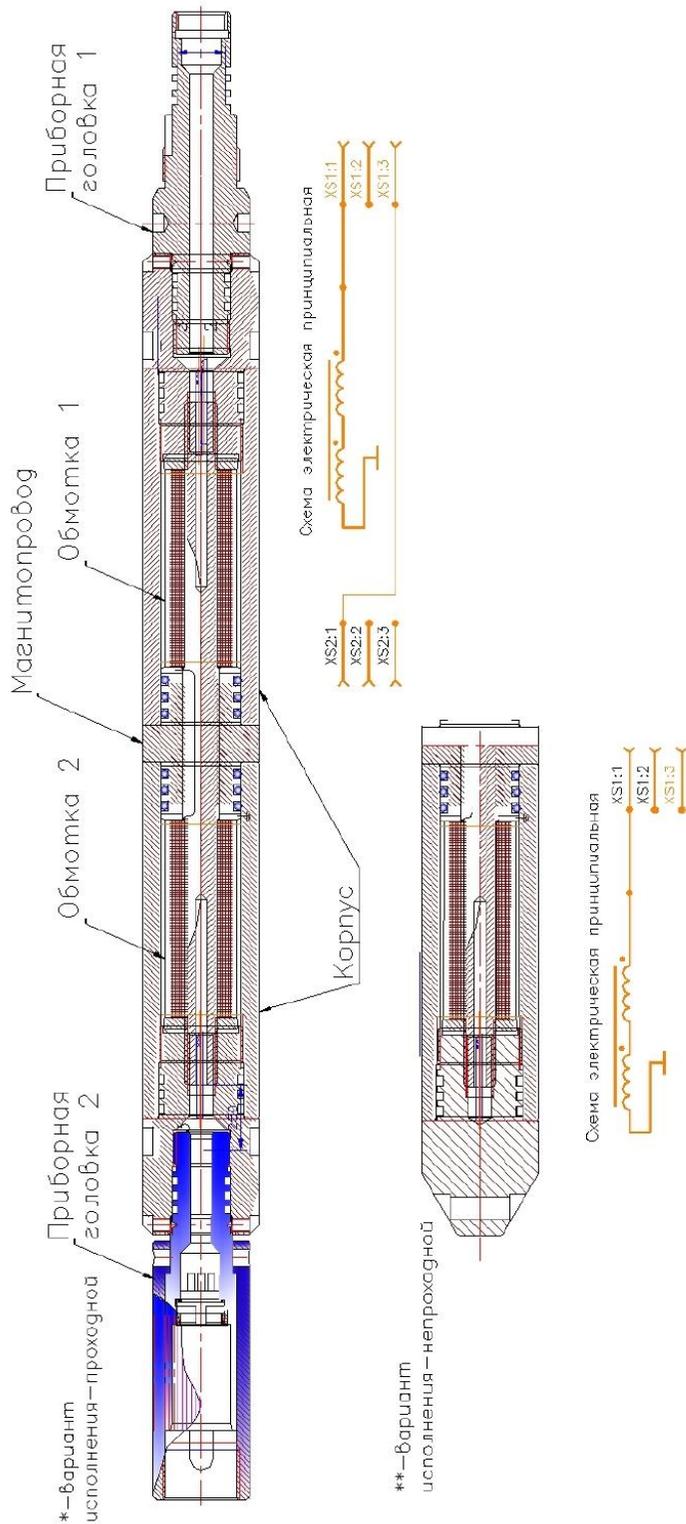


Рисунок – 1 Схема геофизического прихватопределятеля [3]

Принцип работы устройства основан на нанесении магнитных меток в отдельных точках колонны труб при помощи магнитного поля, которое возникает в катушке индуктивности при пропускании через него постоянного тока, а также регистрации магнитных меток, за счет индуцирования ЭДС в катушке, при пересечении прибором магнитных стрелок. Прихватоопределитель при работе привязывается при помощи материалов ГИС, ГК, МЛМ. После снятия диаграммы ЛМ далее в скважину проводится спуск прибора, для измерения магнитной стрелки всего исследуемого интервала наличия прихвата. Прихват определяется при помощи промежутков, где исчезает магнитная метка. ПО применяется как в обсадных так и в насосно – компрессорных трубах. Принцип основан на ферромагнитных материалах, намагничивается на продолжительное время и размагничивается при деформации этих участков труб.

Методы ликвидации прихватов

Наиболее распространенными способами ликвидации прихватов являются проведения рассхаживания инструмента, кислотных обработок призабойной зоны пласта, в частности к таковым мы можем отнести установку солянокислотной ванны СКВ, промывки нефтью или водой, но наиболее распространенными способами, являются ловильные работы. Спуск ловильного оборудования. Основными же, являются труборезы и отвинчивания. Отвинчивания это самый известный способ отсоединения неприхваченной части колонны труб, особенно бурильных и насосно – компрессорных труб. Этот способ является менее применяемым, при работе с устранением последствий прихватов. Отсоединение прихваченной части колонны, нередко же отсоединяют и поднимают неприхваченную часть горной породы, чтобы можно было спустить инструменты, предназначенные для ликвидации прихватов, в частности к ним мы можем отнести гидроясы [5]. К наиболее же распространенными способами, являются отвинчивание химическое резание, кумулятивное, струйное резание, механическое резание.

Заключение

В ходе работы автором был кратко охарактеризованы способы ликвидации прихватов, при проведении работ связанных с текущим и капитальным ремонтом скважин. Было установлено, что основным способом обнаружения прихватов, являются геофизические работы, а именно спуск прихватоопределителя, совместно с привязкой по данным гамма – каротажа и магнитного локатора муфт (диаграмма ЛМ). Ликвидация и методы предупреждения прихватов, а также своевременное их выявление, позволит избежать серьезных аварий, а также последствий для внутрискважинного оборудования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ловильные работы в нефтяных скважинах. Техника и технология: Пер с англ. /Пер. Г.П. Шульженко. – М. Недра 1990. – с. 96
2. Митчелл Дж. Безаварийное бурение. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. – 364 с.

3. Прихватоопределители ПО – 90, ПО – 73, ПО – 50, ПО – 42, ПО – 36, ПО – 28. Паспорт и руководство по эксплуатации. Саратов: 2015 – с. 9.
4. Справочник мастера КРС по сложным работам: учебное пособие/ Ю.В. Ваганов, А.В. Кустышев, В.А. Долгушин, Д.А. Кустышев, Е.В. Паникаровский, В.В. Дмитрук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2016 – 285 с.
5. «Справочник мастера по добыче нефти, ПРС, КРС». Справочное издание. – Сургут: Рекламно – издательский информационный центр «Нефть Приобья» ОАО «Сургутнефтегаз»; 2001. – 380 с. – 60 илл.
6. Тихонов О.В, Балянов С.В. Помощник мастера по сложным работам, при проведении аварийно – ловильных работ на скважинах. Пермь: 2019. – с. 366

АНАЛИЗ РИСКА АВАРИЙ НА ОПАСНОМ ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ОБЪЕКТЕ УПН «ЯКУШКИНСКАЯ»

Д.В. Буслаков, Е.В. Алекина

СамГТУ, г. Самара, Россия

Аннотация.

Цель статьи заключается в рассмотрении наиболее вероятных рисков на опасных производственных объектах и основные меры, направленные на уменьшение риска аварий.

Ключевые слова: промышленная безопасность, опасные вещества, аварии, риски аварий.

Промышленная безопасность: система мероприятий, обеспечивающих состояние защищенности личности и общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий этих аварий.

Основная задача промышленной безопасности — это предотвращение и/или минимизация последствий аварий на ОПО. На основании этого на ОПО должна быть разработана декларация промышленной безопасности.

Опасными веществами, обращающимися в технологическом процессе на ОПО, являются нефть, попутный нефтяной газ, реагенты (деэмульгатор, нейтрализаторы сероводорода, поглотитель сероводорода).

При максимальной гипотетической аварии на ОПО могут пострадать работники декларируемого объекта и иные физические лица – персонал подрядных организаций (обслуживающих по договору находящиеся на территории площадки и вблизи неё), население (сельскохозяйственные рабочие и привлеченное население во время сезонных сельскохозяйственных работ вблизи ОПО).

В 150 м от ОПО располагается автомобильная дорога местного значения («Урал»-Старое Якушкино, IV категория).

Всего в результате максимальной гипотетической аварии наибольшее количество потерпевших среди работников объекта может составить 5 человек, в

том числе 2 человека погибших, и пять человек потерявших может быть среди иных физических лиц (сценарий 1С4-1).

Основные опасности, связанные с эксплуатацией декларируемого объекта, обусловлены возможностью реализации аварий с выбросом опасных веществ, обращающихся на декларируемом объекте, в окружающую среду при разгерметизации технологического оборудования и технологических трубопроводов.

Основными поражающими факторами в случае аварий на ОПО являются ударная волна и тепловое излучение.

Перечень наиболее значимых факторов, влияющих на показатели риска аварий на ОПО

К факторам, влияющим на показатели риска, относятся факторы, снижающие вероятность возникновения и масштаб последствий аварий.

При этом влияние ряда факторов носит объективный характер и слабо зависит от превентивных (предупредительных) действий людей: производственные факторы, природно-климатические условия.

Наиболее значимыми производственными факторами, влияющими на показатели риска, на декларируемом объекте УПН «Якушкинская» являются:

- наличие значительного количества опасных веществ, которые создают опасность аварийного выброса большого количества опасного вещества при разгерметизации оборудования и трубопроводов в случае отклонения от нормального режима работы технологической системы;

- опасные вещества в трубопроводах и оборудовании находятся под повышенным давлением и повышенной температурой;

- компактное размещение емкостей и трубопроводов с опасными веществами на производственной площадке.

- при разгерметизации емкостного, насосного оборудования и технологических трубопроводов происходит развитие аварии по механизмам пожара пролива, взрыва паровоздушной и газовой смеси, что может привести к разрушению оборудования и гибели персонала.

Также на величины индивидуального, коллективного и социального рисков гибели людей и нанесения наибольшего ущерба влияет распределение персонала по территории объекта. Единовременное пребывание большого количества персонала в зоне действия поражающих факторов приводит к увеличению показателей риска.

Наибольшее влияние на уровень риска оказывает частота возникновения отказов на декларируемом объекте, которая напрямую связана с техническими и технологическими решениями, надежностью применяемых технических устройств и средств противоаварийной защиты.

Следующим по степени значимости фактором, влияющим на показатели риска, является профессиональная и противоаварийная подготовка персонала. Некачественная подготовка может привести к ошибкам в процессе ведения технологического процесса и в поведении при возникновении инцидентов и аварий.

Фактором, обеспечивающим снижение масштабов опасных последствий аварийных ситуаций на декларируемом объекте, является оснащение технологических блоков быстродействующей арматурой ПАЗ, ограничивающей поступление опасного вещества к месту аварии.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Перечень основных мер, направленных на уменьшение риска аварий на ОПО (выводы)

Основными мерами, направленными на уменьшение риска аварий на декларируемом объекте УПН «Якушкинская» являются:

- снижение вероятности разгерметизации оборудования, трубопроводов;
- минимизация количества опасных веществ, поступающих к месту аварии, посредством использования систем противоаварийной защиты (ПАЗ), автоматической системы управления технологическим процессом (АСУТП), аварийного сброса давления (АСД);
- локализация места аварии, применяя обвалования, отбортовки технологических площадок (оборудования);
- ограничение времени нахождения персонала в опасных зонах.

В целях снижения вероятности аварийных ситуаций, сопровождающихся взрывом, пожаром, выбросом взрывопожароопасных веществ, предлагаются следующие решения, направленные на уменьшение риска аварий:

- периодическая диагностика технического состояния трубопроводов, резервуаров, емкостей, сосудов акустико-эмиссионным и ультразвуковым методами лабораторией неразрушающего контроля, что обеспечивает своевременное обнаружение развивающихся дефектов и позволяет классифицировать дефекты по степени их опасности;
- определение очередности и выполнение капитального ремонта согласно ежегодным утвержденным планам реконструкции и капитального ремонта;
- проведение испытаний трубопроводов, оборудования, аппаратов, сосудов и емкостей (резервуаров) на плотность и прочность после проведения капитального ремонта и после сдачи в эксплуатацию новых объектов согласно планам – графикам;
- периодическое в процессе эксплуатации, а при необходимости внеочередное, техническое освидетельствование аппаратов, сосудов и емкостей согласно инструкций по эксплуатации и требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности;
- демонтаж оборудования, выведенного из эксплуатации и списанного;
- регулярное проведение учебно-тренировочных занятий и учений по ликвидации возможных аварий и их последствий, по тушению возможных пожаров;
- использование оборудования, соответствующего проектным решениям и требованиям промышленной безопасности;
- использование во взрывоопасных зонах приборов во взрывозащищенном исполнении;
- замена физически и морально устаревшего оборудования, трубопроводов;
- проведение своевременного контроля технологических трубопроводов и запорной арматуры на территории декларируемого объекта, их техническое обслуживание и ремонт, ежегодный контроль толщины стенок трубопроводов в местах, наиболее подверженных эрозионному и коррозионному износу методами неразрушающего контроля; проведение своевременного технического обслуживания, текущие и плановые ремонты оборудования в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей, нормативной документацией по регламентам технического обслуживания и ремонта;

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- проведение систематического наблюдения за состоянием технологических сооружений, коррозионным состоянием их металлических конструкций, осадкой фундаментов, состоянием кровли, теплоизоляции и остекления; выполнение своевременного ремонта перечисленных элементов зданий и сооружений;

- для предотвращения разгерметизации технологических трубопроводов и емкостного оборудования, контроль за состоянием предохранительных клапанов и контрольно-измерительных приборов, средств автоматического контроля параметров потенциально опасных элементов, системы автоматического управления и систем централизованного контроля и управления, выдачи технологической, предупредительной, аварийной сигнализации и управляющих воздействий;

- поддержание в исправности и постоянной готовности средств пожарной сигнализации и пожаротушения, средств автоматической сигнализации предельной загазованности и автоматического включения вентиляции в зданиях и сооружениях, проведение периодических испытаний на срабатывание и/или функционирование резервных и аварийных источников электроснабжения, аварийного освещения;

- для обеспечения квалифицированного и своевременного ремонта основного оборудования своевременное заключение договоров на сервисное обслуживание с его производителями; своевременно и в требуемых объемах проведение сертификации применяемого оборудования и материалов с использованием услуг независимых организаций;

- обеспечение надлежащего хранения и ведение проектно-сметной и эксплуатационной документации;

- поддержание на должном уровне нормативных запасов материально-технических ресурсов для ликвидации аварий.

К основным мероприятиям по ограничению времени нахождения персонала в опасных зонах относятся:

- время нахождения персонала в опасных зонах определено временем, необходимым для выполнения регламентных, профилактических и ремонтных работ;

- на производственных площадках основное время персонал размещается в защищенных зданиях (операторных);

определены рациональные маршруты обходов участков обслуживания с минимизацией присутствия персонала в опасных зонах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ (с изменениями) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
2. Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечня включаемых в нее сведений, утв. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 414 от 16.10.2020 г.

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

**АНАЛИЗ НАПРАВЛЕНИЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ
КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ ПУТЕМ МОДЕРНИЗАЦИИ АППАРАТОВ
ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ***Д.И. Галимов, А.В. Шадрина**Национальный исследовательский Томский политехнический университет**Томск, Россия*

Неотъемлемой частью топливно-энергетического комплекса Российской Федерации является газовая отрасль, которая включает в себя газотранспортные сети. Перемещение газа по газотранспортным сетям осуществляется через магистральные газопроводы (МГ). Каждые 100 – 150 км на трассе магистральных газопроводов располагаются компрессорные станции (КС), которые очищают, компримируют и охлаждают газ. Эффективное использование энергоресурсов, рациональное использование углеводородного топлива, снижение потерь газа представляются основными направлениями повышения эффективности компрессорных станций. На сегодняшний день газотранспортная система России включает в себя 254 компрессорные станции [1]. Повышение эффективности работы аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа на КС МГ является одним из потенциальных источников снижения энергетических затрат при магистральном транспорте газа. На охлаждение компримированного газа тратится значительная часть потребления электроэнергии компрессорной станцией, порядка 65-75% от общего объема, поэтому проблема снижения затрат потребляемой электроэнергии в данном случае является крайне актуальной.

Охлаждение газа – важная часть технологического процесса, осуществляемая на компрессорных станциях, при его транспортировке по магистральным газопроводам. На компрессорных станциях природный газ после компримирования имеет очень высокую температуру, которая зависит от начальных параметров: первоначальной температуры газа и давления в трубопроводе. Обычно температура сжатого газа достигает 70-75 °С. Высокая температура газа может привести к достаточно пагубным последствиям, таким как: разрушение изоляции трубопровода, большое напряжение в стенках трубы [2]. Работа системы охлаждения повышает ресурс линейной части газопровода, способствует увеличению его пропускной способности, а также позволяет снизить энергоемкость магистрального транспорта природного газа [3]. На компрессорных станциях магистральных газопроводов, пролегающих вне зоны многолетнемерзлых пород, для обеспечения требуемого теплового режима работы трубопровода используются одноступенчатые системы охлаждения газа, оснащенные АВО, которые имеют множество преимуществ перед другими типами теплообменных аппаратов: не требуют предварительной подготовки теплоносителей, надежны в эксплуатации, не наносят вред окружающей среде, имеют более простые схемы подключения.

Повышение эффективности компрессорных станций путем модернизации аппаратов воздушного охлаждения является перспективным методом уменьшения энергозатрат. Рассмотрим следующие способы модернизации:

- Внедрение технологий по своевременной очистке теплообменных секций АВО.
- Модернизация конструкции и материала изготовления вентиляторов АВО.
- Модернизация конструкции коллектора.
- Введение частотно-регулируемого привода двигателей вентиляторов АВО.

Одним из способов модернизации АВО является внедрение технологий по своевременной очистке теплообменных секций АВО. Оперативного контроля и оценки степени загрязнения теплообменника, методики энергетического аудита АВО не предусматривают. Вопрос очистки наружной поверхности оребренных труб актуален, так как нарастающий слой загрязнений значительно ухудшает теплоотдачу в окружающую среду, все это в дальнейшем приводит к увеличению стоимости единицы природного газа. Воздушный поток, как охлаждающий агент аппарата воздушного охлаждения, содержит твердые и жидкие примеси, которые оседают на поверхности оребренных труб, уменьшая их эффективную площадь теплообмена. Наличие отложений на внешних стенках оребренных трубок снижает эффективность охлаждения газа и приводит к перерасходу топливно-энергетических ресурсов. В результате загрязнения снижается коэффициент теплопередачи (в 1,5–2 раза по сравнению с проектными данными), снижается эффективность теплопередачи, в результате снижается КПД газоперекачивающих агрегатов [4]. Для решения задачи очистки трубного и межтрубного пространства АВО проводились экспериментальные и опытно-промышленные исследования технологии гидродинамической высоконапорной очистки межтрубного пространства АВО газа. Предложенный метод [5] позволяет достаточно быстро (2 часа на один АВО) и с минимальными затратами очистить оребренную поверхность от загрязнений за счет использования водопроводной воды без химреагентов и очистителей.

Другим методом повышения эффективности, повышения теплопередачи и снижения затрат на охлаждение различных агентов является модернизация вентиляторов АВО. С целью улучшения характеристик рабочего колеса вентилятора устанавливаются композитные рабочие колеса. Их отличие от штатных металлических колес состоит в том, что в них использован аэродинамический облик сложной формы: объемный аэродинамический профиль рабочего колеса и существенно переменную крутку, и хорду лопастей по их длине. Энергопотребление АВО может быть снижено до 50 % посредством использования вентиляторных установок из композитных материалов и снижения массы рабочего колеса вентилятора [6]. Кроме удобства монтажа, меньшая масса обуславливает более безопасную эксплуатацию вращающегося рабочего колеса. Правильный выбор вентилятора и углов установки лопастей с учетом минимальной неравномерности приведет к снижению температуры газа на выходе. При замене металлических деталей композитными снижается потребление энергии на валу электродвигателя. Переход на цельноклееные композитные лопасти позволяет уйти от конструкции с концентраторами напряжений, что увеличивает ресурс оборудования.

На рисунке 1 представлено сравнение напряжений при номинальной частоте вращения рабочих колес вентиляторов аппаратов воздушного охлаждения, выполненного из стали и композитных материалов.

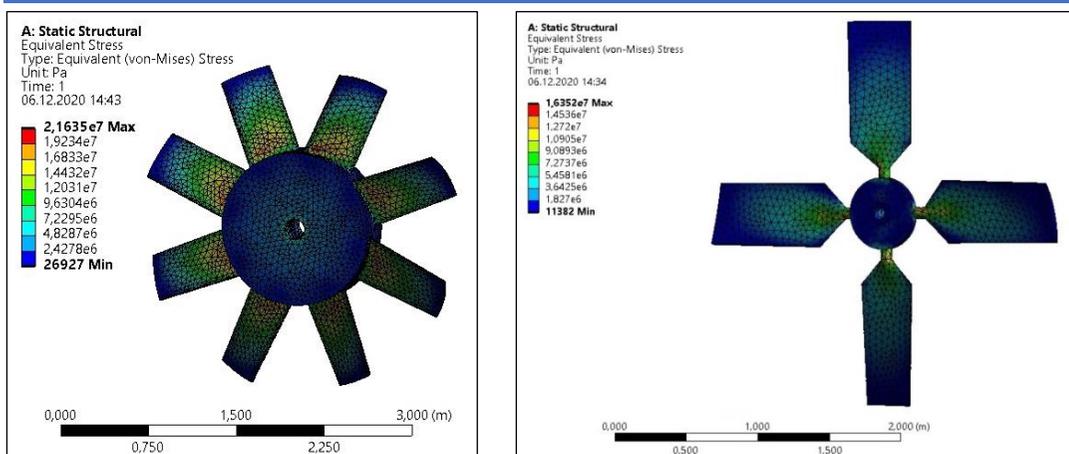


Рисунок 1 – Сравнение напряжений в рабочих колесах АВО (слева из стали, справа из композитов)

Материал исполнения колеса УК-2М (слева на рисунке 1) – конструкционная сталь, материал исполнения колеса 4АВО-28К (справа на рисунке 1) – конструкционная стеклоткань и эпоксидные смолы. В таблице 1 представлены свойства материалов рабочих колес.

Таблица 1 – свойства материалов рабочих колес

№ п/п	Материал	Предел прочности, МПа	Предел текучести, МПа	Модуль Юнга E, ГПа	Плотность, кг/м ³
1	Конструкционная сталь (Structural steel)	460	250	200	7850
2	Конструкционная стеклоткань (эпоху S glass)	1750	-	47,7	2000

Расчет напряжений моделей был выполнен в программном комплексе ANSYS. Типы материалов были заданы в настройках программы. Для решения задачи о напряженно-деформированном состоянии рабочих колес были выбраны типы решателей: Equivalent Stress и Total Deformation. Средние напряжения на рабочем колесе, выполненном из композитных материалов на 25 % меньше, чем у рабочего колеса, выполненного из стали. Максимальные значения напряжений ниже на 21 % у рабочего колеса, выполненного из композитных материалов.

В настоящее время развитие этой технологии осуществляет ЗАО «Гидроаэроцентр» (г. Жуковский). Технология с использованием композитных материалов базируется на модернизации вентиляторного блока с установкой композитных рабочих колес, коллекторов плавного входа или диффузоров с оптимальной аэродинамической конфигурацией и обеспечивает возможность значительного снижения энергопотребления АВО.

Рассмотрим особенности блоков отечественных аппаратов воздушного охлаждения газа на компрессорных станциях магистрального газопровода. Аппараты воздушного охлаждения газа установлены группами по 10-12 аппаратов, и

нижний срез диффузора расположен одновременно близко к земле и к выбросу теплого воздуха над секциями аппарата (на высоте 2,3-2,5 м – половина диаметра вентилятора). При включении всех вентиляторов проявляются два эффекта такого плотного и низкого расположения: характеристики вентилятора падают из-за сужения фронта забора воздуха, возникает частичная рециркуляция теплого воздуха. В результате рециркуляции, согласно проведенным экспериментальным замерам, температура охлаждающего воздуха становится на 2-3 градуса выше температуры окружающей среды. Кроме того, сама конструкция диффузора имеет острую кромку, что, как показала визуализация, приводит к срыву с него воздушного потока, концевые части лопастей находятся в аэродинамической тени и практически не работают. Предлагается установить коллекторы плавного входа, которые увеличивают расход холодного воздуха и снижают его температуру на входе в аппарат воздушного охлаждения. При плавных обводах достигается безотрывное обтекание его стенок, что позволяет использовать всю ширину горловины диффузора и всю аэродинамическую поверхность лопастей. Это приводит к снижению потерь и, как следствие, к увеличению расхода воздуха на 7-9%, либо к экономии электроэнергии на 18-20% [7].

Регулирование температуры газа на выходе из КС обычно происходит автоматически: при повышении температуры газа происходит включение вентиляторов АВО газа, при понижении температуры – отключение. Для этого в программном комплексе задается верхний и нижний пределы, в которых должна регулироваться температура газа. В настоящее время с целью снижения удельных энергозатрат и повышения качества регулирования на магистральных трубопроводах вводится частотно-регулируемый привод двигателей вентиляторов АВО. Данная технология применяется в целях обеспечения высокой точности поддержания требуемой температуры газа на выходе из АВО на основе управления охлаждением газа в автоматическом режиме по обратной связи от термодатчика в выходном коллекторе АВО. Скорость вращения вентиляторов регулируется преобразователями частоты за счет изменения частоты тока и напряжения, подаваемых на электродвигатели. Оптимизация режима работы АВО газа, эксплуатируемых в условиях резко континентального климата, может быть достигнута за счет частотного регулирования производительности вентиляторов на основе применения преобразователя частоты (ПЧ). Современный ПЧ оснащен системой управления на базе промышленного микропроцессорного контроллера, который способен реализовывать не ограниченные по сложности алгоритмы управления. Производительность вентилятора пропорциональна частоте его вращения. Затраты электроэнергии на поддержание заданной температуры газа за счет частотного регулирования производительности вентилятора оказываются меньше, чем при дискретном управлении. Хорошим примером является опыт применения частотно-регулируемого привода на КС «Ново-Комсомольская» Комсомольского ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Югорск», в результате которого экономия энергозатрат на охлаждение газа составила: с 01.06 по 31.12.2006г. – 57,2%; с 01.01 по 31.12.2007г. – 42,0%; с 01.01 по 01.03.2007г. – 21,3% [8].

Переход от дискретного регулирования вращения к частотному способен значительно понизить годовые энергозатраты. Расчет годовой экономии энергозатрат в денежном выражении в системе охлаждения при переходе с дискретного метода регулирования на частотный показал, что при установке

частотных преобразователей в северных регионах страны на электродвигатели аппаратов воздушного охлаждения возможна ежегодная экономия 12,69 млн. руб. только на одном аппарате воздушного охлаждения.

Рассмотренные методы модернизации аппаратов воздушного охлаждения могут значительно увеличить энергоэффективность компрессорной станции и понизить ежегодные затраты на эксплуатацию оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЕ ССЫЛКИ

1. Официальный сайт ПАО Газпром «Транспортировка» [Электронный ресурс]:Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/about/production/transportation/>
2. Амакачев Н.Р., Астафьев С.А. Аппараты воздушного охлаждения компрессорной станции // Научно-практический электронный журнал Аллея Науки. 2018. № 9(25).
3. Шайхутдинов А.З., Лифанов В.А., Маланичев В.А. Современные АВО газа – ресурс энергосбережения в газовой отрасли // Газовая промышленность. 2010. № 9. С. 40–41.
4. Омелянюк, М. В. Повышение экономичности и безопасности эксплуатации аппаратов воздушного охлаждения / М. В. Омелянюк, А. Н. Черномашенко // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 4. – С. 43-46.
5. Чекардовский, С. М. Повышение эффективности работы аппаратов воздушного охлаждения газа на компрессорных станциях / С. М. Чекардовский, А. В. Шаманаев // Нефтегазовый терминал : сборник научных статей памяти профессора Н. А. Малюшина. – Тюмень : Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. – С. 279-281.
6. Маланичев В.А., Миатов О. Л., Типайлов А.М. Разработка и модернизация вентиляторных блоков аппаратов воздушного охлаждения // Химическая техника. 2004. № 2.
7. Зусько, П. П. Повышение эффективности работы аппаратов воздушного охлаждения газа / П. П. Зусько // Нефтегазовый терминал : сборник научных статей памяти профессора Н. А. Малюшина. – Тюмень : Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. – С. 92-95.
8. Информационное письмо ИП-1271-10-08 «О применении аппаратов воздушного охлаждения газа на основе частотно-регулируемого привода вентиляторов АВОГ ЧРП производства ЗАО Газмашпроект»

УДК 622.692.4

ПРИМЕНЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ В СИСТЕМЕ НЕФТЕПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

С.В. Хлутчин

*Магистр, Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Российская федерация
hlutchinsv@mail.ru*

**APPLICATION OF ENERGY-SAVING TECHNOLOGIES IN THE OIL PIPELINE TRANSPORT SYSTEM/
METHODS OF ENERGY EFFICIENCY ASSESSMENT
MAIN OIL PIPELINES**

S.V Khlutchin

*Master, Samara State Technical University, Samara, Russian Federation
hlutchinsv@mail.ru*

Аннотация

В статье рассматриваются методы оценки энергоэффективности магистральных нефтепроводов. Затраты на электроэнергию является основным показателем эффективности работы магистрального нефтепровода и магистральных насосных агрегатов. Рассмотрен комплекс мероприятий для минимизации расхода электроэнергии.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, энергоэффективность, минимизация затрат электроэнергии.

Annotation

The article discusses methods for assessing the energy efficiency of oil trunk pipelines. The cost of electricity is the main indicator of the efficiency of the main oil pipeline and main pumping units. The authors considered a set of measures to minimize power consumption.

Key words: main oil pipeline, energy efficiency, minimization of electricity costs.

Проблема энергосбережения в данный момент времени остро стоит во всех отраслях экономики России. Энергосберегающая политика Российской Федерации направлена на экономию энергетических ресурсов во всех отраслях ТЭК. Затраты на электроэнергию является основным показателем эффективности работы магистрального нефтепровода и магистральных насосных агрегатов.

Определим, что является показателем энергетической эффективности. Показателем энергетической эффективности является абсолютный, удельный или относительный параметр потребления или потерь энергетических ресурсов для продукции любого назначения или технологического процесса.

На рисунке 1 представлена классификация показателей энергетической эффективности.

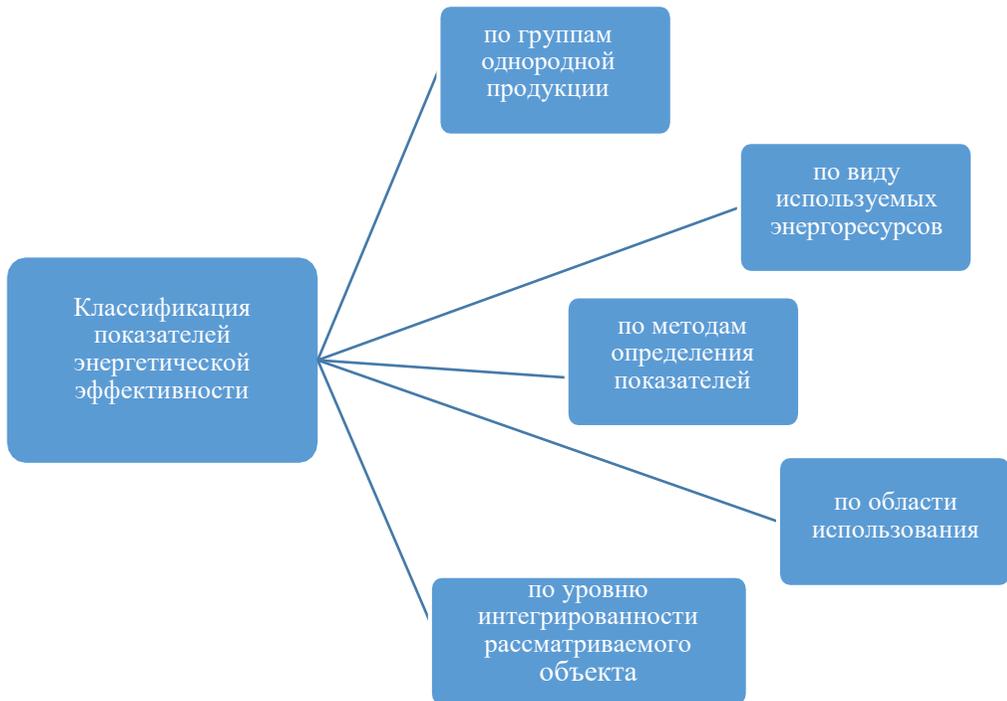


Рисунок. 1. Классификация показателей энергетической эффективности

Рассмотрим подробнее методы определения показателей.

Статический метод - подбор и обработка статических данных по показателям энергоэффективности продукции, выбранного в качестве прототипов исследуемого образца.

Расчетно-аналитическом метод - применяются методики определения расчетных значений показателей при проектировании изделий.

Приборный метод - проведение специальных испытаний промышленных образцов продукции и измерений фактический значений показателей энергоэффективности.

Опытно-экспериментальный метод - основывается на данных специально организованных экспериментах с опытными образцами энергопотребляющей продукции с проведением специальных измерений характеристик для оценки показателей энергоэффективности.

Смешанный метод - комбинация двух или большего числа вышеперечисленных методов.

Основные затраты на транспортировку нефти приходится на энергопотребление технологическим оборудованием нефтеперекачивающих оборудований нефтеперекачивающих станций. Для оценки энергетической эффективности работы магистрального нефтепровода применяются следующие параметры:

- общий объем энергопотребления;
- объем потребления электроэнергии на транспортировку нефти и на собственные нужды;
- удельное энергопотребление;
- коэффициент полезного действия.

Расходуемая электроэнергия в трубопроводе при транспортировке нефти, состоит из двух частей: потребление электроэнергии насосными агрегатами $W_{НА}$ (составляет около 95% общего расхода); собственные нужды $W_{СН}$ (составляет около 5%)

Следовательно, общее количество потребляемой электроэнергии вычисляется по формуле:

$$W = W_{НА} + W_{СН} \quad (1);$$

Потребление электроэнергии насосными агрегатами находят по формуле:

$$W_{НА} = W_{мин.н} + W_2 + W_3 + W_{кпд} + W_{нер.} + W_{техн.} \quad (2);$$

Где,

$W_{мин.н}$ - минимальный необходимый расход;

W_2 - расход на циклическую работу магистральным нефтепроводом связанную с периодической остановкой перекачки;

W_3 - расход, связанный с режимными затратами;

$W_{кпд}$ - расход, обусловленный отклонением фактических характеристик магистральных насосных агрегатов от паспортных характеристик;

$W_{нер.}$ - расход, связанный с неравномерностью работы, в связи с проведением ремонтных работ;

$W_{техн.}$ - расход, связанный с технологическими затратами.

Чтобы минимизировать расход электроэнергии необходимо проведение ряда мероприятий. Комплекс предполагаемых мероприятий представлен в таблице 1

Комплекс мероприятий для минимизации расхода электроэнергии

№ п.п.	Минимизация расхода электроэнергии	Комплекс мероприятий
1	Уменьшить расход на циклическую работу	Замена роторов насоса; замена магистральных насосных агрегатов, уменьшение числа рабочих ступеней МНА, применение регулируемого привода МНА
2	Снижение потребления электроэнергии на режимные затраты	Определить оптимальную расстановку роторов МНА, определить оптимальный ряд режимов работ
3	Уменьшение потерь за счет отклонения фактических характеристик магистральных насосных агрегатов от паспортных характеристик	Своевременный ремонт и замена насосных агрегатов
4	Минимизация затрат на неравномерность работ, вызванных проведением ремонтных работ	Оптимизация проведения ремонтных работ, внедрение преобразователей частоты в схему магистральных насосных агрегатов.
5	Снижение технологических затрат	Периодическая очистка внутренней полости магистрального нефтепровода, обеспечение ритмичности режимов работы, работать только на режимах из ряда оптимальных, работать в течении месяца на режимах не более двух из ряда оптимальных.

В работе [1] предлагается методика оценки эффективности работы магистрального нефтепровода, основанный на расчетно-статическом методе определения показателей энергоэффективности. Автор предложил ввести норму расхода электрической энергии для каждого участка магистрального нефтепровода на плановый период. Норма расхода электрической энергии вычисляется по формуле: $N_{2н} = W_{мин.н}/\eta_{н.э.э.тр.}$ (3)

Где, $\eta_{н.э.э.тр.}$ - нормативный коэффициент энергетической эффективности трубопровода для технологического участка;

$W_{мин.н}$ - минимальная необходимая энергия для перекачки партии нефти G по трубопроводу.

$$W_{мин.н} \text{ определяется по формуле: } W_{мин.н} = GHg + W_{н.эл.дв.} + W_{н.нас.} \quad (4)$$

Где,

G - плановый объем перекачки нефти по трубопроводу, кг;

H - потери напора в трубопроводе, необходимые для перекачки планового объема нефти, м;

g - ускорение свободного падения, м/с²;

$W_{н.эл.дв.}$ - нормативные потери электроэнергии в электродвигателях на плановый период, Вт · с;

$W_{н.нас.}$ - нормативные потери электроэнергии в насосах на плановый период, Вт · с.

В диссертации Ревель-Муроз П.А. [2] разработал алгоритм и представил расчетную методику вычисления КПД технологического участка магистрального нефтепровода. Методика позволяет на основании данных со штатных систем автоматизации осуществлять непрерывный мониторинг контролируемых параметров перекачки и их отклонений от заданных показателей для расчета энергоэффективности. Данная методика учитывает не только снижение энергозатрат, но и эксплуатационные факторы, позволяющая сократить реальный срок окупаемости частотно-регулируемых приводов до 15 лет.

Авторами были рассмотрены методики оценки эффективности работы магистрального нефтепровода, а также алгоритм и расчетная методика вычисления КПД технологического участка магистрального нефтепровода. Следовательно, можно сделать вывод, что разработка алгоритма внедрения энергосберегающих мероприятий является актуальной задачей в данный момент.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Богданов Р.М. Расчет норм потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 1. С. 47-57.
2. Ревель-Муроз, П.А. К вопросу оценки увеличения межремонтного интервала трубопровода при использовании ЧРП/ПА. Ревель-Муроз//Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2016. - № 3 (23). - С. 38-41; разработка методов повышения энергоэффективных нефтепроводного транспорта с внедрением комплекса энергосберегающих технологий: диссертация канд. техн. наук, Уфа, 2018.- 202с.
3. Шабанов, В.А. Методика многокритериальной оценки эффективности применения ЧРП на объектах магистральных нефтепроводов /В.А. Шабанов, П. А. Ревель-Муроз (и др.) /Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. - 2016. - №2.-С. 11-17.
4. Лукманов М.Р, Семин С.Л, Федоров П.В. Дополнительные способы повышения энергоэффективности нефтепроводного транспорта, 2020г.
5. Глаголева О.Ф. Капустин В.М. Повышение эффективности процессов подготовки и переработки нефти (обзор) // Нефтехимия. – 2020.
6. «Энергосбережение – приоритетная задача современной нефтегазопереработки» журнал «Neftegaz.RU» (№1, Январь 2021).
7. Гольянов А.И., Гольянов А.А., Кутуков С.Е. Обзор методов оценки энергоэффективности магистральных нефтепроводов// Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов.-2017.- 4(110).-С.156-170.

РАЗРАБОТКА РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ТРЕБУЕМОГО УРОВНЯ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ЕГО ПРОЕКТИРОВАНИИ С ОТСТУПЛЕНИЕМ ОТ ДЕЙСТВУЮЩИХ НОРМ*Д.А. Федорин, Р.Н. Бахтизин**Уфимский государственный нефтяной технический университет
г. Уфа, Россия*E-mail: fedorin.denis.1@yandex.ru**Аннотация:**

Статья описывает проблему обеспечения безопасности магистрального нефтепровода при его проектировании с отступлением от требований НТД из-за высокой вероятности возникновения аварийных ситуаций. Для обеспечения требуемого уровня безопасности необходимо соблюдение всех предписанных требований норм и правил проектирования. В случаях, когда выполнение этих требований невозможно, прибегают к разработке компенсирующих мероприятий в рамках СТУ. В рамках этой работы рассмотрен магистральный нефтепровод, выявленные в процессе его проектирования отступления от требований НТД и разработаны компенсирующие мероприятия.

Ключевые слова:

Магистральный нефтепровод, нормативно-техническая документация, специальные технические условия, требования, проектирование, отступление от норм.

Актуальность рассматриваемой в данной работе проблематики обусловлена необходимостью разработки компенсирующих отступления от требований НТД мероприятий для каждого проекта заново.

Магистральные нефтепроводы (МН) являются основным способом транспортировки товарной нефти на дальние расстояния к потребителю. Транспортируемая по ним товарная нефть хоть и является подготовленной, т.е. дегазированной и очищенной от различных примесей, но все равно остается подвержена высокой вероятности возникновения взрывов и пожаров. Из вышесказанного следует, что обеспечение достаточного уровня безопасности МН является приоритетной задачей при его проектировании.

Обеспечить необходимый уровень пожарной безопасности возможно только при соблюдении всех требований действующей базы нормативно-технических документов (НТД), например таких как [1-2]. Стоит отметить, что соблюдение всех предписанных НТД требований не всегда выполнимо ввиду наличия различных осложняющих проектирование факторов. В таких случаях, согласно приказу [3], необходимо разрабатывать компенсирующие отступления от норм мероприятия в составе специальных технических условий (СТУ).

В нашем случае рассматриваемым объектом, в отношении которого разрабатываются компенсирующие мероприятия является МН диаметром 1020 мм и толщиной стенки 14 мм. При разработке проекта по его реконструкции были выявлены следующие отступления от требований НТД, причиной которых является отсутствие альтернативных вариантов прокладки МН ввиду территориальной стесненности:

- нарушение минимально допустимого расстояния от оси проектируемого МН до границ сельскохозяйственного предприятия (фактическое расстояние 7 м) [1];
- прокладка МН на расстоянии менее 1000 м от населенных пунктов на отметках земли выше отметок земли, на которой расположены населенные пункты без устройства защитных сооружений на участках [1];
- нарушение минимально допустимого расстояния от оси проектируемого МН до пруда (фактическое расстояние 60 м) [1];
- нарушение минимально допустимого расстояния от оси проектируемого МН до реки (фактическое расстояние 8 м) [1].

Для указанных выше отступлений были разработаны следующие компенсирующие мероприятия:

1. присвоить МН категорию В;
2. толщину стенки трубопровода принять:
 - на участке прокладки трубопровода методом ННБ не менее 16 мм.
 - на остальных участках действия СТУ не менее 14 мм.
3. на участках открытой прокладки по всей длине траншеи (в том числе по бокам) необходимо делать противотракторного экрана из;
4. производить дублирующий контроль всех сварных стыков;
5. применить трубы классом прочности К56 из низколегированной стали;
6. установить опознавательные знаки в пределах прямой видимости на расстоянии не более 500 м.

Апробация разработанных компенсирующих мероприятия проведена путем определения расчетных значений величины пожарного риска согласно методике указано в [4]. Все полученные значения величин потенциального, индивидуального и социального рисков не превышают допустимые значения представленные в [5].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2013. – 88 с.;
2. Приказ Ростехнадзора №306. «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности. Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта». Приказ Ростехнадзора от 15.07.2013 №306. Зарегистрировано в Минюсте России 20 августа 2013 г. N 29581. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. Редакция от 12.07.2018 – действует с 04.10.2018;
3. Приказ министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ №734/пр. «Порядок разработки и согласования специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства». Приказ министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 30.11.2020 №734/пр. Зарегистрировано в Минюсте России 18 декабря 2020 г. N 61581. Редакция от 22.10.2021.;
4. «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 17 августа 2009 г. Регистрационный N 14541) утвержденная Приказом МЧС России от 10 июля 2009 г. № 404 (с изменениями).;
5. Федеральный закон №123. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». ФЗ №123 от 22.07.2008. Собрание законодательства РФ. – 2008.

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И
АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ**

УДК 681.5

ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ НА ПРОИЗВОДСТВЕ

Е.Е. Волхонская, М.С. Чемаев

Самарский Государственный технический университет, Россия, Самара,

E-mail: maximchemaev@yandex.ru

Аннотация

В данной статье рассмотрены методы обеспечения безопасности автоматизированных систем управления на производстве, а также методы защиты приборов КИПиА от несанкционированного взлома или вредоносного программного обеспечения. Рассмотрены основные законы и постановления РФ.

Ключевые слова: программное обеспечение, информационная безопасность, АСУ ТП, межсетевое экранирование

ВВЕДЕНИЕ

Термин «информационная безопасность» подразумевает состояние защищенности данных от трех основных рисков: нарушение конфиденциальности, изменение, отсутствие доступности, которые меняются между собой.

Угрозы ИБ на производстве: несанкционированное использование удаленного доступа, хакерские атаки, атаки на стандартные компоненты инфраструктуры, DDoS-атаки, ошибки персонала, внедрение вирусных и других вредоносных программ, чтение, запись и изменение сообщений в сетях АСУ, несанкционированный доступ к ресурсам, атака на сетевые компоненты и технические неисправности.

Отличия АСУ от других систем:

1. Система реального времени;
2. Недопустимы перерывы в работе;
3. При управлении рисками, внимание на физических процессах;
4. специализированные операционные системы;
5. Системные ресурсы ограничены;
6. эксплуатация и поддержка осуществляются только разработчиками;
7. АСУ сертифицируются и лицензируются.

При анализе особенностей АСУ понятна вся сложность реализации комплексной ИБ на производстве, поэтому система безопасности должна решать задачи комплексной защиты системы от: физических атак; несанкционированного доступа сотрудников и третьих лиц; хакерских атак.

ГЛАВНЫЕ ЗАДАЧИ

Одной из основных задач защиты АСУ ТП является обеспечение целостности и доступности систем, поэтому нарушение технологических процессов способно нести серьезный ущерб и в наихудших случаях стать причиной техногенных катастроф. Существует мнение, будто бы достаточно обеспечить защиту периметра АСУ ТП на логическом и физическом уровне, то есть

использовать межсетевое экранирование, организовать пропускной режим и контроль доступа персонала, однако следует учитывать, что в АСУ ТП предъявляются особые требования к обновлению ПО безопасности, к обеспечению доступности компонентов АСУ ТП и каналов связи, к аутентификации и идентификации и к ряду других процессов и процедур. Одной из проблем является отсутствие сотрудников, ответственных за информационную безопасность АСУ ТП, и дефицит квалифицированного эксплуатационного персонала. Кроме того, нет четких требований и документированных процедур безопасности в АСУ ТП, не выполняются базовые требования по информационной безопасности, не проводятся критически важные обновления системного и прикладного программного обеспечения, малоэффективна или полностью отсутствует аутентификация в большинстве компонентов АСУ ТП.

МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ

Защита информации в АСУ ТП – это ведущая цель работ по разработке и эксплуатации АСУ и должна обеспечиваться на всех стадиях ее жизненного цикла. Информационная безопасность элементов АСУ ТП должна обеспечиваться такими техническими, программными и организационными мерами и решениями, которые полностью исключают или эффективно ограничивают возможности как самопроизвольного, так и умышленного искажения сигналов и данных в системе, способного приводить к неблагоприятным последствиям.

Для обеспечения защиты технических средств и систем АСУ ТП необходимо:

- 1) Организация контролируемой зоны;
- 2) Управление физическим доступом;
- 3) Размещение устройств вывода информации, исключающие ее случайный просмотр;
- 4) Защита ее от внешних воздействий;

Оборудование АСУ ТП должно размещаться в запираемых шкафах, или при опломбировании корпусов оборудования.

Программируемые компоненты КИПиА и средств измерений должны иметь парольную защиту от случайного доступа к просмотру и редактированию параметров. Метрологическое ПО, имеющее микропрограммное оборудование КИПиА, должны иметь идентификационные данные. Команды и данные, вводимые через пользователя оборудования КИПиА, не должно оказывать недопустимое влияние на метрологический значимое ПО и данные. Должно быть предусмотрено однозначное назначение каждой команды для инициирования функции или измерения данных. Конструкция КИПиА должна обеспечивать ограничение доступа к определенным частям средства измерения, в целях предотвращения несанкционированных настройки, которые приводят к искажению результатов измерений. В документации на безопасность оборудования КИПиА должны быть учтены:

- 1) Все интерфейсы, посредством которых возможно изменение метрологически значимых параметров средства измерения, а также средства контроля доступа к указанным интерфейсам.
- 2) Возможности независимой проверки идентификации данных микропрограммного обеспечения средства измерения, а также метрологических значимой части ПО для подтверждения подлинности ПО.

Так же в качестве защиты АСУ ТП используют межсетевое экранирование, которое является основным механизмом обеспечения защиты и сегментации. Используемые межсетевые экраны должны выполнять следующие функции:

- 1) Обеспечение фильтрации сетевого трафика
- 2) Регистрация и учет входящих и исходящих пакетов коммуникационных протоколов сетевого уровня
- 3) Фильтрация запросов на установление соединений
- 4) Фильтрация вредоносного программного обеспечения
- 5) Блокирование внешних атак

При выборе средств МЭ, следует учитывать рекомендованные производителем АСУ ТП технические или программные средства защиты.

ЗАКОНЫ И ПОСТАНОВЛЕНИЯ

Защиту ПО и КИПиА на предприятиях обеспечивают в соответствии с ГОСТ Р 8.654-2015. А также опираются на Приказ ФСТЭК России от 14 марта 2014 года №31 в котором представлены требования к обеспечению защиты информации, обработка которой осуществляется автоматизированными системами управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды (далее - автоматизированные системы управления), от неправомерного доступа, уничтожения, модифицирования, блокирования, копирования, предоставления, распространения, а также иных неправомерных действий в отношении такой информации, в том числе от деструктивных информационных воздействий (компьютерных атак), следствием которых может стать нарушение функционирования автоматизированной системы управления. Так же работа над безопасностью систем автоматики должна соответствовать требованиям Федерального закона «О безопасности критической инфраструктуры Российской Федерации» от 26.07.2017 №187-ФЗ. А именно по 187 Федеральному закону требования по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры, устанавливаемые федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным в области обеспечения безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, дифференцируются в зависимости от категории значимости объектов критической информационной инфраструктуры и этими требованиями предусматриваются:

- 1) планирование, разработка, совершенствование и осуществление внедрения мероприятий по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры;
- 2) принятие организационных и технических мер для обеспечения безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры;
- 3) установление параметров и характеристик программных и программно-аппаратных средств, применяемых для обеспечения безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры.

ВЫВОД

Проведя анализ, имеющихся методов защиты контрольно-измерительных приборов на производстве, можно сказать что на сегодняшний день уровень построения структуры информационной безопасности на предприятии находится на высоком уровне. Но сфера безопасности различных устройств известна

тем, что развивается с огромной скоростью. А это говорит о том, что эта сфера постоянно нуждается в новых изобретениях и будет актуальна всегда.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ООО «СёрчИнформ» URL: <https://searchinform.ru/informatsionnaya-bezopasnost/osnovy-ib/informatsionnaya-bezopasnost-v-otraslyakh/informatsionnaya-bezopasnost-na-proizvodstve> (дата обращения: 06.04.2023).
2. ООО «Издательство «Открытые темы», 1992-2023 URL: <https://www.osp.ru/news/articles/2013/44/13038544> (дата обращения: 05.04.2023).
3. 1997-2023 КонсультантПлюс URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_220885/ (дата обращения 07.04.2023).
4. ГОСТ Р 8.654-2015 URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/60032> (дата обращения: 05.04.2023).
5. URL: <https://fstec.ru/normotvorcheskaya/akty/53-prikazy/868-prikaz-fstek-rossii-ot-14-marta-2014-g-n-31> (дата обращения 07.04.2023).

УДК 622.276

О ПРОБЛЕМЕ КОНТРОЛЯ КОМПЕНСАЦИИ В РАЗРЕЗЕ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ

С.А. Романов¹, А.А. Поздеев¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

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

г. Самара, Россия, e-mail: primat.86@mail.ru

Аннотация. Контроль за соблюдением проектных уровней компенсации для месторождений с системой ППД является важным процессом для обеспечения эффективной разработки и выполнения требований проектных документов [1]. Контроль компенсации в целом по месторождению является достаточно простой задачей, однако детализация по объектам разработки может оказаться проблематичной, не смотря на свою кажущуюся простоту. В данной работе рассмотрен подход для оперативного решения проблемы контроля уровней компенсации в разрезе объектов разработки, а так же приводятся общие рекомендации по качественному улучшению процесса контроля в дальнейшем.

Ключевые слова: Месторождение, объект разработки, компенсация, проектно-технологическая документация, месячный эксплуатационный рапорт.

Входными данными для проведения расчёта для контроля уровней компенсации являются протокольные таблицы проектно-технологической

документации «Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов» и «Обоснование прогноза добычи нефти, растворенного газа и объема буровых работ» (далее ПТД), а так же данные по месячным эксплуатационным рапортам за год проведения анализа (далее МЭР).

При сопоставлении объектов возможны два случая: объекты разработки в МЭР и в ПТД совпадают. В данном случае нужно рассчитать фактическую компенсацию и сделать прогноз до конца года. В качестве прогнозных значений для оперативности расчётов принимаем уровни последнего месяца. Ближе к концу года мы будем получать более качественные данные. Компенсация рассчитывается по формуле [2]:

$$K = 100 \cdot \frac{Q_z}{Q_{ж}}, \quad (1)$$

где K – компенсация, %, Q_z – закачка, тыс. м³ в пластовых условиях, $Q_{ж}$ – добыча жидкости, тыс. м³ в пластовых условиях.

Для перевода добычи жидкости в пластовые условия воспользуемся следующей формулой:

$$Q_{ж} = \frac{Q_n}{\rho_n} \cdot B_n + \frac{Q_v}{\rho_v}, \quad (2)$$

где Q_n – добыча нефти в тыс. т в поверхностных условиях, Q_v – добыча воды в тыс. т в поверхностных условиях, ρ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, B_n – объёмный коэффициент нефти, а ρ_v – плотность воды в поверхностных условиях. Воду для упрощения расчёта считаем несжимаемой.

Однако возможен случай, когда сопоставить объекты МЭР и ПТД один к одному невозможно (например, при наличии добычи на совместный объект разработки). В данном случае предлагается ввести искусственный укрупнённый объект, который будет включать в себя все множества объектов МЭР и ПТД. Пример составления такого объекта приведён на следующем рисунке:

Объекты МЭР	Искусственный объект	Объекты ПТД
Западный купол О-1	Западный купол О1О2О3О4О5	Западный купол О1+О2
Западный купол О-1+О-2		Западный купол О-3
Западный купол О-2		Западный купол О-4
Западный купол О2О3О4О5		
Западный купол О-4		

Рис. 1. Пример укрупнения объекта для возможности сопоставления показателей

В этом случае компенсацию по данным МЭР рассчитываем через объёмы жидкости и закачки в пластовых условиях по сумме объектов. Для ПТД расчёт

объёма жидкости делаем через заданные в документе данные по компенсации и закачке. Суммируя жидкость и закачку, мы можем рассчитать компенсацию по искусственному объекту по данным ПТД.

Для быстроты составления отчёта было принято решение реализовать его в табличном редакторе Microsoft Excel. Привязки существующих объектов к укрупнённым искусственным объектам осуществлялись с помощью функции ВПР. Получение итоговых результатов по искусственным объектам осуществлялось с помощью механизма сводных таблиц [3]. Данный подход позволил выйти на соотношение один к одному по всем объектам и подготовить отчёт по всем месторождениям в приемлемые сроки.

На основании полученного отчёта отделом мониторинга проводится анализ причин расхождения между проектной и фактической компенсациями, а так же предлагаются мероприятия по устранению выявленных расхождений. Форма обновляется ежемесячно при получении МЭР, а так же один раз в год после защиты новых ПТД.

Для устранения проблем контроля и повышения его качества в дальнейшем предлагается проведение следующих мероприятий:

- приведение промысловых баз данных в соответствие с актуальными ПТД и балансом запасов
- ежемесячное обновление форм сравнения фактических и плановых показателей
- планирование разделения совместной добычи и закачки в рамках проведения ПЗ в случае наличия совместных объектов разработки в МЭР

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, утверждённые приказом Минприроды России от 20.09.2019 № 639
2. М. М. Мусин, А. А. Липаев, Р. С. Хисамов. Разработка нефтяных месторождений. Москва, Вологда Инфра-инженерия, 2019
3. Н. Павлов. Microsoft Excel: готовые решения – бери и пользуйся. М: Де'Либри, 2022

УДК 553.98

ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТИПОВОЙ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ПРИ НАЗЕМНОМ ОБУСТРОЙСТВЕ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМЫ СБОРА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.В. Филичев, Д.А. Мельникова, Ю.В. Гашенко, А.Ю. Яндулов

*ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

Аннотация

Рассмотрена постановка задачи по сравнительному анализу технических решений Альбома типовых (эталонных) сооружений по объектам обустройства нефтяных, нагнетательных скважин (далее – Альбом), утвержденного в 2017 году, актуального Альбома 2023 года, порядок разработки и согласования специальных технических условий. Определены основополагающие показатели типового проектирования при внедрении Альбома при обустройстве объектов системы сбора нефтяных месторождений. Предложен метод оптимизации текущего проектирования нефтепромысловых объектов и эталонных сооружений.

Ключевые слова: типовая проектно-технологическая документация, альбом типовых (эталонных) сооружений, оптимизация строительства объектов, специальные технические условия.

Введение.

Существовавшая до недавнего времени система типового проектирования обеспечивала включение стандартизированных объемно-планировочных и конструктивных решений в Федеральный фонд нормативных документов и типовой проектной документации после присвоения ей Минстроем России статуса «типовая», что обеспечивало возможность применения данной документации в конкретном проекте ограничиваться экспертизой только в отношении оснований и фундаментов разрабатываемых объектов. В настоящее время согласно Градостроительного кодекса РФ типовой проектной документацией является документация, по которой получено положительное заключение государственной экспертизы [6].

В последнее время в рамках программы развития типового проектирования в ПАО «НК «Роснефть» при расширении спектра требований Обществ Групп Компании к оптимизации состава сооружений при обустройстве объектов системы сбора, в ООО «СамараНИПИнефть» были разработаны «Альбомы типовых (эталонных) сооружений по объектам обустройства нефтяных, нагнетательных скважин (далее – Альбом).

Альбомы типовых (эталонных) сооружений.

Альбом — одна из форм представления типовых проектных решений (ТПР) на сооружения, площадки и узлы — содержит наглядный материал, включающий

листы общих данных, опросные и каталожные листы, спецификации, рабочие чертежи, что делает его доступным для понимания [7].

Альбом содержит проработанные решения, которые согласованы с техническими требованиями и условиями для проектирования объектов обустройства заказчика. Документ разработан для повторного использования и привязки типовых проектных решений при обустройстве объектов системы сбора нефти и газа, подведомственных АО «Оренбургнефть».

В Альбоме рассмотрены следующие типовые сооружения и узлы обустройства скважин:

1. Площадка приустьевая нефтяной скважины (с ЭЦН) Ду – 80;
2. Площадка приустьевая нагнетательной скважины Ду – 80;
3. Площадка под ремонтный агрегат;
4. Устьевой блок подачи реагента;
5. Мобильная камера пускового устройства (МКПУ);
6. Мобильная камера приемного устройства (МКПР);
7. Ёмкость дренажная $V=1,5$ м³ ;
8. Индивидуальное замерное устройство;
9. Групповое замерное устройство;
10. Ёмкость дренажная $V=5,0$ м³;
11. Водораспределительный пункт на 8 подключений;
12. Узел отключающей арматуры на нефтепроводе надземный Ду – 80;
13. Подземный переход через автомобильную дорогу (продавливанием);
14. Переход методом ГНБ через реку;
15. Комплектная трансформаторная подстанция типа «киоск» (КТПК);
16. Станция управления;
17. Линия воздушная 6(10) кВ;
18. Молниеотвод;
19. Оповестительный знак.

При разработке актуального Альбома был оптимизирован генеральный план обустройства одиночной добывающей и нагнетательной скважин, а также следующие конструкции и сооружения:

1. Схема расстановки площадок и оборудования при обустройстве добывающей скважины (Рис. 1);
2. Схема расстановки площадок и оборудования при обустройстве нагнетательной скважины (Рис. 2);
3. Площадка приустьевая добывающей нефтяной скважины (с ЭЦН) Ду – 80;
4. Площадка приустьевая нагнетательной скважины системы ППД;
5. Площадка под ремонтный агрегат;
6. Колодец дождеприёмный на приустьевой площадке добывающей нефтяной скважины;
7. Ёмкость канализационная $V = 5$ м³ на площадке добывающей нефтяной скважины.

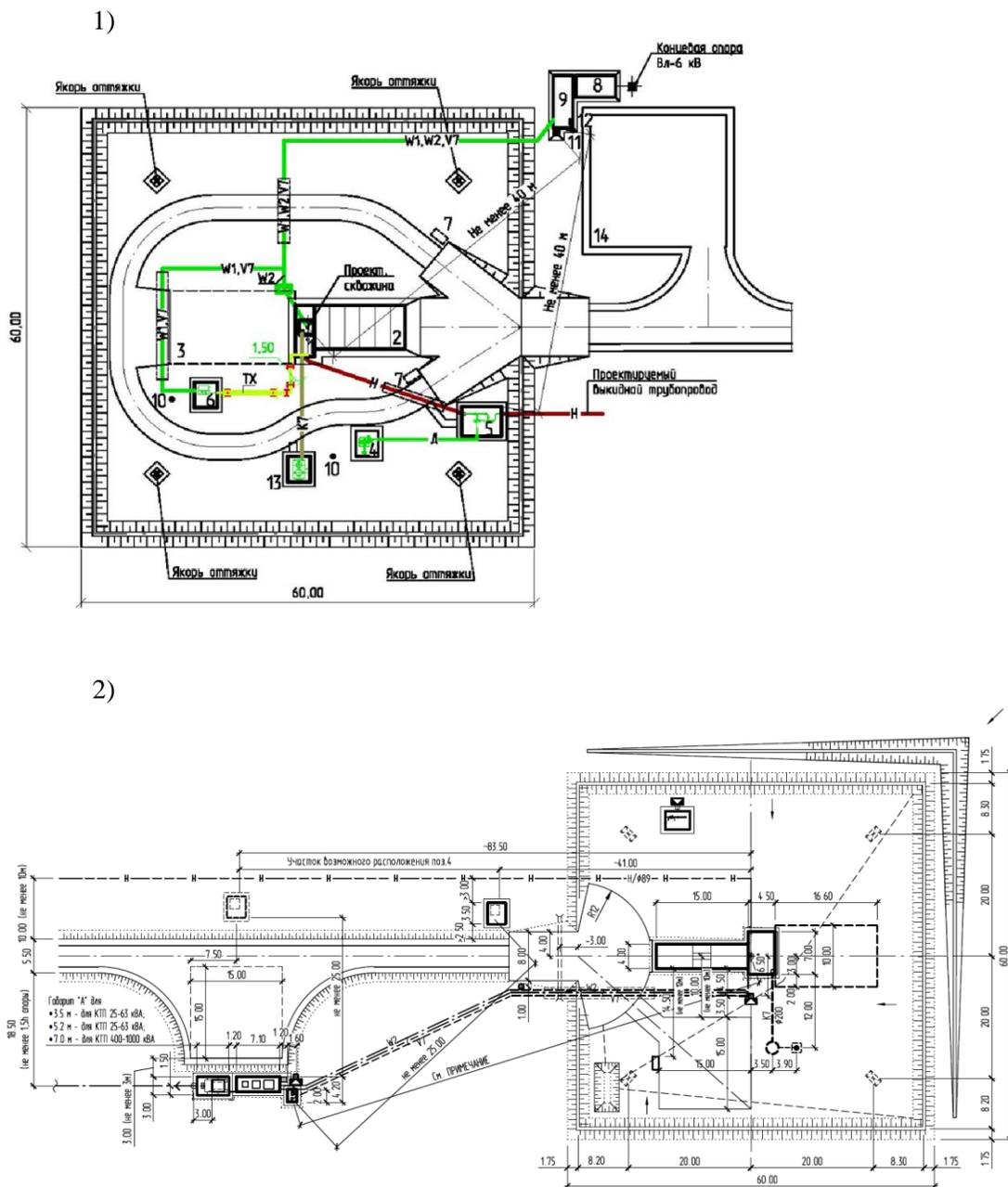


Рис. 1 Типовая схема расстановки площадок и оборудования (1) и оптимизированная схема (2) при обустройстве добывающей скважины Оренбургской области

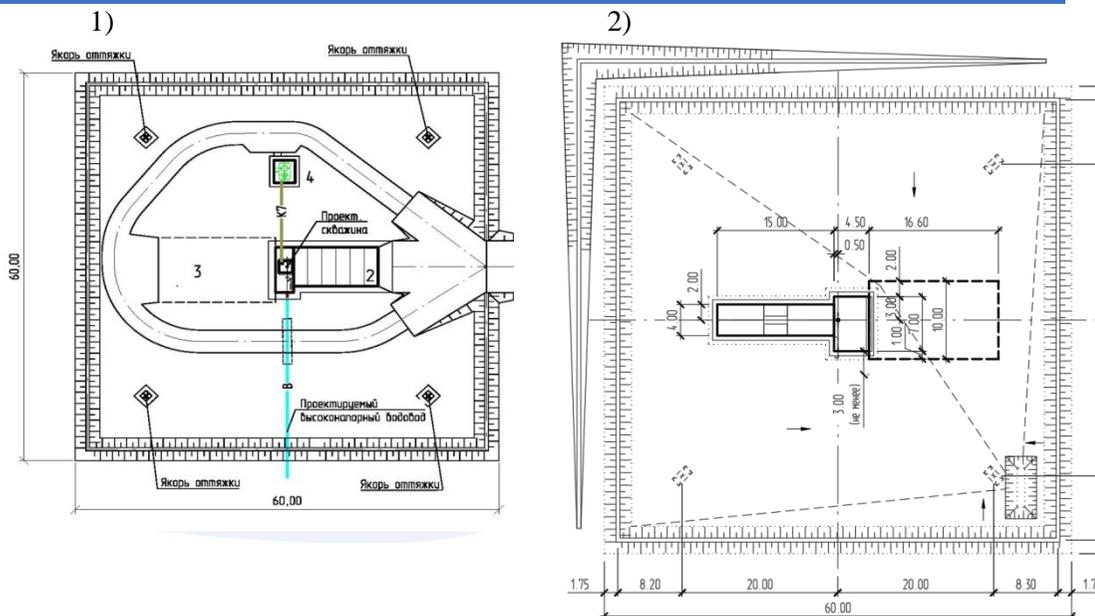


Рис. 2 Типовая схема расстановки площадок и оборудования (1) и оптимизированная схема (2) при обустройстве нагнетательной скважины Оренбургской области

Внедрение Альбома позволит выполнить следующие основные задачи:

- сокращение затрат и сроков строительства (за счет выбора экономичного оборудования, снижения количества используемых материалов и уменьшения объемов работ);
- снижения эксплуатационных расходов, связанных с упрощением оборудования, уменьшением арендуемых площадей;
- обучения молодых специалистов и использование типовых (эталонных) сооружений для проверки собственных решений и решений субподрядных организаций [7].

Основные технические решения Альбома типовых сооружений.

Альбомом предусматривается обустройство, трубопроводная обвязка площадки устья добывающей нефтяной скважины, которая эксплуатируется механизированным способом добычи с помощью погружного центробежного насоса типа УЭЦН. Предусматривается установка пробоотборника перекачиваемой жидкости. Пробоотборник располагается на приустьевой площадке в составе технологической обвязки устья скважины. На добывающей скважине предусмотрен контроль давления и температуры. Для измерения давления жидкости предусмотрены закладные конструкции под манометр и датчик давления, для измерения температуры - термометр. Для сбора ливневых стоков и загрязнений при обслуживании и ремонте приустьевая площадка по периметру выкладывается бордюрным камнем. Уклон обеспечивает сбор стоков в бетонный герметичный приямок, соединенный канализационным коллектором с канализационной

ёмкостью. Расстояния между зданиями и сооружениями приняты в соответствии с требованиями норм промышленной и пожарной безопасности, санитарных норм.

Исходя из многолетнего опыта безопасной эксплуатации объектов добычи нефти и газа в Оренбургской области с целью сокращения капитальных затрат и сроков строительства в Альбоме 2023 года были оптимизированы следующие технические решения по автодорогам:

- на площадках добывающих скважин оптимизированы внутривозрастные проезды с покрытием из щебня для обеспечения свободного проезда спецтехники к технологическому оборудованию, предусмотрена тупиковая площадка для разворота пожарной техники размером 15 x 15 метров для обслуживания канализационной ёмкости, исключен кольцевой проезд вокруг устья скважины.

- на площадках нагнетательных скважин исключены внутривозрастные проезды с покрытием из щебня для обеспечения свободного проезда спецтехники к технологическому оборудованию, исключен кольцевой проезд вокруг устья скважины, исключена канализационная ёмкость.

Однако принятые технические решения по обустройству скважин не соответствуют отдельным статьям № 123-ФЗ, № 384-ФЗ.

Разработка специальных технических условий.

При невозможности соблюдения требований нормативных документов для зданий, сооружений, строений, для которых отсутствуют нормативные требования промышленной и пожарной безопасности, необходимо разработать специальные технические условия, отражающие специфику обеспечения промышленной и пожарной безопасности, содержащие комплекс инженерно-технических и организационных мероприятий по обеспечению требований промышленной и пожарной безопасности. Необходимость разработки специальных технических условий должна быть обоснована и согласована с Заказчиком. Разработка специальных технических условий проводится проектной организацией в соответствии с техническим заданием Заказчика и осуществляется за счет средств Заказчика.

Специальные технические условия разрабатываются на основании требований Приказа от 30.11.2020 г. № 734/пр «Об утверждении порядка разработки и согласования специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства» [2].

Документ содержит общие требования к разработке технических норм применительно к объекту капитального строительства, если для разработки проектной документации недостаточно требований к надежности и безопасности объекта капитального строительства и (или) такие требования не установлены национальными стандартами и сводами правил (частей таких правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона от 30 декабря 2009 г. №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», а также Перечнем документов в области стандартизации [5], в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона от 22 июля 2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [4].

Выводы

Основными целями системы типового проектирования является интегрированный подход к проектированию наземного обустройства объектов добычи нефти и газа, учитывающий расположение сооружений, их взаимную работу в единой технологической схеме и системе и синергетический эффект от использования единых инженерных систем и сооружений.

Градостроительный кодекс РФ определяет значение термина «типовая проектная документация» следующим образом:

Типовой проектной документацией может быть признана проектная документация, получившая положительное заключение государственной экспертизы проектной документации и использованная при строительстве, реконструкции объекта капитального строительства, в отношении которого получено разрешение о его вводе в эксплуатацию (за исключением проектной документации объектов индивидуального жилищного строительства), по решению уполномоченного Правительством Российской Федерации федерального органа исполнительной власти. Порядок признания проектной документации типовой проектной документацией, порядок признания указанного в настоящей части решения, содержащегося в типовой проектной документации, типовым проектным решением, устанавливаются Правительством Российской Федерации [1].

Критерии, на основании которых устанавливается аналогичность проектируемого объекта капитального строительства и объекта капитального строительства, применительно к которому подготовлена проектная документация, в отношении которой принято решение о применении типовой проектной документации, устанавливаются уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти [1].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Градостроительный кодекс Российской Федерации № 190-ФЗ.
2. Приказ от 30.11.2020 г. № 734/пр «Об утверждении порядка разработки и согласования специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства».
3. Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
4. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
5. Приказ № 318 «Об утверждении перечня документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
6. Гришагин А.В. Интеграция типового и текущего проектирования // Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных месторождений: сборник научных трудов ООО «СамараНИПИнефть» — Вып. 2. — Самара: Изд-во «Нефть. Газ. Новации», 2012 — С. 177-188.
7. Гилаев Г.Г., Гладунов О.В., Исмагилов А.Ф., Гришагин А.В., Гуров А.Н., Каверин А.А.. Оптимизация состава сооружений как элемент управления затратами при

УДК 62-52

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЯНЫМИ СКВАЖИНАМИ

А.С. Терешенков, Д.А. Мельникова, Ю.В. Гашенко, В.А. Станкин

*ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

Аннотация

Статья посвящена разработке автоматизированной системы управления устья нефтяной скважины, которая позволяет производить мониторинг и контроль процесса добычи нефти в режиме реального времени. В статье описываются особенности работы системы, ее аппаратное и программное обеспечение, а также преимущества, которые она предоставляет. Разработка такой системы позволяет повысить эффективность добычи нефти, сократить число аварийных ситуаций и уменьшить расходы на обслуживание оборудования. Исследование демонстрирует эффективность автоматизированной системы как инструмента повышения безопасности и эффективности работы нефтепромысловых предприятий.

Ключевые слова: нефтяная скважина, устье, автоматизированная система управления, эффективность добычи нефти, автоматизация нефтяной скважины

Автоматизированные системы управления нефтяными скважинами используются для повышения эффективности и безопасности добычи нефти. Эти системы позволяют оперативно и точно контролировать процессы добычи нефти и обеспечивать лучшее использование ресурсов скважины. Разработка автоматизированной системы управления устья нефтяной скважины является очень важным этапом в эксплуатации нефтепромыслов. Она позволяет автоматически контролировать параметры добычи нефти, такие как расход, давление в скважине, температуру и уровень жидкости в скважине [1]. Это позволяет операторам мгновенно реагировать на изменения параметров и принимать соответствующие меры, чтобы предотвратить возникновение аварийных ситуаций.

Одной из основных функций автоматизированной системы является удаленный мониторинг работы нефтяной скважины [2]. С помощью системы управления можно отслеживать все параметры скважины в реальном времени, что позволяет операторам моментально реагировать на возможные отклонения в работе скважины. Это позволяет уменьшить длительность аварийных остановок и повысить эффективность добычи нефти. В состав автоматизированной системы управления устья нефтяной скважины входят различные датчики и контроллеры, которые собирают и анализируют данные о работе скважины в реальном времени. При возникновении событий, требующих операторского вмешательства,

автоматизированная система выдает звуковые и визуальные сигналы, оповещающие оператора об отклонениях от нормы. Кроме того, автоматизированная система управления устья нефтяной скважины может быть интегрирована со сторонними системами и оборудованием, такими как системы управления скважинными насосами, системы контроля сепарации нефти и газа, и т.д. Это позволяет создать единую систему управления всеми процессами на нефтепромысле, что приводит к улучшению эффективности и снижению затрат на эксплуатацию.

Разработка автоматизированной системы управления устья нефтяной скважины требует комплексного подхода и индивидуального подбора компонентов [3]. Необходимо учитывать все особенности скважины и ее окружающей среды, а также желаемые параметры работы системы. В процессе разработки необходимо учитывать такие факторы, как надежность, удобство использования, безопасность и стоимость.

В конечном итоге, автоматизированная система управления устья нефтяной скважины помогает повысить эффективность и безопасность процессов добычи нефти. Она обеспечивает операторам более точный и оперативный контроль за работой скважины, что позволяет повысить ее производительность и снизить затраты на эксплуатацию. Таким образом, разработка автоматизированной системы управления устья нефтяной скважины является необходимым и важным шагом в эксплуатации нефтепромыслов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Погарский А.А.. Автоматизация процесса бурения глубоких скважин // Недра, Москва, 1972 г., 216 стр.
2. Гафиятуллин Р.Х., Козловский Е.А.. Автоматизация процесса геологоразведочного бурения // Недра, Москва, 1977 г., 215 стр.
3. Бродов Г.С., Егоров Э.К., Шелковников И.Г.. Технологические измерения и автоматизация процесса бурения // ФГУ НПП Геологоразведка, Санкт-Петербург, 2004 г., 105 стр.

ЭКОНОМИКА ТЭЖ

**ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В КОМПАНИЯХ
НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА****FEATURES OF PROJECT ACTIVITY IN OIL AND GAS COMPANIES***А.Н. Марешевский**A.N. Mareshevskiy**Научный руководитель: О.П. Маслова**Scientific supervisor: O.P. Maslova**Самарский государственный технический университет**г. Самара, Россия**Samara State Technical University, Samara*

Аннотация: Данная статья посвящена изучению особенностей проектной деятельности компаний нефтегазового комплекса, который является в России весьма финансово привлекательным для инвесторов. При управлении проектом важно учитывать высокую стоимость проекта, его длительный срок окупаемости, стратегический характер, множество разнообразных рисков, сложность координации кадров разных стран, культур, с разным образованием, компетенциями и навыками, логистические сложности и соблюдение баланса между устойчивостью и гибкостью системы.

Ключевые слова: проект, проектная деятельность, управление проектом, нефтегазовая сфера.

Annotation: The article deals with the study of the features of the project activities of oil and gas companies which are very financially attractive for investors in Russia. When managing a project, it is important to take into account the high cost of the project, the long payback period, strategic nature, a variety of risks, the complexity of coordinating personnel from different countries, cultures, with different education, competencies and skills, logistical difficulties and maintaining a balance between sustainability and flexibility of the system.

Key words: project, project activity, project management, oil and gas sector.

Изучение процессов разработки, внедрения и управления инновационными проектами в организациях различных отраслей экономики России не теряют своей актуальности последние десятилетия. Особое внимание следует уделить проектному менеджменту в нефтегазовой сфере, который обладает своей спецификой: как правило, проекты, реализуемые в отрасли, очень крупные по размеру финансовых сложения, носят долгосрочный, стратегический характер и имеют очень большой срок окупаемости.

Добыча и реализация нефти и газа уже много лет являются ведущей и стратегически важной сферой экономики России. Нестабильная геополитическая обстановка и вводимые международные санкции повышают риски, связанные с реализацией нефтегазовых проектов, значительно возрастают, что особо подчёркивает актуальность выбранной темы и необходимость совершенствования организационно-методических основ проектного управления в нефтегазовой сфере и адаптации их к современным изменяющимся условиям.

Под термином «управление проектом» будем понимать использование знаний, умений, навыков, инструментов и методов для выполнения проекта, при этом применяются и интегрируются логически сгруппированные процессы управления. Подобная группировка может происходить самым различным образом. При управлении нефтегазовым проектом выделяют следующие этапы:

- оценка;
- выбор и определение;
- планирование;
- запуск и начало эксплуатации;
- контроль.

Важной особенностью проектов в нефтегазовой сфере зачастую является задействование специалистов из разных стран, разных культур, имеющих разное образование, разные сводные компетенций и разные навыки. От руководителя проекта требуются особые навыки для эффективной координации действий настолько разнообразных участников и выстраиванию гармоничного взаимодействия между ними.

Во многих нефтегазовых проектах используется импортное оборудование, иногда это оборудование носит идиосинкратический характер: изготавливается мелкими партиями или даже в единственном экземпляре. Возрастает зависимость проекта от внешних поставщиков. В периоды нестабильной геополитической обстановки и санкций эта зависимость может быть критической для проекта и ставящей выполнение проекта под угрозу из-за невозможности поставок некоторого оборудования и технологий. Поэтому в сложных проектах нефтегазовой сферы большая роль должна отводиться планированию логистики поставок оборудования и материалов. Для решения проблемы рыночных ограничений и снижения рисков срыва поставок может быть использована стратегия заблаговременных закупок, когда материалы и оборудование заказываются еще на этапе подготовки документации.

Проектная деятельность в нефтегазовой сфере требует учёта выявленных нюансов и особенностей. С одной стороны, эти особенности требуют, чтобы система была стабильной и жёсткой. С другой стороны, данная система должна обладать определенной степенью гибкости, варьируемой в зависимости от размера и сложности проекта, для облегчения коммуникации, сокращения несоответствий и повторной работы, возникающей в результате допущения потенциальных ошибок.

Несмотря на то, что нефтегазовая отрасль в России является весьма финансово привлекательной для инвесторов, проекты в этой сфере сопряжены с огромным количеством рисков. Ниже приведены некоторые из них:

- строительные риски, связанные со сложностью координации и завершения комплексных проектов особенно в условиях суровых климатических условий (поскольку многие нефтегазовые проекты России реализуются в Сибири);
- валютные риски. С одной стороны, могут грозить удорожанием закупаемого импортного оборудования и иных издержек компании в ходе реализации проекта или, напротив, могут существенно снизить стоимость нефтепродуктов на международных рынках, что в корне подрывает целесообразность проекта из-за низкой выручки;
- риски хранения и транспортировки нефти, т.к. нефть при неправильном хранении и транспортировке может терять свои качественные свойства и вызывать угрозу взрывов и пожаров;
- политические риски. Последние месяцы носят наиболее острый характер для российской экономики. Изменения в международных законах, правилах торговли на международных рынках, введение международных санкций и прочее могут ставить целесообразность нефтегазовых проектов под угрозу;
- экологический риск. Утечка нефтепродуктов могут наносить серьёзный урон экологии. Ответственность за экологический ущерб может быть возложена на компанию, реализующую нефтегазовый проект.

Выявленные выше проблемы требуют стратегических решений, без которых очень сложно реализовать проектные инициативы. Поэтому создание системы управления проектами, отвечающие новым реалиям, крайне важно для компаний нефтегазового сектора. Но разработка и внедрение такой системы должны быть адаптированы к законам и особенностями каждой страны, где проекты по разведке и добыче нефти и газа могут иметь некоторые различия в плане органов утверждения и этапов реализации проекта.

Таким образом, в ходе исследования были выявлены следующие особенности, которыми обладают проекты в нефтегазовой сфере:

1. Большая стоимость проектов (мегапроекты).
2. Длительный срок окупаемости.
3. Стратегический характер.
4. Множество разнообразных рисков.
5. Координация специалистов разных стран, культур, имеющих разное образование, разные сводные компетенций и разные навыки.
6. Закупка и логистика уникального оборудования.
7. Соблюдение баланса между устойчивостью и гибкостью выстраиваемой системы.

Реализация проектов в нефтегазовых компаниях требует особых навыков и подходов от менеджера проектов. Эти навыки существенно отличаются от навыков, которыми обладают руководители подразделений, связанных с непосредственной деятельностью компании: ежедневной добычей нефти или газа. Поэтому для нефтегазовых компаний целесообразно иметь отдельно операционный и проектный отделы, но обеспечить слаженное взаимодействие между ними.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Буньковский Д.В. Предпринимательский проект и его команда в среде нефтегазовой компании // Вестник НГИЭИ. 2021. №6 (121). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/predprinimatelskiy-proekt-i-ego-komanda-v-srede-neftegazovoy-kompanii> (дата обращения: 13.03.2023).
2. Никонов, Е. А. Особенности проектного подхода в управлении инновационной деятельностью предприятий нефтегазового комплекса / Е. А. Никонов. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2021. — № 43 (385). — С. 218-221. — URL: <https://moluch.ru/archive/385/84701/> (дата обращения: 13.03.2023).
3. Иванов Р.Ю., Ленкова О.В., Чунихин С.А. Особенности управления проектами в нефтегазовой отрасли // Московский экономический журнал. 2022. №3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-upravleniya-proektami-v-neftegazovoy-otrasli> (дата обращения: 13.03.2023).

**ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

УДК 504.054

ПРИМЕНЕНИЕ КАЛЬКУЛЯТОРА РАСЧЕТА КОЛИЧЕСТВА ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ СОГЛАСНО МЕТОДИКЕ ОЦЕНКИ СНИЖЕНИЯ УГЛЕРОДНОГО СЛЕДА*Д.В. Алексеев, М.В. Захарова, Д.А. Мельникова, Ю.В. Гашенко**ООО «СамараНИПИнефть», ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия*E-mail: zgz6121@yandex.ru

Аннотация

В данной работе представлены особенности работы и применения калькулятора расчета выбросов парниковых газов, алгоритмы работы которого соответствуют методике «ПНСТ 646-2022. Предварительный национальный стандарт Российской Федерации. «Зеленые» стандарты. «Зеленая» продукция и «зеленые» технологии. Методика оценки снижения углеродного следа».

Ключевые слова

Парниковые газы, углеродная политика, углеродный менеджмент.

Продолжительное время в атмосфере сохранялось безопасное количество парниковых газов, выделяемых с испарением Мирового океана, вулканической деятельностью и лесными пожарами. В последние десятилетия из-за роста темпов промышленности концентрация газов начала увеличиваться. Планета стала сильнее нагреваться, а угроза глобального потепления стала как никогда актуальной.

Примером вырабатываемых газов являются двуокись углерода (CO₂), метан и оксид азота, однако след называется «углеродным», так как доля CO₂ среди других парниковых газов составляет более 80%. Источником парниковых газов и, соответственно, углеродного следа, является все то, к чему мы пришли в ходе промышленной революции и развития сельского хозяйства, а именно: сжигание ископаемого топлива для получения электрической энергии и отопления (углекислый газ), добыча нефти, устройство свалок (метан), производство хладагентов и аэрозолей (фторуглероды), ракетные запуски (оксиды азота), работа автомобильных двигателей (озон).

В России был принят Предварительный национальный стандарт Российской Федерации. «ПНСТ 646-2022. «Зеленые» стандарты. «Зеленая» продукция и «зеленые» технологии. Методика оценки снижения углеродного следа» (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 26.04.2022 N 35-пнст). Разработка настоящего стандарта обусловлена необходимостью формирования эффективного и наглядного инструмента для оценки влияния «зеленых» технологий и «зеленой» продукции на снижение выбросов парниковых газов при ее производстве и применении [1]. Для этого проводят сравнение экологических характеристик «зеленой» продукции и «зеленых» технологий с традиционными продукцией и

технологиями.

Стандартом предусмотрены два метода оценки углеродного следа продукции – абсолютный и относительный. При абсолютном методе рассчитывается величина углеродного следа оцениваемой «зеленой» продукции. Относительный метод подразумевает сравнение полученной величины углеродного следа оцениваемой «зеленой» продукции и величины углеродного следа аналогичной традиционной продукции. Оценка величины углеродного следа «зеленой» продукции включает в себя как оценку углеродного следа на этапе производства продукции, так и на этапе ее применения. Настоящий стандарт устанавливает методику оценки (расчета) углеродного следа «зеленой» продукции, величины снижения углеродного следа за счет применения «зеленых» технологий при производстве продукции, а также методику оценки (расчета) изменения углеродного следа при применении «зеленой» продукции по сравнению с применением традиционных видов продукции [2].

Настоящий стандарт предназначен для специалистов - изготовителей продукции и организаций, деятельность которых связана с проведением исследований и экспертиз в области устойчивого, в том числе низкоуглеродного, развития, экологической безопасности, ресурсосбережения [3].

Согласно разработанной методике для сравнения используют данные из открытых источников, что обеспечивает ее доступность широкому кругу заинтересованных лиц. Данная методика учитывает как прямые, так и косвенные выбросы парниковых газов.

Совокупные выбросы парниковых газов, образующиеся от всех видов оборудования, работающего на топливе, $GHG_{\text{тп}}$, $\text{TCO}_2^{\text{экв}}/\text{год}$, вычисляются по формуле:

$$GHG_{\text{тп}} = \sum_{k=1}^n GHG_k = \sum_{k=1}^n \left(V_j \cdot T_j \cdot \sum_{j=1}^l (K_{xj} \cdot \text{ПГП}_x) \cdot 10^{-3} \right)$$

где GHG_k - количество выбросов парниковых газов, выбрасываемых в атмосферу в результате сжигания топлива j оборудованием k , $\text{TCO}_2^{\text{экв}}/\text{год}$;

V_j - расход топлива j , т/год или тыс. $\text{м}^3/\text{год}$;

T_j - низшая теплота сгорания топлива j , ТДж/тыс. т или ТДж/млн. м^3 ;

K_{xj} - коэффициент выбросов парникового газа x при сжигании топлива j , т/ТДж;

ПГП_x - потенциал глобального потепления парникового газа x по отношению к CO_2 для 100-летнего временного горизонта [4].

Коэффициенты выбросов парникового газа при сжигании топлива K_{xj} и потенциал глобального потепления парниковых газов ПГП_x являются табличными значениями.

В целях повышения информативности был разработан программный продукт на языке Python рассчитывающий совокупные выбросы парниковых газов, образующиеся от всех видов оборудования, работающего на топливе (Рисунок 1). Программа позволяет быстро и наглядно отобразить результат расчета (сгенерировать отчет). Методика расчетов программы соответствует ПНСТ 646-2022.

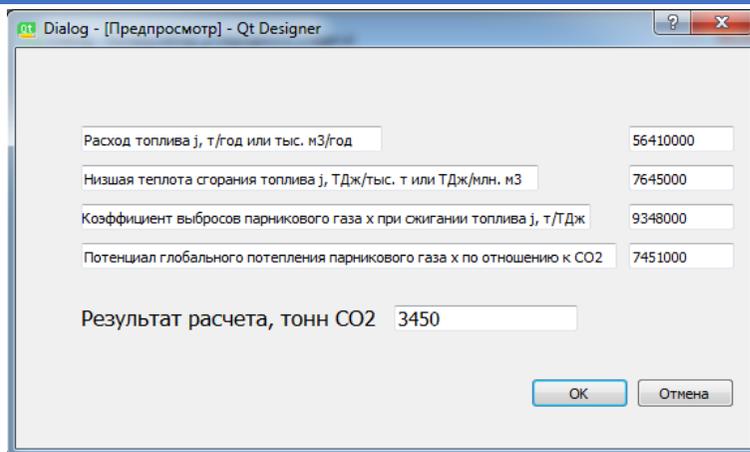


Рис. 1. Интерфейс калькулятора выбросов парниковых газов

Предлагаемый калькулятор расчета количества выброса парниковых газов позволяет оперативно увидеть эффективность источников «зеленой» энергетики, а также произвести оценку углеродного следа как на этапе производства продукции, так и на этапе ее применения [5].

По разным оценкам в ближайшие 30 лет доля электричества должна вырасти на 40%. Для этого выработка электроэнергии должна вырасти втрое с 20 тыс. ТВт*час до 100 тыс. ТВт*час. Часть этого роста может обеспечить атомная энергетика, однако большую часть прироста должны дать возобновляемые источники. По оценкам специалистов, для того чтобы разместить необходимую для генерации инфраструктуру, достаточно не более 1,5% поверхности суши. Созданные при этом электросети будут на 85–90% обеспечиваться электроэнергией из возобновляемых источников. Другие технологии, которые, как ожидается, позволят обеспечить переход к нулевому углеродному следу, включают водородную энергетику, биоэнергетику и технологию поглощения двуокиси углерода.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. База данных ecoinvent по оценке жизненного цикла: <https://v371.ecoquery.ecoinvent.org/Search/Index>
2. Программно-техническое обеспечение учета объектов негативного воздействия на окружающую среду: <https://onv.fsrpn.ru/#/login>
3. Официальный сайт Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации: <http://www.mnr.gov.ru/>
4. Европейский онлайн-калькулятор с результатами оценки углеродного следа для традиционного производства: <https://eplca.jrc.ec.europa.eu/EF-node/elementaryFlowList.xhtml?stock=default>
5. Международный калькулятор углеродного следа для строительства: <http://www.circularecology.com/carbon-footprint-calculators-for-construction.html>

УДК 656.212.5

**ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ
ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО СОСТАВА ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ
НЕФТЕПРОДУКТОВ***Д.А. Волощук, И.Д. Ибатуллин**Самарский государственный технический университет**г. Самара, Россия**e-mail: vol-dar29@mail.ru, idi71@yandex.ru*

В статье представлено решение совершенствования конструкции и расширения эксплуатационных возможностей вагонных замедлителей, позволяющих гарантированно обеспечить предотвращение аварийных ситуаций при формировании составов для перевозки нефтепродуктов.

Ключевые слова: вагонный замедлитель, железная дорога, снижение аварийности при формировании составов, сортировочная горка, транспортировка нефти.

Основным устройством для интенсивной переработки вагонопотоков на станциях являются горочные сортировочные устройства. Вагоны-цистерны транспортирующие нефтепродукты представляют собой резервуар свыше 26 т. При формировании составов на сортировочных горках, они могут разогнаться свыше 5 км/час, что может привести к серьезным последствиям. Нефтепродукты по пожарной опасности и токсичности относятся к третьей категории, поэтому важно обеспечивать исправность вагон-цистерн.

Принцип работы большинства вагонных замедлителей основан на том, что гребни вагонных колес, периодически наезжают на грибовидные головки замедлителей, вдавливая их вниз, преодолевая сопротивление, создаваемое перетеканием гидравлической жидкости из одной полости в другую через дросселирующие отверстия. После того, как колесо проехало замедлитель, его грибовидная головка поднимается на прежний уровень за счет энергии, запасенной в пружине или сжатом воздухе. Энергии, поглощаемой одним замедлителем недостаточно для снижения скорости вагона, поэтому их устанавливают группами на рельсы вдоль всего пути следования вагонов (по несколько десятков устройств в ряд с обеих сторон железной дороги).

Существующие конструкции имеющихся на рынке или вновь разрабатываемых вагонных замедлителей [3-5] имеют ряд недостатков – излишнюю сложность конструкции, что повышает стоимость и уменьшает надежность данных устройств, но главное – существующие замедлители всегда применялись как независимые, нерегулируемые поглотители энергии движущегося вагона. Разумеется, такие устройства не могут одинаково эффективно обеспечить

торможение пустого пассажирского вагона массой 7 тонн и цистерны, имеющейкратно более значительную массу.

Предлагается новая конструкция вагонных замедлителей, в которых вместо отдельных, независимых устройств используется система, состоящая из двух замедлителей (гидроцилиндров), связанных между собой гидравлической линией, в которую вмонтирован электроуправляемый вентиль, имеющий возможность регулировки сечения дросселирующего отверстия. Каждый замедлитель имеет датчик, регистрирующий наезд гребня колеса на грибовидный шток. Работает эта система следующим образом. При движении вагона колесо наезжает на шток, который при опускании выдавливает из замедлителя рабочую жидкость, которая по гидравлической линии перетекает в соседний замедлитель, преодолевая по пути гидравлическое сопротивление, создаваемое управляемым вентиляем. При этом шток второго замедлителя под действием напора затекающей жидкости поднимается вверх и на него тут же накатывается колесо – вызывая повторение процесса поглощения в обратном порядке, т.е. выдавливаемая из второго замедлителя жидкость возвращается (снова преодолевая гидравлическое сопротивление) в полость первого замедлителя. Система управления измеряет время между срабатываниями двух соседних замедлителей, определяет текущую скорость вагона и автоматически задает определенное положение вентиля. Чем больше скорость вагона превышает допустимую величину, тем дроссель переводится в более закрытое положение, обеспечивая увеличение поглощаемой энергии. Если вагон движется с безопасной скоростью, то вентиль переводится в открытое состояние, обеспечивая практически беспрепятственное движение цистерны. При возникновении экстренных ситуаций оператор имеет возможность дистанционно почти полностью закрыть дросселирующий вентиль, обеспечивая остановку вагона.

Таким образом, предлагаемый вагонный замедлитель позволит полностью исключить аварийные ситуации при формировании составов на сортировочных горках за счет интеллектуального управления энергией поглощения, поддерживающей скорость движения вагонов по веткам на заданном уровне, не превышающем 5 км/час. При необходимости замедлитель может обеспечить полное торможение вагона, т.е. является средством обеспечения безопасности на железнодорожных путях. За счет парной связки соседних замедлителей обеспечивается: снижение расхода рабочей жидкости в гидроцилиндрах почти на 50%, существенное упрощение конструкции замедлителя, легкий доступ к регулируемому элементу (дросселю). Новая конструкция позволяет объединить все замедлители в единую сеть, управляемую дистанционно с пульта оператора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Н.А. Беляева, М.Н. Шевцов, И.Г. Румановский. Анализ системы предупреждения техногенных инцидентов при транспортировке нефтепродуктов на железнодорожном транспорте // Дальний Восток: Проблемы развития архитектурно-строительного комплекса. – 2022. – № 1. – С. 231-236.
2. Григорьев, В. В. Сортировочные станции: учеб.-метод. Пособие. — Екатеринбург: Изд -во УрГУПС, 2014. — 79 с.

3. Патент на полезную модель №1138013 «Гидравлический поршневой вагонный замедлитель для торможения железнодорожного подвижного состава»/ авт. Гюнтер Мойтерс, Хельмут Бушер, Отто Фойгтлендер, МПК В61 К 7/08, бюл. №4, опубл. 30.01.1985г.
4. Патент на полезную модель №208793 «Вагонный замедлитель» /авт. Калинин Сергей Николаевич, МПКВ61К 7/08, В61К 7/02, бюл. №2, опубл. 13.01.2022.
5. Патент на полезную модель №171002 «Вагонный замедлитель» /авт. Хомутов Алексей Владимирович, Ульянов Михаил Петрович, Чумазин Евгений Федорович, Соболев Николай Николаевич, МПК В61К 7/08, бюл. №14, опубл. 17.05.2017.

УДК 621.6:622.69

ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИЙ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ: ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СБОРНЫХ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ ФУТЛЯРОВ

М.В. Петровская

СамГТУ, Самара, Россия, petrovsk_m_v@mail.ru

Одними из наиболее критичных, с точки зрения безопасной эксплуатации, объектов магистрального транспорта являются участки пересечения трубопроводов с дорогами различного типа и назначения. Исследование предлагает применение сборных стеклопластиковых футляров для сооружения переходов через автомобильные и железные дороги. Результаты численного моделирования показали, что предложенный стеклопластиковый футляр имеет почти такую же несущую способность, как у стального, но при этом имеет даже более высокие коэффициенты запаса, что подтверждает возможность замены стальных футляров на стеклопластиковые.

Ключевые слова: магистральный трубопровод, автомобильный переход, стеклопластиковый футляр, защитный кожух, напряженно-деформированное состояние, Ansys.

Одними из наиболее критичных, с точки зрения безопасной эксплуатации, объектов газотранспортной системы являются участки пересечения магистральных газопроводов с дорогами различного типа и назначения. Цель работы: исследование возможности применения сборных стеклопластиковых футляров, при сооружении переходов магистральных трубопроводов через автомобильные и железные дороги.

Участки трубопроводов, прокладываемые на переходах через железные и автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием

капитального и облегченного типов, должны предусматриваться в защитном футляре (кожухе) из стальных труб или в тоннеле.

Кожух из стальных труб имеет высокую прочность, небольшой коэффициент теплового расширения и относительно невысокую стоимость. Однако, среди недостатков можно назвать трудоемкость монтажа, зависимость качества сварных соединений от квалификации сварщиков и монтажников, высокую теплопроводность, электропроводность, подверженность блуждающим токам и агрессивному воздействию химической среды, необходимость нанесения гидроизоляции, а также прекращение транспортировки продукта при ремонте или реконструкции.

С целью решения вышеуказанных проблем стальных конструкций предложен вариант с применением сборных стеклопластиковых футляров. Их конструкция имеет ряд преимуществ, таких как быстрая сборка без сварки, большая прочность, небольшой вес, долговечность, отсутствие коррозии. Однако, к недостаткам стеклопластиковых футляров относятся слабая износостойкость, небольшой модуль упругости, чувствительность к процессу изготовления и эксплуатации, анизотропия и гетерогенность структуры.

В связи с отсутствием разработанных и утвержденных методов расчётов напряженно деформированного состояния стеклопластиковых футляров было выполнено численное моделирование в программном комплексе AnSys. Была построена 3D модель сборного стеклопластикового футляра длиной 18 м, включающая в себя 3 промежуточных части связанных между собой фланцами. На рисунке 1 изображен участок конечно-элементной сетки в области фланца .

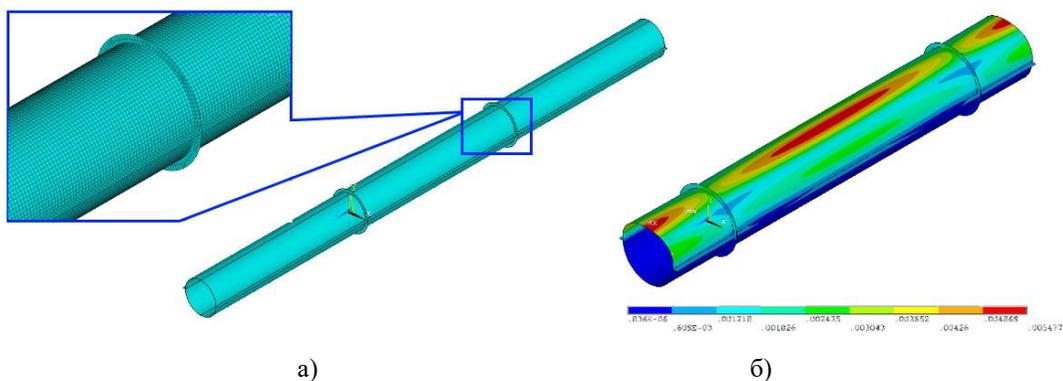


Рис.1. Геометрическая модель и фрагмент конечно-элементной сетки а) и расчетное смещение узлов б) сборного стеклопластикового футляра.

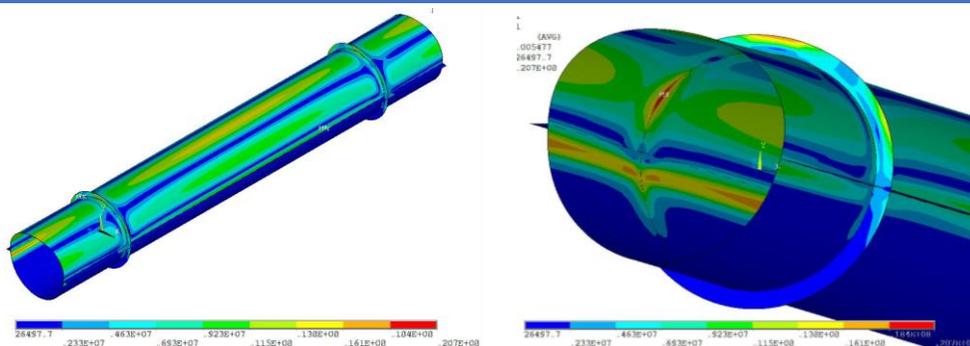


Рис.2. Напряжения в сборном стеклопластиковом футляре

На рисунке 2 приведены результаты расчёта напряженного состояния. Зоны напряжений порядка 16-18 МПа локализуется в средней части футляра между фланцами. Максимальные же напряжения по результату расчёта возникают на внутренней части футляра, в месте стыка 2-х фланцев. Максимальное напряжения возникает вблизи места стыка 2-х половин сборного стеклопластикового футляра и равно 11,6 МПа. Данное напряжение не превышает предел прочности в 110-120 МПа для стеклопластиков, а следовательно материал выдерживает прикладываемые нагрузки. Более того мы имеем коэффициент запаса по пределу прочности около 10.

Основной же целью защитного футляра является предотвращение воздействия внешних нагрузок от грунта и автотранспорта на защищаемый трубопровод. Так как диаметр трубопровода 1020 мм, а футляра 1220 мм максимальное сжатие футляра по вертикальной оси не должно превышать разницу радиусов 100 мм. На картине смещения узлов конструкции видно, что максимальное значение равно 13 мм, и не превышает допустимых 100 мм. Таким образом подтверждается возможность применения сборного стеклопластикового футляра для защиты трубопровода как по критериям прочности, так и по деформации.

**БЕЗОПАСНОСТЬ ОБЪЕКТОВ
НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА**

**ПОВЫШЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ
НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА ОСНОВЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ И
УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ**

А.А. Костин, Д.А. Мельникова, Ю.В. Гащенко, Д.Ю. Яндулов

*ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет, г.
Самара, Россия, E-mail: melnikovada1988@mail.ru*

В статье рассмотрены основные проблемы повышения технологической безопасности объектов нефтегазовой отрасли. Предлагается обеспечение технологической безопасности с помощью внедрения риск-ориентированного подхода.

Ключевые слова: Повышение технологической безопасности, нефтяное месторождение, риск, управление рисками, разработка месторождения, система управления, риска ориентированный подход.

Российская энциклопедия по охране труда определяет понятие «Технологическая безопасность как обеспечение устойчивости высоких технологий при осложнениях, возникающих в связи с неблагоприятными тенденциями или конкретными событиями в государстве» [1].

Безопасность технологическая связана с безопасностью промышленной, однако ее фокус направлен на стратегический и на долгосрочный финансовый результат. Технологическая безопасность обеспечивается не нормативами и регламентными требованиями, а техническими, технологическими и управленческими инновациями, т.е. всеми способами обеспечения конкурентоспособности и лидерства на мировом нефтяном рынке. Не способность конкурировать на рынке, недостаток знаний и технологий, все это может привести к крушению стоимости конкретных предприятий, и даже к упадку целых отраслей по стране.

На практике известно, что аварийная ситуация может быть вызвана различными факторами, начиная с природных, и заканчивая человеческим. Для предотвращения и устранения таких факторов создаются и применяются различные меры. Сбор статистики страховых организаций свидетельствует о том, что самые большие имущественные убытки в денежной стоимости для нефтегазовых предприятий являются пожары и взрывы, которые приходятся почти на половину всех инцидентов. Наиболее значимыми для нефтегазовых предприятий в плане экономических потерей, являются повреждения трубопровода. При расчете частоты повреждений на пожар, взрыв, физическое повреждение отводится около 40% случаев повреждений почти в равной степени [2].

Вопрос обеспечения технологической безопасности нефтегазового сектора РФ, конечно, является стратегическим вопросом. При этом акценты должны быть не только на конкретные риски конкретных предприятий, но и на устойчивое развитие и конкурентоспособность всего сектора, подразумевающего и устойчивое развитие, и рост стоимости всего сектора и всей экономики. Реализация общего негативного последствия при технологических рисках оказывает медленное воздействие и поэтому оно менее ощутимо, но во многом превосходит потери от любого конкретного инцидента. Технологическая безопасность обеспечивается

высокоэффективными и конкурентными технологиями, а так же эффективными бизнес моделями.

В случае нефтяной отрасли – это технологии по поиску, разведке, добыче, переработке и транспортировке углеводородных продуктов с минимальным риском, а так же и анализ безопасности опасных промышленных объектов добычи нефтепродуктов, проведение анализа безопасности технологических процессов добычи нефтепродуктов в нефтегазовых организациях и анализа безопасности производственных процессов добычи нефтепродуктов в нефтегазовом комплексе.

Частые промышленные аварии еще раз показывают ключевую роль технологической безопасности в промышленности и в нефтегазовой отрасли в целом. В результате чего необходимо принятие дополнительных мер для повышения технологической безопасности и ее организации в нефтегазовом секторе с целью не допустить рецидив аварийных случаев [3]. Вызовы, которые стоят перед нефтегазовыми организациями, включают необходимость обеспечения бесперебойного и безаварийного выполнения работ, поддержания всей инфраструктуры обслуживания. В этой связи необходима разработка риск-ориентированной методики подхода к повышению технологической безопасности в нефтегазовом комплексе.

Предлагается набор исследований, на которых строится методология риска ориентированного подхода для повышения технологической безопасности [4]:

- Комплексная статистическая и исследовательская деятельность по состоянию промышленной безопасности на основе которой создается эмпирическая база данных по аварийности, травматизму, как базы для определения основных аварийных ситуаций на промышленных объектах;
- Исследования механизмов, закономерностей технологических и физико-химических процессов, определения отдельных стадий инициации и возникновения аварий, катастроф, разработки моделей оценки последствий и их возникновения;
- Проведение анализа рисков и возникновения опасностей на промышленных объектах;
- Разработка критериев по категориям опасностей нефтегазовых объектов и производств;
- Выявление зависимостей между различными показателями риска и обоснование критериев выбора приемлемого индивидуального, коллективного, социального, технического и материального риска;
- Разработка методов идентификации признаков предаварийных ситуаций на опасном объекте;
- Анализ риска типовых опасных объектов и производств [5].

Применяемые методы исследований позволят комплексно оценить, снизить и предотвратить риски, а так же аргументировано принимать управленческие решения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гисматулина Д.Р., Кловач Е.В., Мартынюк В.Ф. и др. Правовые требования к подготовке кадров по вопросам безопасности промышленной деятельности // Проблемы безопасности при чрезвычайных ситуациях. 1996. № 11. С. 68-74.
2. Дадонов Ю.А., Решетов А.С., Ефименко В.И., Мартынюк В.Ф. и др. РД 08-120-96. Методические указания по проведению анализа риска опасных промышленных объектов: Утв. постановлением Госгортехнадзора России от

- 12.07.1996 № 29 // Безопасность труда в промышленности. 1997. № 2. С. 46-56.
3. Цена аварий и катастроф. Интервью с Сидоровым В.И., Мартынюком В.Ф. // Охрана труда и социальное страхование. 1997. № 1. С. 18-19.
 4. Емельянов Е.Н., Мартынюк В.Ф., Киселев А.А. Разработки НТЦ «Промышленная безопасность» в области безопасности в нефтяной и газовой промышленности // Безопасность труда в промышленности. 1997. № 5. С. 49-53.
 5. Дадонов Ю.А., Емельянов Е.Н., Кловач Е.В., Мартынюк В.Ф. и др. Российско-норвежское сотрудничество в области безопасности добычи нефти и газа на континентальном шельфе // Безопасность труда в промышленности. 1997. № 12. С. 56-59.

УДК 331.453

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА В ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»

А.В. Шубина, Л.В. Сорокина

*АО «РН-Няганьнефтегаз», город Нягань, Россия
E-mail: anastasia_vl@inbox.ru*

Аннотация. В современном мире одной из основных целей производственных предприятий является сохранение жизни и здоровья работников, а также обеспечение безопасных и комфортных условий труда, поскольку значительную часть своей жизни человек проводит на рабочем месте. Для этого компании предпринимают множество мер и реализуют мероприятия, которые в том числе являются обязательными с точки зрения российского законодательства. В данной статье рассмотрены действующие методики и инновации в сфере охраны труда и промышленной безопасности в ПАО «НК «Роснефть».

Ключевые слова: охрана труда, промышленная безопасность, управление, система.

Обеспечение безопасных условий труда является сегодня приоритетом государственных органов и работодателей [1]. В последние года идет модернизация законодательства, внедряется рискоориентированный подход. Цель данной модернизации заключается в переходе от ранее действовавшей неэффективной системы, ориентированной на компенсационные выплаты за утрату здоровья, пострадавшим от производственных травм и профессиональных рисков, на модернизированную систему. Она основана на превентивных подходах постоянного улучшения условий труда, безопасности производства и формирования культуры безопасного поведения работающих, создания системы управления рисками.

В Компании ПАО «НК «Роснефть» успешно функционирует интегрированная система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды (ИСУ ПБОТОС), при этом система построена на принципах непрерывного совершенствования.

Интегрированная система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды.

Процессы ПБОТОС реализуются в рамках Интегрированной системы управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды (ИСУ ПБОТОС), которая соответствует лучшей мировой практике. В 2021 году актуализирован Стандарт Компании «Интегрированная система управления ПБОТОС», который регламентирует реализацию процессов ПБОТОС. Стандарт определяет интеграцию и декомпозицию процессов ПБОТОС в общей корпоративной системе управления, вовлечение функциональных и бизнес-блоков в их реализацию, в том числе в процессы лидерства и управления рисками. Стандарт ИСУ ПБОТОС разработан в соответствии со стандартами ISO и ГОСТ Р ИСО «Система менеджмента безопасности труда и охраны здоровья» и «Система экологического менеджмента», а также Политикой Компании в области ПБОТОС.

ИСУ ПБОТОС Компании ежегодно проходит внешний аудит и подтверждает соответствие международным и национальным стандартам в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды. В 2021 году ПАО «НК «Роснефть», а также Общества Группы успешно прошли внешний аудит ИСУ ПБОТОС, по результатам которого количество сертифицированных Обществ Группы выросло с 66 до 76 в рамках общего сертификата Компании.

Культура безопасности труда ПАО «НК «Роснефть».

Компания реализует различные мероприятия и программы в области ПБОТ. Внедрены и реализуются локальные нормативные документы, сотрудники Компании и подрядных организаций проходят обучение и на постоянной основе получают информацию о необходимости соблюдения требований к безопасному проведению работ.

«Золотые правила безопасности труда».

«Золотые правила безопасности труда» являются безусловными ключевыми требованиями к проведению опасных видов работ. Действия этих правил распространяются на работников как Компании, так и подрядных организаций. Памятка «Золотые правила безопасности труда» является настольной книгой работников ПАО «НК «Роснефть», Обществ Группы, подрядных и субподрядных организаций:

- широко применяется для проведения вводного инструктажа;
- размещается на информационных стендах, установленных на производственных и административных объектах;
- всегда доступна в электронном виде на информационных ресурсах;
- тиражируется в карманном формате для удобства и использования на рабочих местах.

В Компании действуют различные механизмы обратной связи, с помощью которых сотрудники могут проконсультироваться или сообщить о нарушениях в области охраны труда:

- обратиться к руководителю;
- обсудить ситуацию на оперативных совещаниях;
- отправить сообщение на горячую линию безопасности;
- получить консультацию работников Аппарата управления Компании при проведении проверок и аудитов ИСУ ПБОТОС в Обществах Группы.

Инновации ПАО «НК «Роснефть» в области ПБОТОС.

Основными нововведениями Роснефти в области техносферной безопасности служат введение Системы управления промышленной безопасностью (СУПБ), которая встроена в другие различные системы по контролю ПБ, основной целью

которой служит предупреждение аварий и различных инцидентов на предприятии, а также локализация и возможная ликвидация последствий таких аварий. Отличительная особенность и преимущество данной системы заключается в том, что Роснефть распространяет область её применения на своих предприятиях на все четыре класса опасности, что значительно выше установленного законодательством требования о необходимости создания и обеспечения функционирования СУПБ в организациях, эксплуатирующих нефтегазовые комплексы 1 или 2 класса опасности. Такой подход обеспечивает единообразие методов управления ПБ по всей корпорации и позволяет достичь высокого уровня ПБ во всех подразделениях, в которых возможен риск возникновения аварий и инцидентов при эксплуатации данных объектов. Основной целью данной системы является реализация принятых компанией положений в области ПБ.

Умные каски.

В рамках концепции цифровой трансформации бизнеса на производственных площадках Обществ Группы используется система «Умные каски». Платформа помогает контролировать соблюдение работниками правил охраны труда и предупреждает об отклонениях от нормативов. Система «Умные каски» имеет широкий спектр возможностей, в частности она позволяет:

- отслеживать наличие каски на голове работника;
- фиксировать серьезные удары по каске;
- подавать сигнал помощи и вызвать оператора;
- получать сигнал от каски в случае длительной неподвижности работника;
- отслеживать температуру внутри каски и уровень заряда батареи.

Лидерство в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды

Ежегодно руководители ПАО «НК «Роснефть» и Обществ Группы реализуют личные обязательства лидера в области ПБОТОС, приоритетным из которых остается убеждение сотрудников в необходимости соблюдения требований в области ПБОТОС. Основным вектор лидерства задают открытые обращения к сотрудникам Главного исполнительного директора, вице-президентов – кураторов бизнес-блоков и Вице-президента по промышленной безопасности, охране труда и экологии, акцентирующие внимание на ценности жизни и здоровья сотрудников. На постоянной основе проводятся встречи представителей Обществ Группы и подрядных организаций, на которых обсуждаются вопросы безопасного проведения работ, безопасности на транспорте, совместно вырабатываются конструктивные решения для обеспечения безопасных условий труда. На встречах также рассматривались итоги расследования происшествий и извлеченные из них уроки.

Заключение

Современный мир полон опасности, с которыми сталкиваются рабочие по всему миру, и своевременная модернизация различных областей техносферной безопасности и охраны труда, позволит значительно снизить уровень травматизма и количество профессиональных заболеваний, повысив уровень жизни рабочих.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов".

**ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ
ОБРАЗОВАНИЕ**

**ПОДГОТОВКА КАДРОВ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ**

П.А. Голованов, Е.П. Тупоносова

СамГТУ, Самара, Россия, tuponosova.ep@mail.ru

Сырая нефть стоит относительно дешево, хотя в чистом виде ее проще продать, больший доход приносит продажа и производство нефтепродуктов, произведенных из неё. В зависимости от первоначального сырья и способа его обработки, из 1 барреля нефти (159 литров) можно получить около 102 литров бензина. В 2021 году было произведено 40,8 млн. тонн автомобильного бензина, 80,3 млн. тонн дизельного топлива и 44,35 млн. тонн топочного мазута[1, 2].

Существующая сырьевая база позволяет производить нефтепродукты достаточно высокого качества, но производственная технология не гарантирует конкурентный уровень. Использование заделов прошлого, особенно, по качеству переработки, не обеспечивает экономическую эффективность и рост нефтяного производства. Для вывода нефтяной отрасли на уровень мировых стандартов при внедрении современных прогрессивных технологий необходимо:

- повысить качество продуктов нефтепереработки;
- увеличить степень использования исходного сырья;
- подготовить специалистов для работы в нефтяной отрасли.

Решить данные задачи возможно только с помощью политики качественного усиления промышленного потенциала, основанной на современных инновационных технологиях, поддержанной высокой квалификацией специалистов всех уровней.

Предприятия химической и нефтехимической промышленности Самарской области по объему годового производства занимают второе место в отраслевой структуре промышленности области. Основной продукцией нефтеперерабатывающих заводов региона являются автомобильные бензины, керосин, дизельное топливо (летнее и зимнее), топочный мазут, полностью обеспечивающие потребности Самарской области в продуктах нефтепереработки.

Например, АО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод» производит автомобильный бензин (Регуляр Евро – 92 (АИ-92-3), Регуляр Евро – 92 (АИ-92-4), Премиум Евро – 95 (АИ-95-4), Бензин прямогонный, Бензолсодержащая фракция) и топливо для реактивных двигателей марки РТ высший сорт[3]. АО «Новокуйбышевский НПЗ» производит бензин неэтилированный марки Регуляр Евро-92, бензин неэтилированный марки Премиум Евро-95, топливо для реактивных двигателей марки РТ, топливо дизельное марки Л-0,2-62, топливо дизельное ЕВРО марки «Сорт С», бензин каталитического крекинга (бензин для промышленных целей) и т.д.[4] АО «Куйбышевский НПЗ» производит Бензин автомобильный марки А-76 неэтилированный, бензин автомобильный неэтилированный марки Нормаль-80, бензин автомобильный неэтилированный марки Регуляр-92, бензин автомобильный неэтилированный марки Премиум-95, бензин неэтилированный

Супер Евро-98, вид I, керосин для технических целей марки КТ-2, керосин осветительный марки КО-20, топливо дизельное марки Л-0,05-62[5].

Для нефтяного кластера характерен набор различных требуемых специалистов от бурового мастера, маркшейдера и геолога до проектировщика, конструктора, логиста, бухгалтера, программиста, которые нужны руководству отрасли, для формирования снижения издержек буровой добычи и глубины переработки нефти, а по большому счету для повышения финансовой эффективности отрасли. Специалистов для нефтяной отрасли Самарской области и соседних регионов готовит, в основном, Самарский государственный технический университет(СамГТУ) - единственный региональный вуз, имеющий в своем составе крупный нефтяной институт.

Если кадровое обеспечение отрасли строить из условия существующего технического, технологического уровня, обеспеченности основными фондами, то это не приведет к развитию отрасли. С другой стороны, если строить подготовку кадров только на перспективу, то есть повышать качество специалистов, не обеспечивая их количество – будет затруднительно добывать и перерабатывать нефть в текущий период. Нужен прогноз, управление и рациональное соотношение компонентов при подготовке кадров для нефтяной отрасли.

Управлять кадровым обеспечением необходимо совместно со структурной модернизацией. Подготовка инженеров для нефтяной отрасли отличается существенной спецификой:

- производство основывается на различных физико-химических процессах и требует большого количества специалистов разных направлений и профессий;
- подготовка специалиста - продолжительный и затратный процесс.

Кроме большой продолжительности подготовки следует учитывать влияние демографии, школьного образования, обеспеченностью кадрами высшей школы, социальными вопросами и системой профориентации.

Множественность влияющих внешних и внутренних факторов, сложность взаимосвязей процесса подготовки высококвалифицированных кадров для промышленности в общей структуре системы общественного развития, отсутствие или чрезмерная сложность формального описания целого ряда зависимостей, приводят в совокупности к выводу о необходимости построения соответствующих связей структуры подготовки кадров для промышленности на основе методологии системного подхода, базирующегося на современных методах математического моделирования и теории управления.

Проблема и качество подготовки рабочих кадров всегда была одной из основных задач государственной политики. Процесс выстраивания отношений предприятий с вузами - очень долгий с запаздыванием и предприятия должны налаживать работу с вузами и школами для подготовки будущих специалистов.

Не учитывая важные влияющие факторы: наличие производственных мощностей и сырьевые ресурсы, ограничимся при рассмотрении подготовкой кадров для нефтяной промышленности в регионе Самарским государственным техническим

университетом. На рисунке 1 представлена структурная модель связи вуза и нефтяной отрасли.



Рисунок 1 - Структурная модель связи СамГТУ и нефтяной отрасли

На основе структурной модели нефтяной отрасли, построим математические модели в виде неоднородной производственной функции Кобба-Дугласа(ПФ КД) по количеству произведенных продуктов переработки: бензина, дизельного топлива и топочного мазута - Y по несглаженным исходным статистическим данным(1) и с учетом научно-технического прогресса(НТП) в виде (2). В качестве выходных характеристик вуза (входных параметров нефтяной отрасли) используем: выпуск студентов – S , чел.; общее число научных публикаций – P , шт.; выполнение научно-исследовательских работ(НИР) по грантам – G , ед. и генерация объектов интеллектуальной собственности – I , ед.

$$Y(t) = A \cdot S(t)^\chi \cdot P(t)^\kappa \cdot G(t)^\varphi \cdot I(t)^\rho, \quad (1)$$

$$Y(t) = A \cdot S(t)^\chi \cdot P(t)^\kappa \cdot G(t)^\varphi \cdot I(t)^\rho \cdot e^{\mu t} \quad (2)$$

где Y – количество произведенных продуктов переработки, A – масштабирующий коэффициент преобразования, χ - факторная эластичность для фактора S , κ - для фактора P , φ - для фактора G , ρ - для фактора I , μ - фактор влияния научно-технического прогресса (НТП)[6, 7, 8].

В таблице 1 и на рисунках 2 и 3 представлены параметры моделей по производству нефтепродуктов в вариантах неоднородной ПФ КД (1) и неоднородной ПФ КД с учетом НТП (2).

Таблица 1. Характеристики математических моделей 1 и 2

Входные параметры	$Y(t)$		
	количество произведенных продуктов переработки		
Эластичность		Несгл.	Несгл.
выпуск студентов	χ	-0,2325	-0,1325
общее число научных публикаций	κ	-0,0182	0,0196
выполнение научно-исследовательских работ(НИР) по грантам	φ	-0,0269	-0,0222
генерация объектов интеллектуальной собственности	ρ	0,0044	0,0545
фактор НТП	μ		-0,01480

5.

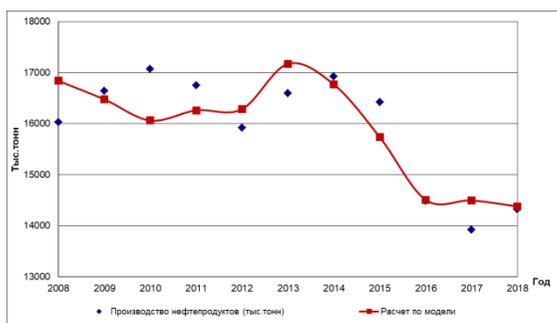


Рисунок 2. Результаты моделирования для ПФ КД (1)

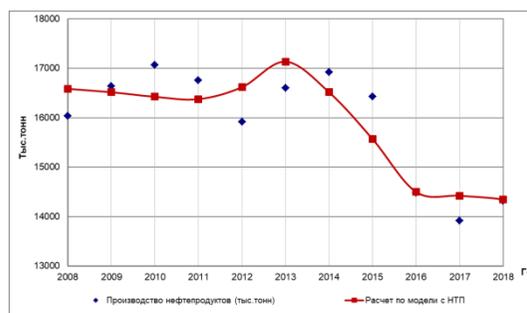


Рисунок 3. Результаты моделирования для ПФ КД (2)

При моделировании количества произведенных продуктов нефтепереработки, наибольшую факторную эластичность имеет выпуск студентов S и выполнение научно-исследовательских работ(НИР) по грантам G . Видна хорошая сходимость полученных моделей с исходными статистическими данными.

Полученные верифицированные математические модели можно использовать для прогнозирования развития как отрасли, так и вуза, обеспечивающего как интенсивный, так и экстенсивный подход к подготовке кадров для такой высокотехнологичной и наукоемкой отрасли, как нефтяная.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Самарский статистический ежегодник. 2022: Стат.сб.\Самарстат.- С 17 С., 2022. – 320 с.
2. Самарский статистический ежегодник. 2017. Предприятия и организации. С. 155.
3. АО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод - <https://snpz.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Pererabotka/snpz/>.
4. АО «Новокуйбышевский НПЗ» - <https://nknpz.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Pererabotka/nknpz/>.
5. АО «Куйбышевский НПЗ» - <https://knpz.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Pererabotka/knpz/>.
6. Дилигенский Н.В., Цапенко М.В., Гаврилова А.А. Математические модели управления производственно-экономическими системами. Учеб. пособ. Самар. гос. техн. ун-т. Самара, 2005. 112 с.
7. Клейнер, Г.Б. Производственные функции: Теория, методы, применение. – М.: Финансы и статистика, 1986. – 239 с.
8. Тупоносова Е.П., Байкина Н.В., Голованов П.А., Лившиц М.Ю. Прогноз влияния кадрового потенциала на эффективность нефтехимического кластера Самарской области // Статья в журнале - материалы конференции «Математические методы в технике и технологиях - ММТТ». Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А. (Саратов), Том: 3, 2020. С. 20-26.

УДК 378.6

**ОЦЕНКА И ПРОФИЛАКТИКА КАДРОВЫХ РИСКОВ ПРОМЫШЛЕННОЙ
ОРГАНИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

О.Ю. Калмыкова, С.Н. Парфенова

SamGTU, Samara, Russia, oukalmiykova@mail.ru

**ASSESSMENT AND PREVENTION OF HR RISKS OF THE INDUSTRIAL
ORGANIZATION OF THE OIL AND GAS INDUSTRY**

O. Yu. Kalmykova, S.N. Parfenova

SamGTU, Samara, Russia, oukalmiykova@mail.ru

Аннотация. В статье представлены результаты идентификации, анализа и оценки кадровых рисков промышленной организации нефтегазовой отрасли. Предложены практические рекомендации по профилактике рисков системы управления персоналом и рисков поведения персонала промышленной организации.

Annotation. The article presents the results of identification, analysis and assessment of personnel risks of an industrial organization in the oil and gas industry.

Practical recommendations are proposed for the prevention of risks of the personnel management system and the risks of the behavior of the personnel of an industrial organization.

Ключевые слова: управление человеческими ресурсами, кадровый риск-менеджмент, идентификация и оценка кадровых рисков, экспертный опрос.

Key words: human resource management, personnel risk management, identification and assessment of personnel risks, expert survey.

В условиях социально-экономических изменений, высокий уровень риск-компетентности управленцев является важнейшим ресурсом повышения эффективности и производительности труда персонала промышленной организации. Реализация активной кадровой политики промышленной организации нефтегазовой отрасли в области управления кадровыми рисками предполагает проведение следующих процедур: идентификация, анализ, оценка кадровых рисков; построение профиля и паспорта кадровых рисков; формирование практических рекомендаций по минимизации кадровых рисков; разработка нормативно-документационного обеспечения технологии управления кадровыми рисками; оценка социально-экономической эффективности.

В данной статье приведены результаты мониторинга и оценки кадровых рисков в исследуемой промышленной организации нефтегазовой отрасли. Мониторинг внешних и внутренних факторов, оказывающих влияние на актуализацию кадровых рисков, обеспечивает построение профиля и формирование реестр кадровых рисков промышленной организации нефтегазовой отрасли. Для формализации кадровых рисков исследуемой организации, их распределения по степени влияния на систему управления персоналом и систему кадровой безопасности, построения профиля кадровых рисков промышленной организации авторы статьи использовали метод экспертной оценки.

Оценка кадровых рисков происходит путем определения удельного веса вероятности его наступления по определенным показателям [1,2].

В экспертном опросе участвовали три эксперта. В качестве первого эксперта выступил линейный руководитель, в качестве второго эксперта выступил сотрудник отдела кадров и в качестве третьего эксперта выступил функциональный руководитель промышленной организации. Результаты проведенной оценки представлены в таблице 1.

Таблица 1

Оценка кадровых рисков промышленной организации

Кадровые риски организации	Эксперты			Оценка значимости	Оценка вероятности	Итого
	1	2	3			
риски перехода высококвалифицированных сотрудников к конкурентам	25,00	25,00	50,00	0,32	0,34	0,33
ситуация на рынке труда	25,00	50,00	50,00	0,44	0,46	0,45
несовершенство законодательной базы	25,00	0	0	0,2	0,08	0,14

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

отсутствие выделения должностей, со стороны которых могут исходить наиболее опасные угрозы всех видов безопасности	25,00	25,00	50,00	0,36	0,34	0,35
отсутствие правил разрешения трудовых конфликтов и споров	0	25,00	0	0,26	0,08	0,18
неблагоприятный морально-психологический климат	50,00	50,00	50,00	0,57	0,53	0,55
отсутствие у работников устойчивой мотивации к отказу от любых предложений о смене работодателя	50,00	25,00	50,00	0,42	0,44	0,43
отсутствие у работников мотивации к внесению инициативных предложений по повышению безопасности организации	25,00	50,00	0	0,28	0,26	0,27
неэффективность программ и методов аттестации персонала	75,00	50,00	75,00	0,71	0,75	0,73
оценка работника только по личностным качествам	50,00	50,00	50,00	0,4	0,42	0,41
необъективные шкалы оценки и описание поведенческих индикаторов	25,00	75,00	50,00	0,5	0,52	0,51
отсутствие дополнительных социальных гарантий сокращаемому персоналу	25,00	0,00	0,00	0,2	0,22	0,21
отсутствие четкого разделения функциональных обязанностей среди сотрудников по управлению кадровыми рисками	50,00	50,00	25,00	0,6	0,6	0,6
отсутствие мер по предотвращению возможных обращений в суд и проверяющие инстанции	25,00	50,00	25,00	0,3	0,37	0,37
Несвоевременное и качественное обеспечение полной и достоверной информацией, необходимой для выполнения трудовых обязанностей	25,00	50,00	25,00	0,45	0,48	0,47

На основании результатов оценки кадровых рисков можно сделать вывод, что наиболее значимыми с точки зрения экспертов являются следующие риски:

- неэффективность программ и методов аттестации персонала;
- отсутствие четкого разделения функциональных обязанностей среди сотрудников по управлению кадровыми рисками;
- неблагоприятный морально-психологический климат.

В таблице 2 кадровые риски исследуемой промышленной организации

представлены по мере убывания итоговой оценки.

Таблица 2

Оценка рисков

Кадровый риск организации	Оценка значимости	Оценка вероятности	Итоговая оценка
неэффективность программ и методов аттестации персонала	0,71	0,75	0,73
отсутствие четкого разделения функциональных обязанностей среди сотрудников по управлению кадровыми рисками	0,6	0,6	0,6
неблагоприятный морально-психологический климат	0,57	0,53	0,55
необъективная шкала оценки и описание поведенческих индикаторов	0,5	0,52	0,51
ситуация на рынке труда	0,44	0,46	0,45
отсутствие у работников устойчивой мотивации к отказу от любых предложений о смене работодателя	0,42	0,44	0,43
оценка работника только по личностным качествам	0,4	0,42	0,41
отсутствие мер по предотвращению возможных обращений в суд и проверяющие инстанции	0,3	0,37	0,37
отсутствие выделения должностей, со стороны которых могут исходить наиболее опасные угрозы всех видов безопасности	0,36	0,34	0,35
риски перехода высококвалифицированных сотрудников к конкурентам	0,32	0,34	0,33
отсутствие у работников мотивации к внесению инициативных предложений по повышению безопасности организации	0,28	0,26	0,27
отсутствие дополнительных социальных гарантий сокращаемому персоналу	0,2	0,22	0,21
отсутствие правил разрешения трудовых конфликтов и споров	0,26	0,08	0,18
несовершенство законодательной базы	0,2	0,08	0,14
несвоевременное и качественное обеспечение полной и достоверной информацией, необходимой для выполнения трудовых обязанностей	0,45	0,48	0,47

Для более детального изучения природы и динамики кадровых рисков необходимо составить профиль кадровых рисков организации. По профилю кадровых рисков можно с легкостью определить опасность кадровых рисков в зависимости от степени влияния или вероятности проявления их в организации.

Высокий уровень риск-компетентности линейных и функциональных руководителей обеспечивает повышение эффективности и производительности труда всех категорий персонала, минимизировать кадровые риски и угрозы кадровой безопасности промышленной организации нефтегазовой отрасли [1-4].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Митрофанова А.Е. Управление кадровыми рисками в работе с персоналом организации: автореф. дис. канд. экон. наук. М., 2013. С. 28.
2. Митрофанова А.Е., Захаров Д.К., Ашурбеков Р.А. Кадровые риски и их оценка: учеб. пособие / Государственный университет управления, Институт управления персоналом, социальных и бизнес-коммуникаций ГУУ. – М.: Изд. дом ГУУ, 2016.
3. Чуланова О.Л. Современные технологии кадрового менеджмента: актуализация в российской практике, возможности, риски: монография. – М.: ИНФРА-М, 2017.
4. Одегов Ю.Г., Абдурахманов К.Х., Котова Л.Р. Оценка эффективности работы с персоналом: методологический подход: учеб.-практ. пособие. – М.: Изд-во «Альфа-пресс», 2011.

BIBLIOGRAPHIC LIST

1. Mitrofanova A.E. Management of personnel risks in work with the personnel of the organization: Ph.D. dis. cand. economy Sciences. M., 2013. S. 28.
2. Mitrofanova A.E., Zakharov D.K., Ashurbekov R.A. Personnel risks and their assessment: textbook. allowance / State University of Management, Institute of Personnel Management, Social and Business Communications of the State University of Management. – M.: Ed. GUU house, 2016.
3. Chulanova O.L. Modern technologies of personnel management: actualization in Russian practice, opportunities, risks: monograph. – M.: INFRA-M, 2017.
4. Odegov Yu.G., Abdurakhmanov K.Kh., Kotova L.R. Evaluation of the effectiveness of work with personnel: a methodological approach: studies.-pract. allowance. - M.: Publishing house "Alfa-press", 2011.

Научное издание

Ашировские чтения

Сборник трудов всероссийской научно-практической конференции

Используемое программное обеспечение:

MicrosoftOffice 2010

В авторской редакции

Подписано к использованию

Объём издания 29 Мб

Федеральное государственное бюджетное
Образовательное учреждение высшего образования
«Самарский государственный технический университет»
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244, Главный корпус