

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ
СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
СО СЛОЖНЫМИ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ
УСЛОВИЯМИ ИХ РАЗРАБОТКИ**

*Материалы
Международной научно-практической конференции*

Тюмень
ТИУ
2023

УДК 622.24
ББК 33.131
Т 38

Редакционная коллегия:

Ю. В. Ваганов (заместитель ответственного редактора),
Е. В. Паникаровский, Д. С. Леонтьев, С. А. Штейн

Т 38 **Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки:** материалы Международной научно-практической конференции / отв. ред. В. П. Овчинников. – Тюмень: ТИУ, 2023. – 431 с. – Текст: непосредственный.
ISBN 978-5-9961-3165-5

В сборнике опубликованы статьи и доклады, представленные на международной научно-практической конференции «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки», проходившей в Тюменском индустриальном университете в 2023 году. В них изложены результаты исследовательских работ по широкому кругу вопросов. Издание предназначено для научных и инженерно-технических работников, а также аспирантов и студентов технических вузов.

УДК 622.24
ББК 33.131

ISBN 978-5-9961-3165-5

© Федеральное государственное
бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный
университет», 2023

СОДЕРЖАНИЕ

Муравленко Виктор Иванович	11
СЕКЦИЯ «ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН»	13
<i>Акчулпанов А. М.</i>	
АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ БУРОВЫХ ПРОМЫВочНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	13
<i>Блинов П. А., Никишин В. В., Соколова М. М.</i>	
РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУРЫ УТЯЖЕЛЕННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА НА ОСНОВЕ КЕМБРИЙСКОЙ ГЛИНЫ	17
<i>Васенин Н. А.</i>	
ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ БИОДЕСТРУКЦИИ БИОПОЛИМЕРНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА	19
<i>Васенин Н. А.</i>	
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОБРАБОТКИ ЩЕЛОЧНЫМ РЕАГЕНТОМ И БИОЦИДОМ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТИ В БИОПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРАХ	24
<i>Гущина А. А., Буянова М. Г., Балкоев А. Б.</i>	
РАЗРАБОТКА ПРЯМОЙ ЭМУЛЬСИИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	26
<i>Дерендяев В. В., Миронов М. Е.</i>	
РАЗРАБОТКА ГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕГО ВОДОИЗОЛЯЦИОННОГО СОСТАВА НА ОСНОВЕ КСАНТАНА ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ	29
<i>Дубровина В. В.</i>	
ВЛИЯНИЕ ТИПА БУРОВОГО РАСТВОРА НА КАЧЕСТВО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА НИЖНЕБЮКСКОЙ ПОДСВИТЫ	32
<i>Жданов И. И., Агеев М. М.</i>	
ПРИМЕНЕНИЕ ОБЛЕГЧЕННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН НА ДЕПРЕССИИ	37
<i>Жернаков В. Н., Бастриков С. Н.</i>	
РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА БУРЕНИЯ И ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САХА-ЯКУТИЯ)	43
<i>Зубков М. В., Низаев Р. Х.</i>	
ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ С НЕОДНОРОДНЫМ КОЛЛЕКТОРОМ СЛОЖНОГО СТРОЕНИЯ	47
<i>Каракаев Р. Ш., Ваулин В. Г., Буянова М. Г.</i>	
ОСОБЕННОСТИ МЕХАНИЗМА РАБОТЫ ИНКАПСУЛИРУЮЩИХ ИНГИБИТОРОВ В СОСТАВЕ КАТИОННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА	49
<i>Кузнецов В. А., Буянова М. Г.</i>	
ПРИМЕНЕНИЕ СИАЛАНТОВ (МИКРОКОЛЬМАТАНТОВ) В РЕЦЕПТУРЕ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН	53
<i>Ли Юаньчжэ</i>	
ПОЛУПРОВОДНИКОВЫЕ ДЕТЕКТОРЫ КАК СПОСОБ РЕГИСТРАЦИИ ИОНИЗИРУЮЩЕГО ИЗЛУЧЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ	56
<i>Ли Юаньчжэ</i>	
УВЕЛИЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРЕГРУЗОК СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА МЕТОДОМ «СУДНО-СУДНО»	62

<i>Магсумов Б. Р.</i> МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОЧИСТКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА ПРОМЫВКИ НА ФЕСТИВАЛЬНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	65
<i>Матвиенко И. С., Фёдоров Н. Г.</i> АНАЛИЗ ЭКСПЕРИМЕНТА ПО ВЛИЯНИЮ ULTRA НТНР УСЛОВИЙ НА БУРОВОЙ РАСТВОР НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ	69
<i>Махманазаров С. Н., Тухтамуродов Ж. З., Шлеин Г. А.</i> СОВРЕМЕННЫЕ СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА	72
<i>Молдабаева Г. Ж., Түзелбаева Ш. Р.</i> СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ КАРБОНАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	75
<i>Никишин В. В., Блинов П. А., Соломенникова А. И.</i> РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА, ПРИМЕНЯЕМОГО ДЛЯ БУРЕНИЯ В ХЕМОГЕННЫХ ПОРОДАХ	80
<i>Нурумбаев А. А.</i> ПРИМЕНЕНИЕ РАСТВОРНОЙ СИСТЕМЫ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ И ИНГИБИТОРА ГЛИН WELL-AMIN С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	83
<i>Парфирьев В. А., Дружинина И. В.</i> ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ТИПА БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА	87
<i>Санжапов И. И.</i> АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБЛЕГЧЕННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА ОБР-0.7	91
<i>Торопчина М. А., Кучин В. Н.</i> ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ САПОНИТОВОЙ ГЛИНЫ КАК СТРУКТУРООБРАЗУЮЩЕГО АГЕНТА В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ	93
<i>Цуканова А. Н.</i> ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ПОЛИМЕРНЫХ РЕАГЕНТОВ В УСЛОВИЯХ ВОЗДЕЙСТВИЯ ФОТОТЕРМОБИОДЕСТРУКЦИИ	96
<i>Черкашин А. А., Шумилкина О. В., Сенюшкин С. В.</i> ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ НА ОСНОВЕ МОРСКОЙ ВОДЫ КАРСКОГО МОРЯ	100
<i>Шаляпина А. Д.</i> РЕЗУЛЬТАТЫ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ СТАБИЛИЗАЦИИ НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ	104
СЕКЦИЯ «ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ, КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН»	106
<i>Абусал Юсеф, Шакиров А. Р.</i> МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСШИРЕНИЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ ДЛЯ СОЗДАНИЯ КРЕПИ СКВАЖИН МОНОДИАМЕТРОМ	106
<i>Белей И. И., Речатов Д. А., Буланов С. Г., Казанцев М. Н.</i> РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ ТАМПОНАЖНОГО КАМНЯ ПРИ ПОВЫШЕННЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ МЕТОДОМ УЗК	112
<i>Бугаев Т. В., Арсеньев А. А., Леонтьев Д. С.</i> АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ИЗЫСКАТЕЛЬНЫХ РАБОТ НА ВОСКРЕСЕНСКОЙ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЕ №1 С ЦЕЛЬЮ ВЫЯВЛЕНИЯ ЕЁ ПРИРОДНО-РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА	117
<i>Быков В. Д., Щербич Н. Е., Панченко Н. Б.</i> ИССЛЕДОВАНИЯ И ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СУПЕРПЛАСТИФИКАТОРА СП-1	123

<i>Ворона А. А.</i> МЕТОДЫ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ	126
<i>Дюмин Е. В.</i> АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБОВ ДОБЫЧИ ГАЗА ИЗ ГАЗОГИДРАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ	129
<i>Еремеев И. А.</i> УПЛОТНИТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ЛУЧШЕЙ ГЕРМЕТИЧНОСТИ СКВАЖИНЫ	132
<i>Жуков В. А.</i> ОСОБЕННОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ МНОГОЗАБОЙНОЙ СКВАЖИНЫ НА ШЕЛЬФЕ КАСПИЙСКОГО МОРЯ	133
<i>Кильдеева К. Р., Щербич Н. Е.</i> ИССЛЕДОВАНИЯ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ С СУПЕРПЛАСТИФИКАТОРОМ NTRF -29	136
<i>Кузьмин Н. П., Солодовников К. В., Искандеров Ш. И.</i> АНАЛИЗ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ВЫСОТЫ ПОДЪЕМА ЦЕМЕНТА НОРМАЛЬНОЙ ПЛОТНОСТИ	139
<i>Литвинов К. А.</i> АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ РАЗОБЩЕНИЯ ИНТЕРВАЛОВ ММП	142
<i>Литошенко А. А., Чекакина Ю. К., Терехова Н. В., Харитонова Т. А.</i> РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ПУТЕМ ИЗМЕНЕНИЯ ПРОЦЕССА ЗАВОДНЕНИЯ	143
<i>Мальков С. Н., Бастриков С. Н.</i> СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИЙ ОБСАДНЫХ КОЛОНН СКВАЖИН ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ РАСТЕПЛЕНИЯ МЕРЗЛЫХ ГОРНЫХ ПОРОД	147
<i>Маскенов А. С., Гайнулов Р. Ф.</i> ИССЛЕДОВАНИЕ НАБУХАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ПОЛИМЕРОВ ДЛЯ ЗАЛЕЧИВАНИЯ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ	157
<i>Никишин В. В., Блинов П. А., Терехин В. А.</i> МЕТОДИКА ВЫБОРА СКВАЖИННОГО ФИЛЬТРА ДЛЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С УЧЕТОМ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ	160
<i>Овчинников П. В.</i> СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИЙ И ТЕХНОЛОГИЙ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН	164
<i>Парфирьев В. А.</i> РАЦИОНАЛЬНЫЙ ПОДХОД ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ	167
<i>Петров Д. Е., Кузнецов Д. В.</i> ПОВЫШЕНИЕ ТЭП БУРЕНИЯ МЗС МЕТОДОМ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ КОНФИГУРАЦИИ ОТВЕТВЛЕНИЙ	170
<i>Прохоров В. В.</i> НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ	175
<i>Родер С. А., Овчинников В. П., Щербич Н. Е., Семенов А. Ф.</i> ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАСШИРЯЮЩЕЙСЯ ДОБАВКИ RD НА ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ, КОНТРАКЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ НОРМАЛЬНОЙ ПЛОТНОСТИ	179
<i>Рожкова О. В.</i> ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ШЛАКОВ НА ПРОЦЕССЫ ГИДРАТАЦИИ И СТРУКТУРООБРАЗОВАНИЯ ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ	182

<i>Солодовников К. В., Кузьмин Н. П., Искандеров Ш. И.</i>	
ТЕХНОЛОГИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ГЕРМЕТИЧНОГО СТЫКА ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН МЕТОДОМ ЗАРЕЗКЕ БОКОВОГО СТВОЛА С СОХРАНЕНИЕМ ДЕБИТА ИЗ МАТЕРИНСКОГО СТВОЛА	184
<i>Требунский Д. В., Красильникова Е. Е.</i>	
ОБЗОР МЕТОДОВ СНИЖЕНИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН	187
<i>Федорова Н. Г., Димитриади Ю. К.</i>	
ОБ ОБЕСПЕЧЕНИИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	190
<i>Федоров Н. Г., Матвиенко И.</i>	
ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИМПУЛЬСНО-ВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ТАМПОНАЖНЫЙ РАСТВОР С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН	195
<i>Хабибуллин Т. Р., Белоусов А. О.</i>	
АНАЛИЗ НЕДОСТИЖЕНИЯ ВЫСОТЫ ПОДЪЁМА ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА ДО УСТЬЯ ЗА КОНДУКТОРОМ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	198
<i>Чифилёв С. М.</i>	
АВТОНОМНЫЕ УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ПРИТОКА. ТЕХНОЛОГИЯ. ЭФФЕКТИВНОСТЬ.	201
<i>Шаляпин Д. В.</i>	
ПРИМЕНЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН	205
<i>Шамсутдинов А. Э., Бастриков С. Н.</i>	
АНАЛИЗ КОМПОНОВОК ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ	206
<i>Щербаков Р. Э., Ковалев А. В.</i>	
АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИТОКА ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА ПРИ БУРЕНИИ С УПРАВЛЯЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ	209
<i>Янусов О. А.</i>	
РАСХАЖИВАНИИ И ВРАЩЕНИИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ КАК ЭЛЕМЕНТ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА К ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ	213
<i>Vorona A. A.</i>	
METHODS FOR CEMENTING WELLS ON THE SHELF	216
СЕКЦИЯ «ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН»	220
<i>Аксенова Н. А., Куманяев Д. К.</i>	
РАЗРАБОТКА И УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ПРОТИВОФОНТАННОГО КЛАПАНА	220
<i>Андреанов Н. И.</i>	
РАСЧЕТ КОЛОННЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ ДЛЯ РАЗБУРИВАНИЯ ГЛИСТО-ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ	224
<i>Атласов А. М.</i>	
ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК СПОСОБ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СО СЛОЖНЫМ НЕОДНОРОДНЫМ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ СТРОЕНИЕМ	226

<i>Брижак И. А., Семененко А. Ф., Закиров Н. Н.</i> АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА УЧАСТКЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	230
<i>Верисокин А. Е., Калашников Д. С., Близнюков В. Ю.</i> ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВЫНОСА ПРОПАНТА ИЗ ТРЕЩИНЫ В СКВАЖИНУ	234
<i>Гельгорн Е. А.</i> ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНЫ	240
<i>Гурдова Г., Мухаммедова Б., Нурмурадов Б. Н.</i> РЕГУЛИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ЗАПАДНОГО ТУРКМЕНИСТАНА	243
<i>Дядина А. В., Макаров А. Р.</i> ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И КОНТРОЛЬ ЗАМКОВЫХ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ С ЦЕЛЬЮ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ АВАРИЙ ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН	247
<i>Зинченко Ю. К., Щетинин А. С.</i> УПРАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИМИ РИСКАМИ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОГО АНАЛИЗА	249
<i>Искандеров Ш. И., Солодовников К. В., Кузьмин Н. П.</i> АНАЛИЗ ГНВП, ПРОИЗОШЕДШИХ ПО ПРИЧИНЕ ДЕЙСТВИЯ СИСТЕМЫ ППД И СПОСОБЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ	253
<i>Коротков С. А., Устименко Д. В., Старикова П. В.</i> АНАЛИЗ ИНЦИДЕНТОВ СО СЛОМОМ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА НА СЛОЖНОПРОФИЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ	255
<i>Красильникова Е. Е., Щербаков А. В.</i> ВЛИЯНИЕ КРИТЕРИЯ ИЗВИЛИСТОСТИ НА ВЫБОР НАПРАВЛЕНИЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВОГО СТВОЛА	259
<i>Кузнецов В. Г., Щербич Н. Е.</i> МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ АРКТИЧЕСКИХ СКВАЖИН	262
<i>Левенец Н. А.</i> ОЦЕНКА ИНТЕНСИВНОСТИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ	265
<i>Леончиков И. В.</i> АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЕМ БУРОВОГО РАСТВОРА В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	268
<i>Листак М. В.</i> ПРИМЕНЕНИЕ СОСТАВА ULTRA-BLOCK ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ НА СКВАЖИНАХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ	270
<i>Нагорный И. А.</i> УСТОЙЧИВОСТЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ В ЗОНАХ ТЕКТОНИЧЕСКОГО НАРУШЕНИЯ	273
<i>Никишин В. В., Блинов П. А., Клыкова А. В., Коротков П. А.</i> АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ОТБОРА И АНАЛИЗА ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН	276
<i>Перов С. Д.</i> АНАЛИЗ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «ПРИРАЗЛОМНОЕ» И ОПРЕДЕЛЕНИЕ СПОСОБОВ ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ	279

<i>Рожкова Д. С.</i> АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН НА СРЕДНЕБОТУОБИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	283
<i>Садыков Р. И., Мурашов С. С., Плаксин А. А.</i> КОНЕЧНО-ЭЛЕМЕНТНЫЙ ПРОЧНОСТНОЙ АНАЛИЗ КЛИНОВОЙ ЗАДВИЖКИ В ПК ANSYS	286
<i>Садыков Т. Б., Хабибуллин Т. Р., Буянова М. Г.</i> ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВОВ ВЯЗКОУПРУГИХ СИСТЕМ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПОГЛОЩАЮЩИХ ПЛАСТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН	289
<i>Сверкунов С. А., Вахромеев А. Г., Близнюков В. Ю.</i> УПРАВЛЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ И ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	291
<i>Семененко А. Ф., Белоусова И. В.</i> ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ СМЯТИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В ПЕРИОД КОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИН	296
<i>Семеньков Н. Н.</i> АНАЛИЗ И РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА РОГОЖНИКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	301
<i>Шешукова Г. Н.</i> ТЕНДЕНЦИЯ ИЗМЕНЕНИЯ МОДЕЛИРУЕМОЙ НАГРУЗКИ НА ПАКЕР ГРП В ПРОЦЕССЕ РАЗГРУЗКИ КОЛОННЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ	303
<i>Яворский Н. С.</i> АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ АВАРИЙ И ОСЛОЖНЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ	306
<i>Янусов О. А.</i> МИНИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕХНОЛОГИИ МГРП В НЕЦЕМЕНТИРУЕМОМ ГОРИЗОНТАЛЬНОМ УЧАСТКЕ СКВАЖИН ТРЕХКОЛОННОЙ КОНСТРУКЦИИ	308
<i>Lysenkov A. V., Kamaleeva L. L., Gataullina V. U., Sagitov D. K., Mokrushin R. M.</i> DEVELOPMENT OF A GENTLE KILLING METHOD BEFORE CONDUCTING HYDRATE-ACID METHODS FOR INTENSIFICATION OF OIL PRODUCTION	312
СЕКЦИЯ «НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН»	320
<i>Абделгхани А. А.</i> ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОТОРИЗОВАННОЙ УПРАВЛЯЕМОЙ БУРОВОЙ СИСТЕМЫ ПРИ БУРЕНИИ	320
<i>Вишневецкий А. Е.</i> ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА ЕМ-ЁГОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	325
<i>Волкова Е. А., Бердова Ю. С., Белоусова И. В.</i> ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ С МНОГОЗАБОЙНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА ЗАЛЕЖЬ ШЕРКАЛИНСКОЙ СВИТЫ	327
<i>Гиздатуллин Р. Ф., Фаттахов И. Г.</i> ИННОВАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ КОМПАНИЙ ПО НАПРАВЛЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ КГРП	331
<i>Гладков И. В., Захарина А. Ю.</i> СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ПРОЕКТОВ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА	336

<i>Давлятгараев Р. Р.</i> ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МОТОРИЗОВАННОГО РОТОРНОГО БУРЕНИЯ	339
<i>Закиров Н. Н., Барбаков О. М., Кондратьева Н. А.</i> ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДОЛГОВЕЧНОСТИ УЗЛОВ ТРЕНИЯ ДОЛОТА	343
<i>Закиров Р. Р., Хузина Л. Б.</i> РОЛЬ СУПЕРВАЙЗИНГА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	346
<i>Зотов З. Г.</i> УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ БУРЕНИЯ	348
<i>Казанцева А. М.</i> ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ	350
<i>Казанцева А. М.</i> РАСЧЕТ УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ МЕТОМ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ	353
<i>Кузнецов Д. В., Петров Д. Е.</i> ВЗД КАК АЛЬТЕРНАТИВА РУС ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ТРЁХКОЛОННОЙ КОНСТРУКЦИЕЙ И С МНОГОЗАБОЙНЫМ ОКОНЧАНИЕМ	355
<i>Лисицын М. А.</i> ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ В МЕЖСОЛЕВЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ С АНОМАЛЬНО ВЫСЫКИМИ ПЛАСТОВЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ ФЛЮИДОВ	361
<i>Литошенко А. А.</i> ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН НА ОБЪЕКТАХ X МЕСТОРОЖДЕНИЯ	369
<i>Лян Чжоупу</i> ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ПРИМЕЯЕМЫХ ДЛЯ БУРЕНИЯ СЛОЖНЫХ СКВАЖИН	374
<i>Лян Чжоупу</i> СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН	378
<i>Мао Чэнбинь</i> ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ УЧЕТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ	381
<i>Миннивалеев Т. Н., Миннивалеев А. Н., Ишмухаметов Т. Г.</i> АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АДАПТИВНЫХ ДОЛОТ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	385
<i>Мочалова А. А.</i> ВЛИЯНИЯ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТОВ НА ПРОЦЕСС ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН	389
<i>Мурадова Д., Шохрадова М., Ибадуллаев А.</i> ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЮГО-ЗАПАДНОМ ТУРКМЕНИСТАНЕ (ЗОНА ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ) С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ	392
<i>Овчинников В. П., Рожкова О. В.</i> ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СЛАНЦЕВЫХ И ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ	394
<i>Парфенов К. В.</i> МЕТОД НЕЗАВИСИМОГО ТРЕХОСНОГО НАГРУЖЕНИЯ ДЛЯ БОРЬБЫ С НАРУШЕНИЯМИ УСТОЙЧИВОСТИ СТЕНОК СКВАЖИНЫ	397

<i>Паскина Е. С.</i> АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ШАРОВОЙ ПОДВЕСКИ БОШП-100.02 В КЕРНООТБОРНОМ СНАРЯДЕ УКР-185/100.250М	399
<i>Салько М. Г., Салько А. А., Костромин Д. В.</i> ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ С НКТ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН	402
<i>Силичев Н. М.</i> РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ ОТКЛОНИТЕЛЯ НЕПРЕРЫВНОГО ДЕЙСТВИЯ С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ОТБОРА КЕРНА СНАРЯДОМ СО СЪЕМНЫМ КЕРНОПРИЕМНИКОМ	404
<i>Титов М. Ю., Мурашов С. С., Плаксин А. А.</i> РАСЧЕТ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ КРИВОШИПА ТРАНСМИССИИ БЛАГОНРАВОВА ДЛЯ АРКТИЧЕСКОГО ВЕЗДЕХОДА	406
<i>Хазиев Д. Ф., Низаев Р. Х.</i> ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ (МУН)	409
<i>Хассер Солано, Леонтьев Д. С.</i> WELL COMPLETION TECHNOLOGY WITH HORIZONTAL ENDING WITH USING AN OPERATIONAL COLUMN OF THE SAME DIAMETER FROM THE MOUTH TO THE FACE AND SUBSEQUENT IMPLEMENTATION LARGE-VOLUME, HIGH-SPEED AND MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING	411
<i>Чекакина Ю. К., Попова Ж. С., Арясова Д. В.</i> АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ СЛОЖНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЛАСТА X НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	413
<i>Штейн С. А., Штейн Е. С.</i> ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЕРЕДОВЫХ МЕТОДОВ В ИСКУССТВЕННОМ ИНТЕЛЛЕКТЕ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА БЕЗАВАРИЙНОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН	417
<i>Штефан Е. Е.</i> ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ LWD ДЛЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО ПРОФИЛЯ	420
<i>Щербаков А. В.</i> ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СТРОИТЕЛЬСТВА БОКОВЫХ СТВОЛОВ	424
<i>Moldabaeva G. Zh., Suleimenova R. T., Tuzelbaeva Sh. R., Shamshenova A. E.</i> IMPROVEMENT OF METHODS OF CONTROL AND REGULATION OF DEVELOPMENT IN THE OIL FIELDS OF WESTERN KAZAKHSTAN BY THE METHOD OF MAINTAINING RESERVOIR PRESSURE	427



Муравленко Виктор Иванович

Первый начальник Главтюменнефтегаза, Герой Социалистического Труда, Лауреат Ленинской и Государственной премий, депутат Верховного Совета СССР, профессор, Почётный нефтяник СССР, Почётный гражданин Ханты-Мансийского автономного округа.

Родился 25 декабря 1912 года, в станице Незамаевской Павловского района Краснодарского края в семье армейского фельдшера. В 1928 году, после окончания десятилетки, между отцом и сыном состоялся памятный разговор. «Если ты ещё не выбрал дело жизни, – сказал отец, – то недалеко, на Стерч-Керчи, разведчики ищут нефть. Работа настоящая, для мужчин. Мой совет: иди к ним, не пожалеешь». Виктор поступил на работу помощником моториста в контору бурения «Грознефтеразведка» треста «Грознефть», а спустя три года он был уже студентом Грозненского нефтяного института. В 1936 году, получив диплом инженера по бурению нефтяных и газовых скважин, прошёл службу в Красной Армии, в кавалерии, затем работал на нефтепромыслах Сахалинской и Куйбышевских областей, начальником буровой (буровым мастером), директором конторы бурения, главным инженером и управляющим буровых трестов, начальником нефтедобывающего объединения.

С 1960 года в течение 5-ти лет работал заместителем председателя Куйбышевского и начальником управления Средне-Волжского совнархозов. С 1965 по 1977 год – начальник Главного Тюменского производственного управления по нефтяной и газовой промышленности. Виктор Иванович обладал многими достоинствами: сильной волей, повышенной работоспособностью, организаторскими способностями, высокой требовательностью к подчиненным и, в первую очередь, к себе. Но главное его достоинство – он любил людей, умел увлечь их за собой в достижении высоких целей, был достойным лидером многотысячного коллектива сибирских нефтяников, крупным хозяйственником, политиком. Опираясь на людей творческих, в основном молодых, В. И. Муравленко сумел создать сильный, работоспособный коллектив, задававший тон среди нефтяников всей страны. В 1966 году В. И. Муравленко присвоено звание Героя Социалистического труда.

Характерной особенностью Виктора Ивановича являлся его творческий подход к проблеме ускоренного внедрения новейших достижений науки и техники в развитие буровых работ в сложных геолого-технических и природно-климатических условиях Западной Сибири, в практику обустройства нефтяных месторождений. Особое внимание профессор В. И. Муравленко уделял развитию образовательного процесса в Тюменском индустриальном институте, как никто другой он понимал важность подготовки местных кадров нефтяников.

Ушел из жизни 15 июня 1977 года.

Представителям настоящего и будущих поколений:

«Память сердца есть – жизнь из тревог и забот,
Память сердца – растопит и боль, и ненастье.

Человек должен помнить, пока он живёт,
Обо всех, кто ему завоевывал счастье...»

СЕКЦИЯ «ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН»

АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Акчулпанов А. М., группа ТССм-22-1, г. Тюмень,
artiem_akchulpanov@mail.ru

Современное состояние нефтяных месторождений во многих регионах России можно охарактеризовать, как сложное, с точки зрения геолого-технических условий их разработки. Процент трудноизвлекаемых запасов увеличивается и их эффективность выработки может быть обеспечена только за счет применения высокоэффективных методов повышения нефтеотдачи. К таким методам можно отнести выбор буровых промывочных жидкостей с учетом характеристик разрабатываемых залежей конкретного месторождения.

Стоит отметить, что при вскрытии и разработке продуктивных пластов одной из основных проблем является сохранение фильтрационных свойств коллектора при проведении специализированных работ. Поиск путей восстановления или улучшения показателей фильтрационно-емкостных свойств – основная цель на данный момент. Решение этой проблемы предполагает внедрение комплекса мероприятий, направленных на сохранение материнских свойств породы пласта и увеличение притока углеводородов в скважину.

Проблему нельзя считать решенной, так как к различным геолого-техническим условиям нужно подбирать конкретные системы буровых растворов, которые не ухудшают фильтрационно-емкостные свойства. Довольно часто применяется практика, когда берутся растворы, эффективно применяемые в условиях одного месторождения (пласта) и без определенных изменений в составе используются при вскрытии пласта, располагающегося в другом районе, где характеристики отличаются. Это может вызвать ряд проблем и осложнений, которые могут привести к авариям и ухудшению коллекторских свойств разрабатываемого участка. Основной задачей является совершенствование современных технологий качественного вскрытия продуктивных пластов [1].

Для промывки скважин (наклонно-направленных и с горизонтальным окончанием) предлагаются следующие системы растворов: малоглинистые, безглинистые, в том числе биополимерные, полимерные, полимерглинистые, полимер-эмульсионные буровые растворы, а также – на углеводородной основе: эмульсионные и инвертно-эмульсионные. При промывке вертикальных скважин помимо вышеперечисленных буровых промывочных жидкостей используют безглинистый полимерный раствор.

Все вышеперечисленные буровые промывочные жидкости рекомендуется использовать для вскрытия пластов-коллекторов на нефтяных месторождениях Западной Сибири, но стоит отметить, что каждый буровой раствор в зависимости от геологического строения, глубины залегания и других характеристик влияет по-своему на коллекторские свойства пласта. Далее подробно рассматриваются некоторые примеры типов буровых растворов, применяемые для качественного вскрытия пластов-коллекторов.

Определенный интерес представляет работа А. А. Балугева и др. [2] в которой приводится исследование влияние биополимерного бурового раствора на фильтрационно-емкостные свойства при бурении скважин с горизонтальными участками для условий месторождений ОАО «Сургутнефтегаз». Анализ эффективности использования при вскрытии продуктивных пластов производился на основе сравнения рассматриваемого раствора с полимерглинистым аналогом. В результате проведенных лабораторных исследований на установке по оценке повреждения пласта FDES-650Z фирмы Coretest system было установлено, что коэффициент восстановления проницаемости керна после воздействия бурового биополимерного раствора в 1,8 раз больше, чем после воздействия полимерглинистого раствора. Немаловажной особенностью исследуемого раствора является достаточно быстрое создание прочного кольтматационного экрана с затуханием фильтрации.

Таблица 1

Буровые промывочные жидкости

Тип раствора	Компонентный состав	Концентрация, кг/м ³
Биополимерный	ХВ-полимер	6
	Экопак SL	3
	ИККАРБ 75	50
	ИКДЕФОМ	0,2
	ИКР	10
	KCl	50
	NaOH	1
	ИКБАК-0	0,5
Полимерглинистый	Kem Pac, Poly Kem D	0,9
	Шлам из скважины	0,4

Конечный результат проведенных экспериментов показал, что коэффициент восстановления продуктивности на расстоянии более 30 мм от контакта образца керна с буровым раствором близок к 100 % (97,7 и 98 %), данный показатель свидетельствует о высокой эффективности использования биополимерного бурового раствора при бурении скважин с горизонтальным окончанием.

Для более полной характеристики рассматриваемого вопроса была изучена работа Л. А. Паршуковой и др. [3]. По мнению авторов статьи повышать качество вскрытия продуктивного пласта следует путем разработ-

ки и внедрения рецептур буровых растворов, позволяющих значительно уменьшить объемы проникновения фильтрата в пласт за счет физико-химической коагуляции. В результате предварительных поисковых исследований было признано наиболее целесообразным использовать полимерные композиции, которые обладают повышенными коагуляционными свойствами, на основе водорастворимых эфиров - целлюлозы и солей калия, магния и алюминия. В статье также затрагивается проблема вскрытия продуктивных пластов скважинами с горизонтальным окончанием. Требования к растворам ужесточаются, к ним можно отнести качественную очистку ствола от шлама, повышение устойчивости стенок скважины, минимальное влияние на коллекторские свойства продуктивных пластов. Этим требованиям удовлетворяют жидкости на основе биополимеров, которые обладают псевдопластичными и тиксотропными свойствами. Главной особенностью таких буровых растворов является то, что во время фильтрации биополимерного раствора в пласт возникает понятие критического радиуса проникновения фильтрата, что позволяет говорить о лучшей защите продуктивного горизонта. Также авторами предложен ряд модификаций биополимерного раствора: биополимерные солевые растворы (эффективное использование только в низкопроницаемых пластах); малоглинистые биополимерные растворы (ГБР). Все вышеперечисленные буровые растворы хорошо зарекомендовали себя на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Проблему качественного вскрытия продуктивных пластов сложно построенных месторождений Западной Сибири поднимает в своей научной работе А. А. Балугев [4]. Практика показывает, что традиционно применяемые технологии заканчивания скважин в Западной Сибири не в полной мере обеспечивают сохранность коллекторских свойств проницаемых горизонтов (недостижение проектных дебитов нефти). Стоит упомянуть, что были проведены экспериментальные исследования влияния фильтратов различных типов буровых растворов на изменение проницаемости образцов керна, отобранных из скважин Лянторского, Быстринского и Харампурского месторождений. Для проведения опыта использовались следующие фильтраты, наиболее часто применяемые в Западной Сибири: фильтрат раствора, содержащий КМЦ и ГКЖ; фильтрат раствора, обработанного акриловыми полимерами Kem-PAS и PolyKEM-D; фильтрат раствора, обработанный крахмальным реагентом Stabilose. Наиболее высокий коэффициент восстановления проницаемости получен в случае применения бурового раствора, обработанного реагентами Kem-PAS и PolyKEM-D. Автор также рекомендует использовать инвертно-эмульсионные растворы (ИЭР) для качественного вскрытия продуктивных пластов. Для этой цели необходимо правильно подобрать состав и свойства, а именно по рекомендации автора должен использоваться ИЭР, дисперсной средой которого является 8-10 % нефтяной раствор синтетических жирных кислот (СКЖ₂₀),

а дисперсной фазой – раствор хлорида кальция 30%-ной концентрации. Результаты опытно-промышленных работ на месторождениях Западной Сибири подтвердили высокие технологические свойства рассматриваемого бурового раствора.

В результате проведенного исследования литературных источников была сформирована аналитическая таблица и получен материал, анализ которого позволил сделать некоторые выводы:

1. Основной функцией буровой промывочной жидкости при вскрытии продуктивного пласта является сохранение его коллекторских свойств.

2. Все буровые растворы, применяемые для вскрытия пластов-коллекторов в Западной Сибири, можно разбить на две основные группы - растворы на водной основе и на углеводородной основе.

3. Из рассмотренных растворов на водной основе, на наш взгляд, наиболее эффективным является биополимерный раствор со следующей рецептурой – ХВ-полимер (6 кг/м³), Экопак SL (3 кг/м³), ИККАРБ 75 (50 кг/м³), ИКДЕФОМ (0,2 кг/м³), ИКР (10 кг/м³), КС1 (50 кг/м³), NaOH (1 кг/м³), ИКБАК-0 (0,5 кг/м³).

4. Растворы на углеводородной основе хороши с точки зрения вскрытия и неухудшения коллекторских свойств, но имеют существенные недостатки – высокая пожароопасность и отрицательное влияние на окружающую среду.

Библиографический список:

1. Бурение горизонтальных скважин со вскрытием продуктивной части пласта на депрессии / Р. Г. Салихов, С. Д. Глухов, В. М. Баянов [и др.]. – Текст : непосредственный // Передовые технологии строительства и ремонта скважин: Материалы 1-ой науч.-практ. конф. 23-24 нояб. 2004 г. – Пермь, 2005. – С. 23-32.

2. Эффективность применения биополимерных буровых растворов при бурении боковых стволов с горизонтальным участком / А. А. Балувев, О. А. Лушпеева, Е. А. Усачев, Т. В. Грошева. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 9. – С. 35-37.

3. Паршукова Л. А. Повышение качества первичного вскрытия продуктивных пластов – коллекторов / Л. А. Паршукова, А. В. Паршуков, Д. В. Паршуков. – Текст : непосредственный // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири : межд. академ. конф. 20-22 нояб. 2007 г. – Тюмень, 2007. – С. 287-294.

4. Балувев А. А. Исследование и разработка методов повышения качества вскрытия продуктивных пластов сложно построенных месторождений Западной Сибири : специальность 05.15.10 «Бурение скважин»: автореф. дис. ... кан-та техн. наук / А. А. Балувев ; ТюмГНГУ. – Тюмень, 1998. – 24 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Бастриков С. Н., д-р техн. наук, профессор.

РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУРЫ УТЯЖЕЛЕННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА НА ОСНОВЕ КЕМБРИЙСКОЙ ГЛИНЫ

Блинов П. А., доцент кафедры бурения скважин Санкт-Петербургского горного университета, г. Санкт-Петербург, Blinov_PA@pers.spmi.ru

Никишин В. В., доцент кафедры бурения скважин Санкт-Петербургского горного университета, г. Санкт-Петербург, Nikishin_VV@pers.spmi.ru

Соколова М. М., ст. группы РТ-18 Санкт-Петербургского университета, г. Санкт-Петербург, sokolovaa.maria7@gmail.com

Аннотация. В настоящее время наиболее распространенным материалом для приготовления буровых растворов является модифицированный бентонитовый глинопорошок. Вязкость бентонитовой суспензии достаточно велика, и не позволяет добиться значительной плотности. При вскрытии зон АВПД необходимо применять утяжеленные буровые промывочные растворы. В качестве таких растворов может выступать меловой раствор или растворы с добавлением утяжелителей. Альтернативой таких растворов может стать глинистый раствор на основе слабонабухающих кембрийских глин, обладающий низкой вязкостью при сравнительно большой плотности [1].

Цель. Снижение стоимости сооружения скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений.

Задачи исследования. 1) анализ современного состояния рынка буровых растворов для бурения в условиях АВПД;

2) разработка методики исследования глинистой суспензии на основе кембрийской глины;

3) разработка составов утяжеленных буровых растворов с заданными технологическими свойствами на основе кембрийской глины.

Введение. Вскрытие зон аномально высоких пластовых давлений часто сопровождается осыпями, обвалами, сужением ствола скважины из-за набухания глинистых пород, вследствие чего возникают затяжки и посадки при спуске и подъеме колонны бурильных труб. Для предупреждения этих осложнений применяют разнообразные методы: использование растворов на углеводородной основе, утяжеленных полимерглинистых буровых растворов, повышение плотности раствора и уменьшение водоотдачи и т.д.

На основании анализа источников, была подобрана методика применения полимерной утяжеленной глинистой буровой жидкости [2].

Основная часть

Кембрийские системы Красноярского края и Ленинградской области существенно различны не только слагающими данные системы горными породами, но и мощностью представленных глин, а главное – свойствами. Кембрийская система Красноярского края весьма сложна и насыщена многообразием отложений. Нижнекембрийские глины Ленинградской области

отличаются от «красноярских» постоянством химического состава (SiO_2 (60,64 %); Al_2O_3 (18,00 %); Fe_2O_3 (4,79 %); FeO (2,61 %)), а главное хорошей пластичностью. Помимо этого, глины ленинградской области обладают повышенной влажностью, что отличает их от «красноярских». Так как по влажности допускается косвенно судить о плотностных свойствах, следовательно, данные глины имеют пониженную плотность в отличие от «красноярских», что указывает на их высокую степень разуплотнения.

Методы исследования. Раствор плотностью 1200 кг/м^3 поэтапно обрабатываем полимером, называемый полиэтилцеллюлоза. Имеет смысл подчеркнуть эффективность действия этого полимера в отношении раствора: повышение условной вязкости в 1,5 раза, значительное снижение точного отстоя (в 28 раз), увеличение структурной вязкости и ДНС примерно в 2 раза, самое важное – снижение водоотдачи в 8 раз, а также величины толщины фильтрационной корки в 2 раза.

При обработке раствора плотностью 1500 кг/м^3 полимером «полиэтилцеллюлоза» настолько значительную результативность отметить нельзя. Таким образом, проведем серию экспериментов с добавлением другого полимера, ПАЦ-В. Представленный выше реагент использовался при различных концентрациях. Наиболее оптимальными вышли параметры при добавлении 1; 1,5; 2 г полимера в раствор. Анализ полученных данных свидетельствует о заметном снижении и стремлении к минимуму структурной вязкости и динамического напряжения сдвига. Помимо этого, подчеркнем уменьшение водоотдачи и толщины фильтрационной корки примерно в 5 раз.

Рассмотрим поведение глины Ленинградской области в качестве структурообразователя полимерглинистого раствора, приготовление растворов с которой осуществлялось несколькими способами с целью исследования характера влияния полимеров. В начале работы были приготовлены 8 растворов, с добавлением по одному, отличающемуся друг от друга по свойствам, полимеру. Помимо этого, приготовление осуществлялось 2 способами: 1) ввод глины в полимерный раствор и 2) ввод реагентов в глинистый раствор. Наиболее успешно проявили реологию растворы с добавлением реагента DUO-VIS NS (ксантановая смола). Помимо данного реагента использовались такие как: HIBTROL HV, являющийся одной из последних разработок компании Mi SWACO. Реагент является полимером целлюлозы, активированный ионами алюминия. REATROL – высококачественный модифицированный крахмал, POLYPAC R – высококачественная модификация полианионной целлюлозы.

К раствору, составленному по технологии «глина в полимерный раствор», в определенных рассчитанных концентрациях были добавлены другие добавки, такие как «Комета-Метеор 013» с целью понижения вязкост-

ных и тиксотропных свойств, НІВТROL HV с целью стабилизации водоотдачи и ПАЦ-Н с целью урегулирования и снижения фильтрационных свойств раствора. В конечном результате, был получен многокомпонентный утяжеленный полимерглинистый раствор на водной основе.

Отмечу, что при поиске наиболее оптимального состава компонентов бурового раствора был получен полимерный раствор, обладающий удачной реологией. В него вошли такие компоненты, как «Комета-Метеор 013» 10 г; «ПАЦ-Н» 1,5 г и DUO-VIS NS 2 г на 1000 мл раствора [3].

Итоги работы и выводы. В результате исследований были разработаны рецептуры трех наиболее удачных утяжеленных раствора на основе глин Ленинградской области и Красноярского края. Данные приведены в таблице 1. Полученные растворы может применяться при бурении неустойчивых горных пород, при строительстве горизонтально-направленных скважин, в разведочном бурении в условиях аномально высоких пластовых давлений для создания достаточного противодействия при коэффициенте аномальности до 1,5.

Библиографический список:

1. Morenov, V. Development of a weighted barite-free formate drilling mud for well construction under complicated conditions / V. Morenov, E. Leusheva, T. Liu. – Text : direct // Polymers. – 2021. – 13 (24). – 4457.
2. Influence of polymer reagents in the drilling fluids on the efficiency of deviated and horizontal wells drilling / T. Liu, E. L. Leusheva, V. A. Morenov, S. Zheng, Y. Yu. – Text : direct // Energies. – 2020. – 13 (18). – 4704.
3. Ulyasheva, N. M. Development of the drilling mud composition for directional wellbore drilling considering rheological parameters of the fluid / N. M. Ulyasheva, E. L. Leusheva, R. N. Galishin. – Text : direct // Journal of Mining Institute. – 2020. – 244(4). – P. 454-461.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ БИОДЕСТРУКЦИИ БИОПОЛИМЕРНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА

Васенин Н. А., группа ВСм-21-1, г. Тюмень, nik.vasenin.67@mail.ru

Суть работы – выявить зависимость между концентрацией бактерицида в буровом растворе и продолжительностью сохранения основных свойств раствора в проектных значениях.

В современном мире для качественного вскрытия пласта, а именно сохранения фильтрационно-емкостных свойств коллектора всё реже применяют глинистые растворы. В практике применяются растворы на нефтяной основе (РУО) и биополимерные растворы. Растворы на углеводородной основе отлично сохраняют фильтрационно-емкостные свойства, однако сложность приготовления и токсическое воздействие на экосистему не позволяет раствору найти широкое применение.

Рецептуры утяжеленных растворов на основе глин Ленинградской области и Красноярского края

ГЛИНА КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ		ГЛИНА ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ			
Параметры утяжеленных глинистых растворов	$\rho_p = 1200 \text{ кг/м}^3$		$\rho_p = 1500 \text{ кг/м}^3$		
	ПОЛИЭТИЛЕНГЛЮКОЗА		ПАЦ-В		
	3,36 г на 670 мл раствора	+ 2,8 г на 560 мл раствора	1 г ПАЦ-В на 1000 мл	2 г ПАЦ-В на 1000 мл	10 г Комета-Метеор 013 2 г DUO-VIS NS 0,5 г HIBTROL 1 г ПАЦ-Н
УВ, сек	34,2	37,8	40	43	19
Суточный отстой O, %	3	1	3	4	5
Структурная вязкость η , Па·с	0,023	0,02	0,015	0,011	0,02
Динамическое напряжение сдвига τ , Па	1,18	4,43	22,87	33,64	2,3
В, см ³ за 30 мин	8,5	4,5	11	8,5	28
К, мм	1,5	1,5	3	2	5

Биополимерные буровые растворы обладают отличными реологическими свойствами, качественно очищают скважину от выбуренной породы, не оказывают негативного воздействия на экосистему, так как разлагаются микробами и кислотами. Главная задача, при использовании биополимерного раствора – сохранить свойства раствора в проектных значениях на длительное время, не затрачивая лишние ресурсы.

В буровых растворах существуют все необходимые условия для жизнедеятельности микроорганизмов, а именно: углекислый газ, кислород, органические соединения, содержащие азот, углерод, водород и другие элементы [1].

Ухудшение технологических свойств бурового раствора происходит за счёт накопления в нём внеклеточных ферментов и продуктов жизнедеятельности микробных клеток [1].

Исследуемый биополимерный буровой раствор содержит ксантановый биополимер Barazan D, бактерицид, модифицированный крахмал, щелочную добавку – каустическая сода, карбонат натрия, необходимый для регулирования pH раствора, соль – хлористый калий, пеногаситель и мел, при следующем соотношении компонентов, мас. %: ксантановый биополимер 0,13; бактерицид 0,00-0,69; модифицированный крахмал 1,6; каустическая сода 0,08; карбонат натрия 0,60; хлористый калий 6,9; пеногаситель 0,93; мел 8,10; вода остальное.

Для исследования зависимости между концентрацией биоцида, добавленного в раствор и продолжительностью «жизни» биополимерного раствора в течении 6 недель замерялись основные параметры бурового раствора. Результаты измерений указаны на рисунках 1-4.

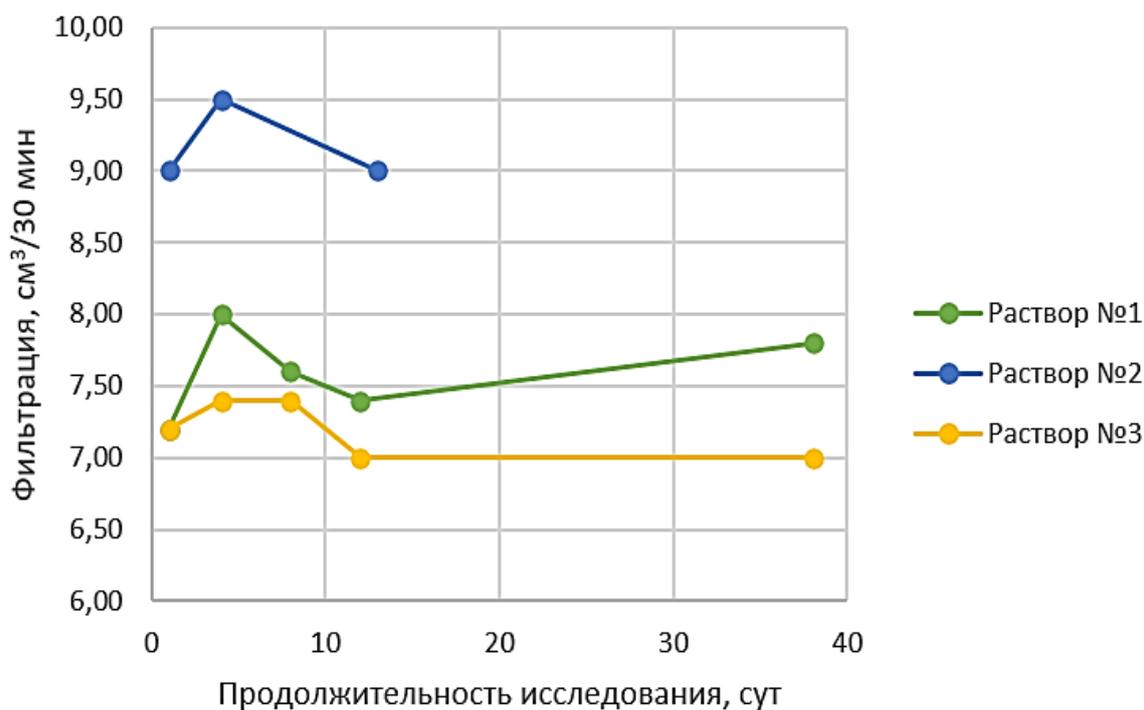


Рисунок 1 – Влияние концентрации бактерицида на изменение фильтрации

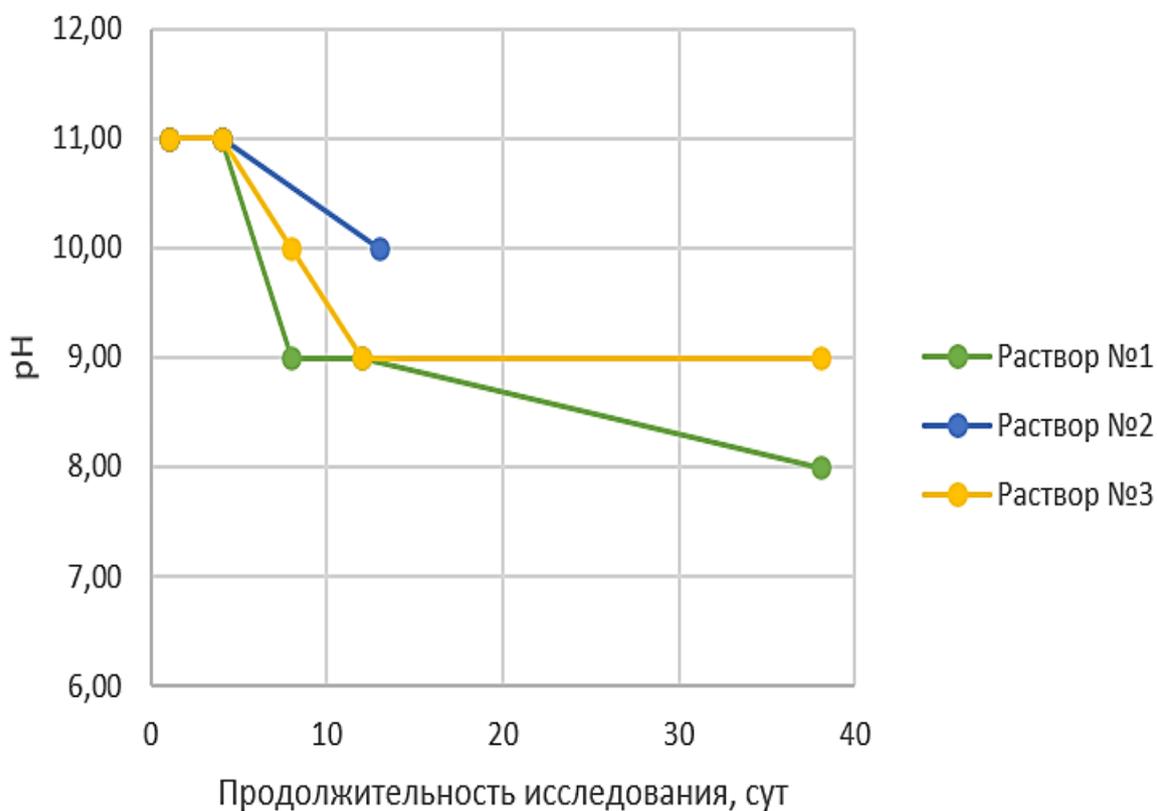


Рисунок 2 – Влияние концентрации бактерицида на изменение рН

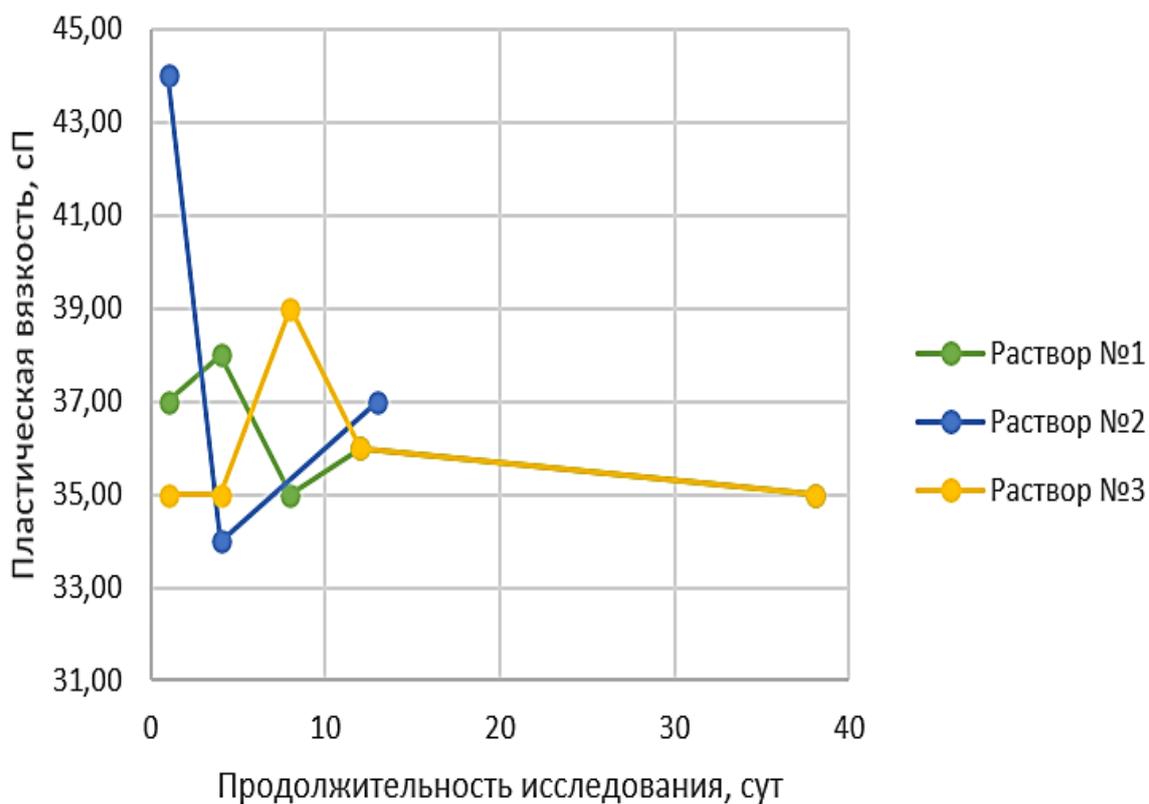


Рисунок 3 – Влияние концентрации бактерицида на изменение пластической вязкости

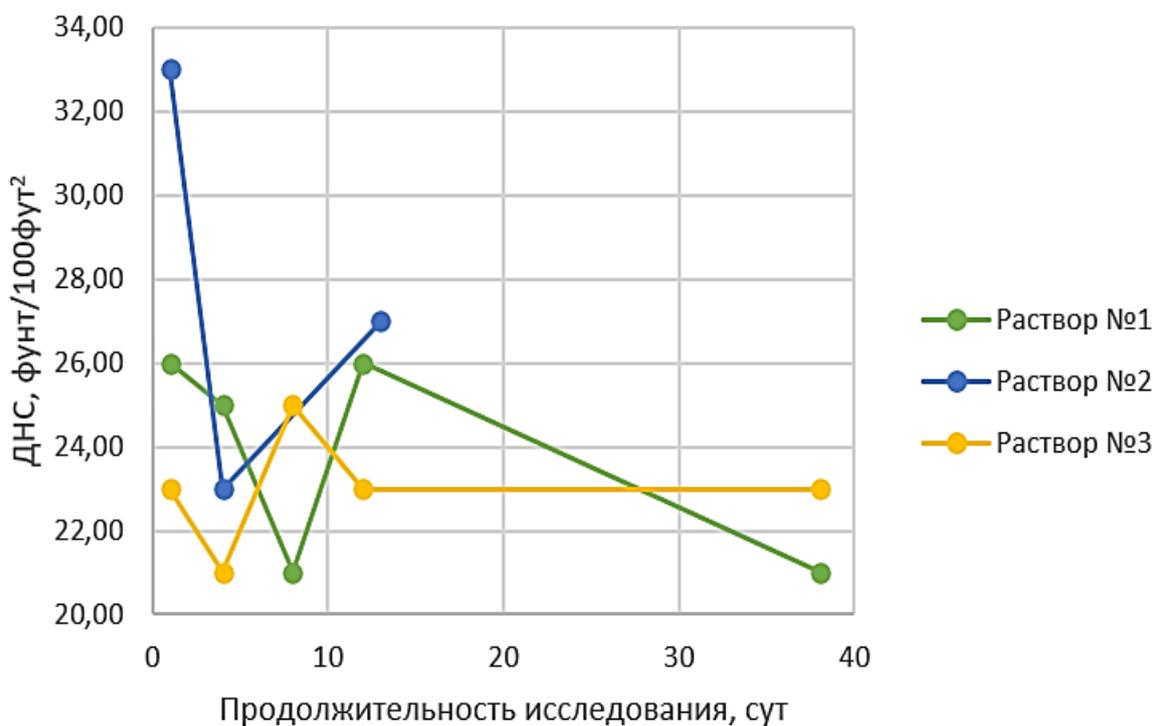


Рисунок 4 – Влияние концентрации бактерицида на изменение ДНС

Из выше приведенных графиков можно сделать вывод о том, что раствор необработанный бактерицидом является более нестабильным. Это происходит за счёт того, что химические соединения, входящие в буровой раствор, участвуют в метаболических процессах микробных клеток и используются ими в качестве источника углерода и энергии. Растворы № 2 и № 3 сохраняют свои свойства в проектных значениях до конца срока испытания, отсюда следует, что данная разница в концентрациях бактерицида сильно не влияет на продолжительность «жизни» биополимерного раствора в установленном сроке.

Библиографический список:

1. Назарько, М. Д. Микробные сообщества бурового раствора и биоразлагаемость его химических компонентов : специальность 03.00.16 «Экология»: дис.: ... канд. техн. наук / М. Д. Назарько ; Кубанский государственный университет. – Краснодар, 1999. – 128 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Тулубаев А. Б., канд. техн. наук, доцент.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОБРАБОТКИ ЩЕЛОЧНЫМ РЕАГЕНТОМ И БИОЦИДОМ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТИ В БИОПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРАХ

Васенин Н. А., группа ВСм-21-1, г. Тюмень, nik.vasenin.67@mail.ru

Составы буровых растворов на водной основе обычно включают органические полимеры в качестве реагентов, повышающих вязкость и контролирующих водоотдачу. Биополимеры, которые имеют растительное или микробиологическое происхождение могут подвергаться деструкции и использоваться в качестве питательных веществ для роста естественными нефтяными бактериями. Рост микробов в буровом растворе может привести к загрязнению прискважинной зоны, при слишком активном росте бактерий происходит деструкция бурового раствора и потеря его реологических свойств.

На микробиологическую активность буровых растворов может оказывать влияние ряд физико-химических особенностей буровой среды. Высокие температуры и большое содержание взвешенных твердых частиц в буровых растворах способствует микробной активности, поскольку многие микроорганизмы проявляют повышенную метаболическую активность, когда связаны с подходящей инертной поверхностью. Процесс удаления шлама из бурового раствора может увеличить содержание в нем кислорода, а значит, еще больше повысить активность аэробных микроорганизмов.

Условия бурового раствора, ограничивающие микробиологическую активность. Высокая минерализация буровых растворов (обычно от 100 000 до 150 000 мг/л TDS) ограничивает активность многих микроорганизмов. Тем не менее, рассолы с высокой соленостью встречаются в природе на многих нефтяных месторождениях, и микроорганизмы, адаптированные к такой концентрации соли, не являются чем-то необычным. Высокий pH бурового раствора (обычно 9-11) также будет иметь ограничивающий эффект на микробную активность [1].

Биоциды, добавляемые в буровой раствор являются наиболее эффективным средством микробиологического контроля. В настоящее время биоциды включают альдегиды, изотиазолиноны и соли четвертичного фосфония. Они выбраны на основании их совместимости с другими компонентами бурового раствора.

Первоначальная оценка влияния биоцида и pH на выживаемость сульфатредуцирующих бактерий и аэробных микроорганизмов, была проведена в типичном буровом растворе KCl/извести/полимера на водной основе. Биоцид, представляет собой 25%-ый водный раствор глутарового альдегида. Начальная концентрация обработки составляла 0,2 %, при этом обработка до 2 % считалась приемлемой, если имелись признаки большой активности микробов [1].

Влияние биоцидов и pH на приготовленную в лаборатории буровой раствор. На основе этих полевых практик была создана экспериментальная матрица. В качестве тест-системы использовали базовый буровой раствор KCl/известь/полимер, приготовленный в лаборатории (таблица 1). Были исследованы четыре pH бурового раствора: pH 8, pH 9, pH 10 и pH 11. Регулировка pH бурового раствора производилась известью $\text{Ca}(\text{OH})_2$. Добавление KOH и MgO. В каждую из систем буровых растворов добавляли биоцид (25 % глутаровый альдегид) в следующих концентрациях: 0 %, 0,2 %, 0,5 %, 1 % и 2 % (всего 20 тест-систем) [1].

Буровые растворы были инокулированы сульфатредуцирующими бактериями и аэробными микроорганизмами, в результате чего исходные бактериальные популяции в буровых растворах составляли 10^4 (GAB)/мл и 10^2 (SRB)/мл. Пробы бурового раствора были отобраны для определения плотности популяции в момент времени 0 непосредственно перед обработкой биоцидом. Обработанные буровые растворы были отобраны в день-1, день-7 и день-14. Образцы бурового раствора были проанализированы на наличие выживших популяций GAB и SRB, остаточного биоцида и pH. Контрольные буровые растворы и выбранные обработанные буровые растворы были проанализированы на токсичность биоцидов с использованием системы анализа токсичности Microtox [1].

Эффекты повышения pH бурового раствора и обработки биоцидами в сильно загрязненном буровом растворе показаны в таблице 1. Полученный буровой раствор представлен тестовым раствором «pH 9» с популяцией GAB $9,3 \times 10^8$ на мл. Жизнеспособные GAB значительно уменьшаются через 24 часа в буровом растворе с отрегулированным pH 10. Дальнейшие корректировки pH до 11 и 12 снижают популяцию жизнеспособных GAB до диапазона 10^2 на мл. Через 48 часов популяция GAB в буровом растворе с pH 10 увеличилась, а через 72 часа GAB также увеличилась в буровом растворе с pH 11 [1].

Эффект обработки биоцидом при – 2 % в буровом растворе с pH 9 показан в таблице 1. На основании высокой бактериальной популяции в буровом растворе можно предположить, что весь биоцид из исходного состава был неактивным. Однако, основываясь на результатах, обсужденных выше, любой дополнительный биоцид, добавленный к буровому раствору с pH 9, не будет быстро инактивирован и поэтому должен быть эффективным. Было показано, что это действительно так, поскольку после 24-часового воздействия даже самой низкой концентрации биоцида, которая в настоящее время является рекомендованной исходной концентрацией для обработки, в буровых растворах не было обнаружено жизнеспособных GAB. Чтобы определить минимальную концентрацию биоцида, при которой будет обеспечена эффективная микробная борьба, был проведен дополнительный эксперимент по расширению диапазона концентраций об-

работки биоцидом до 0,025 %. Результаты этого эксперимента демонстрируют, что концентрации биоцида до 0,075 % оказали незначительное влияние на популяции GAB в буровом растворе, от 0,1 % до 2 % биоцида приводили к сокращению популяции GAB в диапазоне от 2 до 7 log, 0,175 % требуется для удаления всех GAB из раствора в течение 24-часового периода воздействия [1].

Таблица 1

Влияние pH бурового раствора и концентрации обработки биоцидом на выживаемость бактерий

Варианты растворов	Выжившие бактерии на мл		
	После 24 часов	После 48 часов	После 72 часов
pH раствора			
pH 9	$9,3 \cdot 10^8$	$3,9 \cdot 10^8$	$3,9 \cdot 10^8$
pH 10	$4,3 \cdot 10^5$	$9,3 \cdot 10^6$	$2,4 \cdot 10^7$
pH 11	$2,4 \cdot 10^2$	$2,4 \cdot 10^2$	$3,6 \cdot 10^3$
pH 12	$2,4 \cdot 10^2$	$2,4 \cdot 10^2$	$2,4 \cdot 10^2$
Концентрация биоцида			
0,2 %	<0,4	<0,4	<0,4
0,5 %	<0,4	<0,4	<0,4
1 %	<0,4	<0,4	<0,4
2 %	<0,4	<0,4	<0,4

В рассоле KCl с концентрацией 143 кг/м^3 увеличение pH с 8 до 12 привело к снижению остаточных биоцидов с 0,143 % до 0,086 % через 24 часа. Эти данные подтверждают более ранние наблюдения о том, что снижение остаточного содержания альдегидных биоцидов происходит быстро и увеличивается с повышением pH.

Библиографический список:

1. Ezzat A. M. Control of Microbiological Activity in Biopolymer-Based Drilling Muds / A. M. Ezzat, H. R. Rosser, A. A. Al-Humam. – Text : direct // Bahrain. – 1997. – SPE-39285-MS. – P. 329-335.

Научный руководитель: Тулубаев А. Б., канд. техн. наук, доцент.

РАЗРАБОТКА ПРЯМОЙ ЭМУЛЬСИИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Гущина А. А., Буянова М. Г., Балкоев А. Б.,
 Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
 в г. Тюмени (г. Когалым), Anastasiya.Guschina@lukoil.com

Возрастающие требования к буровым растворам на углеводородной основе (РУО) обусловлены, прежде всего, экологическими проблемами, высокой стоимостью, а также тем, что применение данных типов промы-

вочных жидкостей не всегда решают проблемы при бурении неустойчивых осыпавшихся аргиллитов. Таким образом, актуальным является поиск решений в области промывочных жидкостей, обладающих аналогичными технологическими свойствами в сравнении с РУО.

Для систем буровых растворов на углеводородной основе свойственны: низкая фильтрация в проницаемые пласты, высокая стабильность в условиях высоких температур и давлений (НРНТ). Необходимо отметить абсолютную инертность углеводородной фазы по отношению к глинистым породам. Указанные свойства позволяют осуществлять успешную проводку скважин в сложных горно-геологических условиях, где применение растворов на водной основе не является целесообразным [1, 2].

В лабораторных условиях были проведены исследования по адаптации состава прямой эмульсии. Модификация прямой эмульсии реагентом обеспечила технологические свойства аналогичные РУО (таблицы 1, 2).

Выполненные исследования свидетельствуют о схожести основных технологических свойств предлагаемой прямой эмульсии, модифицированной реагентом, что потенциально предопределяет применение при строительстве скважин в сложных геолого-технических условиях с целью оптимизации стоимости строительства скважин, связанной с затратами на химреагенты.

Таблица 1

Компонентный состав прямой эмульсии

Наименование реагента	Тип бурового раствора		
	Прямая эмульсия	Прямая эмульсия + реагент	РУО
Кальцинированная сода	+	+	-
Натр едкий	+	+	-
Калий хлористый	+	+	-
Хлорид кальция	+	+	+
Крахмал	+	+	-
Биополимер	+	+	-
Базовое масло	+	+	+
Смазочная добавка	+	+	-
Известь	+	+	+
Эмульгатор	+	+	+
Смазочная добавка	+	+	-
Разнофракционный кольматант (МК 5-10)	+	+	+
Органобентонит	-	-	+
Реагент	-	+	+
Структурообразователь	-	-	+
Гидрофобизатор	-	-	+

Результаты лабораторных исследований

№ п/п	Показатель, единица измерения	Тип бурового раствора		
		Прямая эмульсия	Прямая эмульсия + Реагент	РУО
1	Соотношение УВ/вода, %	21/79	21/79	80/20
2	Плотность, г/см ³	1,08	1,08	1,12
3	Фильтрация при 0,7 МПа, см ³ /30 мин	2,8	2,2	0
4	Фильтрация НРНТ, см ³ /30 мин	9,2	6,8	1,4
5	Пластическая вязкость, сПз (при 49 С°)	26,1	30,1	25,9
6	СНС 10 с/10 мин, дПа (при 49 С°)	73,0/ 109,0	42,6/ 98,0	25,4/ 78,2
7	ДНС, дПа (при 49 С°)	105,1	112,8	154,1
8	Значение вискозиметра при 600 об/мин (при 49 С°)	62,1	86,8	82,0
9	Значение вискозиметра при 300 об/мин (при 49 С°)	42,1	55,2	56,5
10	Значение вискозиметра при 200 об/мин (при 49 С°)	30,2	42,4	46,8
11	Значение вискозиметра при 100 об/мин (при 49 С°)	21,3	27,0	35,5
12	Значение вискозиметра при 6 об/мин (при 49 С°)	12,6	5,7	20,7
13	Значение вискозиметра 3 об/мин (при 49 С°)	10,9	4,3	19,1
14	Линейное набухание на керне через 24 ч (1 сут) ср. знач., % ¹⁾	4,9	3,0	0,0
15	Линейное набухание на керне через 72 ч (3 сут.) ср. знач., % ¹⁾	5,42	3,0	0,0
16	Электростабильность, В	-	-	750
17	Коэффициент трения	0,08	0,07	0,06

Примечание: ¹⁾ при оценке показателя линейного набухания в течение анализируемого периода был использован керн неустойчивой покрышки месторождения;

²⁾ замер параметров буровых растворов проведен на основании требований [3].

Выводы:

1. Проведены лабораторные исследования составов прямой и обратной углеводородных эмульсий.
2. Ингибирующий эффект прямой эмульсии по отношению к терригенным породам неустойчивой покрышки составляет 5,4 % (через 72 ч). Модификация прямой эмульсии реагентом обеспечивает снижение гидратационных свойств по отношению к керну до 3,0 %.
3. Предложена модификация прямой эмульсии, обеспечивающая свойства, близкие к растворам на углеводородной основе.
4. Рекомендовано проведение опытно-промысловых работ при строительстве скважин в сложных условиях бурения.

Библиографический список:

1. Буянова, М. Г. Разработка технологии применения и совершенствование составов модифицированного бурового раствора для повышения эффективности строительства скважин : специальность 2.8.2. «Технология бурения и освоения скважин» : дис. ... канд. техн. наук / М. Г. Буянова. – УГНТУ. – Уфа, 2021. – 189 с. – Текст : непосредственный.

2. Рязанов, А. Я. Энциклопедия по буровым растворам / А. Я. Рязанов. – Оренбург: издательство «Летопись», 2005. – 664 с. – Текст : непосредственный.

3. ISO 10414-1:2008 Нефтяная и газовая промышленность. Контроль буровых растворов в промысловых условиях. Часть 1. Растворы на водной основе.: опубликован 10.03.2008. – Москва: ФГУП «СТАНДАРТИН-ФОРМ». – 2012. – 123 с. – Текст : непосредственный.

РАЗРАБОТКА ГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕГО ВОДОИЗОЛЯЦИОННОГО СОСТАВА НА ОСНОВЕ КСАНТАНА ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ

Дерендяев В. В., Миронов М. Е.,

Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
г. Пермь, misha-mironov-99@mail.ru

В настоящее время основной объем добычи нефти и газа в Пермском крае приходится на месторождения, которые разрабатываются уже более пятидесяти лет. В таком случае актуальной задачей становится ограничение водопритока в добывающих скважинах. Как показывает опыт, в процессе строительства, освоения и эксплуатации скважин система «горная порода – цементный камень – эксплуатационная колонна» подвержена различным динамическим нагрузкам, в результате чего происходит нарушение сплошности контакта, возникают интервалы потери герметичности, которые являются основными причинами движения пластовых вод к нефтедобывающим скважинам и приводящих к появлению межколонных и заколонных перетоков [1].

Актуальной задачей для месторождений Пермского края является повышение эффективности проведения ремонтно-изоляционных работ (далее РИР), которые позволят перекрыть пути проникновения пластовых вод в эксплуатационный объект, устранить негерметичность эксплуатационной колонны и произвести изоляцию водоносных горизонтов.

РИР по ограничению водопритока разделяются на неселективные и селективные. Главный недостаток неселективных методов заключается в том, что применяемые материалы блокируют не только приток пластовых вод, но и приток нефти, вследствие чего возникает необходимость проведения повторной перфорации. Исходя из этого, целесообразно будет рассмотреть селективные методы изоляции вод, позволяющие увеличивать фильтрационное сопротивление только в водонасыщенной части пласта без закупорки нефтенасыщенной [2].

Достаточно широко в настоящее время применяются составы на основе силиката натрия и соляной кислоты. Известны неорганические композиции «ГАЛКА» и «ГАЛКАПАВ», представляющие собой маловязкие растворы [3]. Также применяются растворы кремнийорганических соединений, такие как «АКРОН», «АКРОН-А» [4]. Среди новых методов можно также отметить использование биополимеров [5].

По результатам анализа существующих водоизоляционных составов и технологий, а также геолого-технических условий проведения работ на месторождениях Пермского края можно сделать вывод, что одним из перспективных направлений является использование водоизоляционного гелеобразующего состава на основе ксантана.

Ксантан используется в качестве основы для формирования гелевых систем, обладает высокой проникающей способностью и относительно невысокой стоимостью.

При выборе компонентов состава следует обращать внимание на минерализацию вод, поскольку при высоких её значениях происходит ускорение гелеобразования раствора, приводящее к затруднению его приготовления и транспортировки в призабойную зону пласта [6].

При закачке водоизоляционного состава в скважину важно регулировать вязкость и скорость гелеобразования для обеспечения более глубокого проникновения состава в пласт. В качестве замедлителя растворения ксантана может применяться раствор хлорида магния.

Для улучшения сцепления полученного состава с породой необходимо использовать реагенты с поверхностно-активными свойствами. Одним из таких реагентов является детергент.

Также для получения более прочного экрана (усиление межмолекулярного взаимодействия внутри раствора) и регулирования водородного показателя среды необходимо использовать кислоты. В силу того, что при работе с кислотами требуются особые правила и меры предосторожности, в представленном исследовании будем использовать неагрессивную кислоту средней силы, а именно лимонную. При стандартных условиях, лимонная кислота – это белый сыпучий порошок, используемый в нефтедобывающей промышленности в качестве регулятора физико-химических свойств буровых и тампонажных растворов [7].

Исходя из вышесказанного, в качестве реагентов для получения водоизоляционного состава будут использоваться: ксантан, бишофит, детергент и лимонная кислота.

Для приготовления водоизоляционного гелеобразующего состава подготавливалось необходимое количество воды и других реагентов.

Далее готовили водный раствор ксантана, для этого наливалось необходимое количество воды в лабораторные стаканы и при постоянном перемешивании добавлялся порошок ксантана. После в систему добавлялись хлорид магния, предварительно разбавленный в воде с заданной концентрацией, лимонная кислота и детергент. Весь процесс смешивания реагентов производился без остановки с использованием мешалки. В результате проведения эксперимента получался жидкий состав белого цвета, который герметично закрывался для определения времени гелеобразования (рис. 1).

Гелеобразование полученного состава определялось визуально, стакан с полученным составом наклонялся на 45 градусов и проверялся каждые 10 минут. Если угол наклона не менялся, считалось, что полученный состав является гелем (рис. 2).

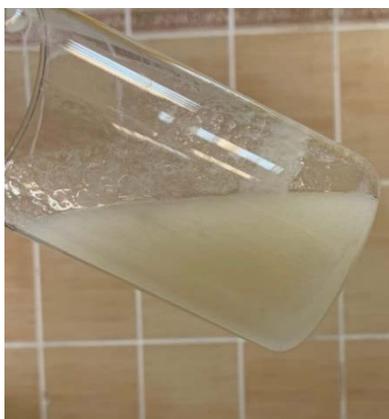


Рисунок 1 – Начальное состояние после приготовления состава



Рисунок 2 – Полученный состав через 24 ч.

Начата разработка селективного гелеобразующего водоизоляционного состава на основе ксантана, который имеет ряд преимуществ:

- обладает низкой вязкостью до начала гелеобразования;
- обеспечивает более глубокое проникновения состава в пласт;
- может применяться в широком интервале пластовых температур и в условиях вод высокой минерализации;

В дальнейшем планируется проведение лабораторных исследований по определению физико-химических свойств полученных составов с изменением содержания в составе отдельных компонентов, в результате которых можно будет регулировать его основные технологические характеристики: вязкость и время гелеобразования. После проведения лабораторных исследований планируется проведение фильтрационных исследований гелеобразующего состава на образцах керна и сопоставление разработанного состава с имеющимися аналогами.

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Библиографический список:

1. Поляков В. Н. Технологические проблемы крепления скважин и методы их системного решения / В. Н. Поляков, А. П. Чижов, Р. Р. Хузин, А. П. Аверьянов. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 12. – С. 18-22.
2. Технология ограничения притоков воды в добывающие скважины / М.А. Кузнецов, С.М. Ишкинов, Т.И. Кузнецова [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 07. – С. 58-60.

3. Антошкина А.А. Обоснование технологии ограничения водопритока в добывающие скважины / А.А. Антошкина. – Текст : непосредственный // Студенческий. – 2020. – № 35-1 (121). – С. 16-19.

4. Абтразаква З. Д. Перспективные композиции для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах Западной Сибири / З. Д. Абтразаква – Текст : непосредственный // Проблемы, перспективы и направления инновационного развития науки : сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции, Омск, 24 ноября 2017 года. – Омск: ООО "Агентство международных исследований", 2017. – С. 65-70.

5. Силин М.А. Блокирующий состав на биополимерной основе / М. А. Силин, Л. А. Магадова, А. А. Стефанцев [и др.] – Текст : непосредственный // Нефтепромысловая химия : Материалы IX Международной (XVII Всероссийской) научно-практической конференции, Москва, 30 июня 2022 года. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, 2022. – С. 27-29.

6. Поверхностно-активные вещества и полимеры в водных и растворах : учебное пособие / К. Холмберг, Б. Йёнссон, Б. Кронберг, Б. Линдман ; пер. с англ. – 4-е изд., электрон. – москва : лаборатория знаний, 2020. – 531 с. – Текст : электронный.

7. Пат. № 2747726 С1 Российская Федерация, МПК С09К 8/504/Е21В 43/22 Состав для потоковыравнивающих работ в нагнетательных скважинах : № 2020129504: заявл. 07.09.2020 : опубл. 13.05. 2021 / Мордвинов В. А., Поплыгина И. С; патентообладатель(и): Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Пермский национальный исследовательский политехнический университет". – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Чернышов С. Е., профессор кафедры НГТ, д-р техн. наук, доцент.

**ВЛИЯНИЕ ТИПА БУРОВОГО РАСТВОРА НА КАЧЕСТВО
ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА НИЖНЕБЮКСКОЙ ПОДСВИТЫ**
Дубровина В. В., группа ГНГ-20-2, г. Тюмень, dubrovinavika2002@mail.ru

Применение одного состава (типа) бурового раствора (БР) как для проводки верхних интервалов ствола скважины, так и для вскрытия продуктивного горизонта, является актуальным вопросом в настоящее время.

Сервисными компаниями обычно используются биополимерные и другие ингибирующие системы буровых растворов и стабилизированные полисахаридами и другими детергентами. Как показывают лабораторные и промышленные исследования, это позволяет значительно улучшить удерживающие свойства промывочной жидкости при низких скоростях сдвига в кольцевом пространстве. При этом высокие значения суспендирующих свойств бурового раствора позволяют удерживать частицы выбуренной породы во взвешенном состоянии. Это приводит к минимуму вероятность прихвата инструмента при приводке наклонно-направленных и горизонтальных участков ствола.

Однако, наряду с известными преимуществами, применение таких растворов несет ряд негативных последствий. Например, проникая последовательно в пласт, фильтрат, твердая и коллоидная фазы бурового раствора блокируют поровое пространство пласта, существенно изменяя его ФЕС, а в дальнейшем и эксплуатационные характеристики скважины. Исследования также показали отрицательное влияние многих химических реагентов: химически активный фильтрат, проникая в поровое пространство, снижает проницаемость по нефти и газу, что приводит к ряду необратимых процессов.

Эти недостатки обусловлены главным образом свойствами самой воды, в частности, взаимодействовать с пластовой нефтью и газом в пористой среде с образованием эмульсий и высоковязких суспензий; гидратировать и диспергировать глины, в том числе цементирующего материала пород, провоцируя обвалы глинистых пропластков, пластическое течение пластовой соли в соленосных отложениях.

С целью устранения отдельных негативных свойств буровых растворов на водной основе в конце XX столетия были разработаны буровые растворы на углеводородной основе. При этом было установлено, что в значительной части терригенных поровых коллекторов со смешанным цементным материалом или преимущественно глинистым материалом коэффициент восстановления проницаемости выше при использовании растворов на углеводородной основе – РУО и ЭБР (эмульсионные буровые растворы) – стабилизированные смешанные дисперсии "нефть-вода", что связано с минимальным воздействием на фазовую проницаемость фильтрата, проникающего в поровое пространство керна.

Данные исследования проведены с целью определить влияние того или иного бурового раствора на фильтрационно-емкостные свойства пород, моделирующие пластовые условия.

Для проведения лабораторных исследований по оценке воздействия буровых растворов на фильтрационные свойства пород использовались 11 моделей керна нижнебюкской подсветы. По литологическому описанию образцы представляют собой песчаники светло и темно-коричневого цвета,

с признаками УВ, местами алевролитистые, с тонкими слабо выраженными слойками глинисто-битуминозного материала, с галитовым цементом. Интервал отбора керна образцов 37905-15 - 38003-15 составляет 1925 м (верх) – 1943 м (низ). Интервал отбора керна образцов 38028-15 - 38138-15 составляет 1943 м (верх) – 1970 м (низ).

Для тестирования были предоставлены следующие буровые растворы: KCL-POLYMER, KCL-POLYMER 2 и Oil Base. Все БР на водной основе, за исключением «Oil Base», приготовленного на углеводородной основе.

Для более корректного сопоставления результатов опыты были разбиты на 3 группы, с близкими значениями проницаемости в пределах каждой из них. Условно группа А модели с диапазоном изменения средней проницаемости колонок 582-912 мД, группа Б – 203-220 мД, группа С – 100-145 мД. Анализировались полученные данные как в среднем по моделям, так и образцов имитирующих призабойную (образец номер 3 в колонке) и удаленную зоны пласта (образец номер 1 в колонке).

Фильтрационные исследования выполнялись в следующей последовательности.

1. В кернодержатель установки помещались насыщенные образцы керна, создавались пластовые условия (эффективное давление и температура) для стабилизации параметров, моделирующих пластовые, и производилась выдержка модели в течении 6-10 часов.

2. На следующем этапе через колонку керна в направлении от «пласта» к «стволу» прокачивали не менее 5 поровых объёмов нефти до стабилизации перепада давления. При этом определяли рабочую объёмную скорость фильтрации (Q, мл/мин.) и рассчитывали начальную проницаемость по нефти $K_{пр н}$.

3. Воздействие БР на образец керна производили направлении от «ствола скважины» к «пласту» при постоянном поддержании необходимой репрессии (таблица 1).

Таблица 1

Условия проведения экспериментов по воздействию систем бурового раствора на образец

№	ЭТАП	KCl-Polymer ($\rho=1,06 \text{ г/см}^3$)	KCL-POLYMER2 ($\rho=0,97 \text{ г/см}^3$)
1	Динамическая репрессия, атм / время возд., ч.	76,3 / 14	54,2 / 14
2	Выдержка в статических условиях, ч.	10	10

В процессе воздействия БР на модель фиксировался объем фильтрата на выходе.

4. После прокачки систем БР в направлении «пласт-ствол» через колонку керна прокачивали не менее 5 поровых объёмов нефти до стабилизации перепада давления на рабочей объёмной скорости-скорость соответ-

ствовала определению $K_{пр}$ н. Рассчитывали конечную проницаемость по нефти $K_{пр}$ н1, с фиксацией промежуточных по длине колонки значений проницаемости. Определяли давление срыва корки с фиксацией расхода.

5. С целью определения влияния величины давления на снижение проницаемости породы, после определения проницаемости на небольших расходах, производили определение проницаемости по керосину ступенчатым увеличением депрессии $\Delta P = 10, 20, 30$ атм. Создание депрессии производилось с помощью насосной станции, нагнетающей флюид в исследуемую модель, создавая необходимый перепад давления.

6. После создания каждой депрессии определялась проницаемость. Через колонку керна прокачивали не менее 5 поровых объемов нефти до стабилизации перепада давления на рабочей объемной скорости. Рассчитывали конечную проницаемость по керосину, с фиксацией промежуточных по длине колонки значений проницаемости.

Заключение

В ходе данной работы по исследованию влияния буровых растворов KCL-POLYMER, KCL-POLYMER 2 и Oil Base на фильтрационные свойства пород нижнебюкской подсвиты были сделаны следующие выводы:

1. В результате проведения экспериментальных работ на составных моделях стандартных образцов керна пород нижнебюкской подсвиты выявлено, что эффективным является БР марки «KCL-POLYMER». В ходе создания депрессии на образцы было замечено эффективное увеличение проницаемости по нефти при значениях 20 атм., относительно других буровых растворов. Наилучшие результаты для образца, имитирующего как призабойную, так удаленную зоны пласта получены в опыте с буровым раствором KCL-POLYMER: 55,4 % и 88,6 % соответственно для образцов группы А, 32,1 % и 51,7 % для группы Б, 50,9 % и 75,5 % для образцов группы С (таблица 2);

2. Наибольшее увеличение коэффициента восстановления для всех групп образцов после создания депрессии в 10 атм. в среднем по колонке произошло в опытах с буровыми растворами KCL-POLYMER 2 (до 14,0 %). Дальнейшее увеличение депрессии до 20 атм. в опытах с группами Б и С привело к увеличению коэффициента восстановления проницаемости в опыте с буровым раствором KCL-POLYMER 2 еще на 12,9 % и 14,5 % соответственно. Создание депрессии в 20 атм. и 30 атм. не привело к существенному увеличению проницаемости на колонках высокопроницаемых образцов группы А;

3. Полученные результаты на составной и «цельной» моделях, свидетельствуют об отсутствии влияния контактов между образцами составной модели на полученные значения проницаемости;

4. Опыты проводились в условиях динамической и статической фильтрации;

**Обобщенные результаты определения степени воздействия буровых растворов
на проницаемость пород-коллекторов нижнебуксовской подсвисты**

Марка бурового раствора, жидкость глушения	Проницаемость по пластовой нефти образца, мД	Базовая проницаемость колонки образцов, мД	Коэффициент восстановления проницаемости после воздействия реагентом раствора, β, %	Коэффициент восстановления проницаемости после воздействия реагентом раствора, β, %	Коэффициент восстановления проницаемости после воздействия реагентом раствора, β, %	Коэффициент восстановления проницаемости после депрессии 1, β, %	Коэффициент восстановления проницаемости после депрессии 2, β, %	Коэффициент восстановления проницаемости после депрессии 3, β, %	Коэффициент восстановления проницаемости по модели после депрессии 2, β, %	Коэффициент восстановления проницаемости по модели после депрессии 3, β, %	Коэффициент восстановления проницаемости по модели после депрессии 3, β, %	11						
													7	8	9	10		
1	711.77	691.12	88.63	94.39	87.09	99.82	95.62	10	11	11	11	11						
	692.63												96.82	87.09	98.23	95.62	10	11
	716.19												62.25	87.09	78.47	95.62	10	11
Kcl/Polymer	152.01	135.22	51.65	58.77	58.53	69.71	66.45	75.25	73.07	73.07	73.07	73.07						
	138.27												56.04	58.53	66.08	66.45	75.25	73.07
	125.25												56.86	58.53	63.96	66.45	75.25	73.07
Kcl/Polymer	64.88	62.30	75.51	82.14	71.62	83.18	74.61	82.37	75.28	75.28	75.28	75.28						
	63.22												75.17	71.62	80.48	74.61	82.37	75.28
	58.17												57.14	71.62	60.67	74.61	82.37	75.28
Kcl/Polymer 2	140.74	151.88	42.09	55.78	37.68	77.32	48.35	78.99	52.71	52.71	52.71	52.71						
	135.97												38.24	37.68	45.52	48.35	78.99	52.71
	134.48												29.90	37.68	40.58	48.35	78.99	52.71
Kcl/Polymer 2	801.81	766.46	87.52	91.24	75.60	97.26	79.27	44.86	52.71	52.71	52.71	52.71						
	782.95												84.44	75.60	85.94	79.27	44.86	52.71
	685.51												56.90	75.60	55.57	79.27	44.86	52.71
Kcl/Polymer 2	84.19	74.34	32.30	44.52	37.41	57.12	52.17	63.55	58.74	58.74	58.74	58.74						
	68.68												35.85	37.41	50.35	52.17	63.55	58.74
	69.26												33.07	37.41	49.44	52.17	63.55	58.74
Oil Base	73.85	70.30	56.84	54.84	33.23	63.00	36.40	63.87	43.12	43.12	43.12	43.12						
	69.06												27.02	33.23	30.45	36.40	63.87	43.12
	78.51												22.16	33.23	23.93	36.40	63.87	43.12
Oil Base	138.30	130.95	59.92	66.19	30.99	75.11	37.73	83.10	42.67	42.67	42.67	42.67						
	132.98												34.94	30.99	38.19	37.73	83.10	42.67
	120.42												18.55	30.99	24.64	37.73	83.10	42.67
Oil Base	423.64	398.16	48.51	49.94	36.38	53.35	40.48	52.62	43.33	43.33	43.33	43.33						
	397.80												46.99	36.38	51.54	40.48	52.62	43.33
	388.38												23.40	36.38	26.80	40.48	52.62	43.33

5. При выборе БР важную роль играет диаметр поровых каналов породы, так как при правильном подборе кольматанта БР он обеспечивает запечатывание поровых каналов призабойной зоны, не давая фильтрату пройти вглубь, что является одним из факторов, существенно влияющих на повышение коэффициента восстановления проницаемости;

6. При принятии решения о применении того или иного типа БР необходимо учитывать, кроме технологических параметров, еще и экономическую составляющую.

Библиографический список:

1. Бриджес Кеннет Л. Руководство для супервайзера по буровым растворам и их использованию / Б. Л. Кеннет. – Регулярная и хаотическая динамика, 2018. – 440 с. – Текст: непосредственный.

2. Юдаков В. С. Исследование влияния фильтрата бурового раствора на прочностные характеристики горных пород / В. С. Юдаков, Э. М. Деканоидзе, М. Ш. Мухтаров. – Текст: непосредственный // Международный научно-исследовательский журнал. – 2020. – № 7. – С. 125-128.

3. Овчинников В. П. Особенности применения биополимерных ингибированных растворов для вскрытия продуктивных пластов, содержащих различные по химической активности глины (на примере месторождений Красноярского края) / В. П. Овчинников, И. Г. Яковлев, А. В. Сирин – Текст: непосредственный // Бурение и нефть. – 2014. – № 01. – С. 39-43.

4. Совершенствование составов и технологии приготовления ИЭР на основе минерального масла / В. П. Овчинников, И. Г. Яковлев, Н. Н. Алхасов, В. А. Федоровская. – Текст: непосредственный // Бурение и нефть. – 2013. – № 03. – С. 29-32.

ПРИМЕНЕНИЕ ОБЛЕГЧЕННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН НА ДЕПРЕССИИ

Жданов И. И., Агеев М. М., группа БСб-19-2, г. Тюмень

В данной статье рассматривается мировой опыт применения буровых промывочных жидкостей с низкой плотностью, а также проводится анализ всех основных методов их приготовления.

Целью данной работы является анализ существующих методов облегчения бурового раствора, а также опыта их применения, как в нашей стране, так и за рубежом, а также выделение положительных и отрицательных сторон каждой из технологий.

Ключевые слова:

Аэрированный раствор, алюмосиликатные микросферы, скважина, депрессия на пласт.

Исторически традиционным методом является бурение на репрессии, при котором происходит задавливание нефти и газа столбом бурового раствора, что не позволяет им вырваться наружу и снижает риски аварии. Данный подход, в большинстве случаев, позволяет добиваться хороших результатов. Но если нам необходимо пробурить скважину в карбонатных коллекторах, то при применении традиционного метода может возникнуть проблема, которая не позволит вскрыть большое число трещин – поглощение бурового раствора. Для преодоления данной ситуации применяется бурение на депрессии, при котором давление столба бурового раствора меньше порового, в связи с чем в скважину поступают нефть и газ. Такой тип бурения требует жесткого контроля, чтобы не допустить фонтанирования [1].

Бурение на депрессии позволяет сохранять естественные для породы коллекторные характеристики проницаемости на протяжении длительного времени, что позволяет продлить срок эксплуатации скважины, а также сделать процесс ее создания более экологичным. В связи с этим многие мировые и российские нефтегазовые компании используют именно данную технологию, если есть такая возможность [2].

Плотность бурового раствора при бурении на депрессии должна быть ниже, чем у растворов, используемых при традиционном бурении, поэтому компании в качестве буровых растворов применяют: газообразные смеси, аэрозольные системы, пенные системы, газированные системы, однофазные растворы. Из всего вышеперечисленного наиболее эффективная очистка ствола скважины будет достигаться путем применения пенных систем, т.к. ее структура имеет лучшую несущую способность (рис. 1) [8].

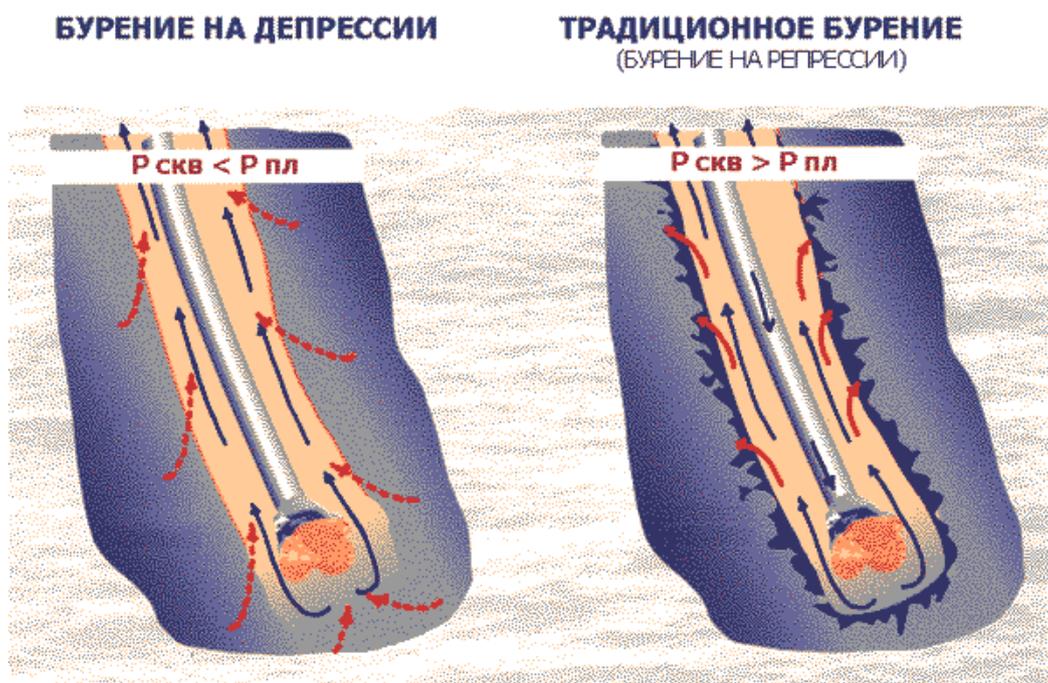


Рисунок 1 – Схема бурения на депрессии и репрессии

Использование аэрированных буровых растворов способствует увеличению скоростей бурения скважин, удешевлению работ, улучшению качества вскрытия продуктивных пластов и совершенствованию методов борьбы с поглощениями [3]. Также оно помогает при бурении интервалов, где поглощение бурового раствора не допускается, например в коллекторах, насыщенных водами хозяйственно-питьевого назначения [10].

Стоит отметить, что хоть поглощение бурового раствора в других интервалах и не запрещается, оно все равно является не желательным, поскольку этот процесс загрязняет окружающую среду и относится к источникам временного выделения загрязняющих веществ при строительстве скважин [11].

На Шкаповском месторождении использовалось то же самое оборудование, что и на Ромашкинском, единственное отличие – использование 3х компрессоров, вместо 2х. На всех опытных скважинах отмечалось возрастание механической скорости проходки и проходки за рейс, при максимальной степени аэрации (25) рост составлял 80 % и 47 % соответственно [3].

Концепция бурения с применением бурового раствора, обладающего низкой плотностью, была впервые запатентована в 1866 году. Данная технология была разработана в Техасе, и быстро распространилась по всему миру. Уже вскоре после получения патента прошли успешные испытания на юге Канады, Австралии и Китае. В основном аэрированные буровые растворы применялись при повторной разработке месторождений, где из-за истощения пластовое давление было низким [9].

Процесс приготовления аэрированного бурового раствора называется аэрированием. Оно производится во время бурения посредством добавления воздуха в циркулирующий буровой раствор. Самый распространенный способ – закачка воздуха в нагнетательную линию буровых насосов при помощи дополнительных агрегатов и узлов: обратных клапанов, компрессоров, аэраторов и т. д. [6] (рис. 2).

Диспергирование воздуха, т.е. условное растворение его в растворе, путем тонкого измельчения до очень малых пузырьков, происходит в аэраторах [7].

При помощи аэратора может достигаться различная степень аэрации бурового раствора. Выделяются следующие степени аэрации [9]:

1. Туман – содержание жидкости в получаемом растворе составляет менее 2,5 %;
2. Пена – содержание жидкости в получаемом растворе находится в интервале от 2,5 % до 25 %;
3. Аэрированный буровой раствор – содержание жидкости в получаемом растворе более 25 %.

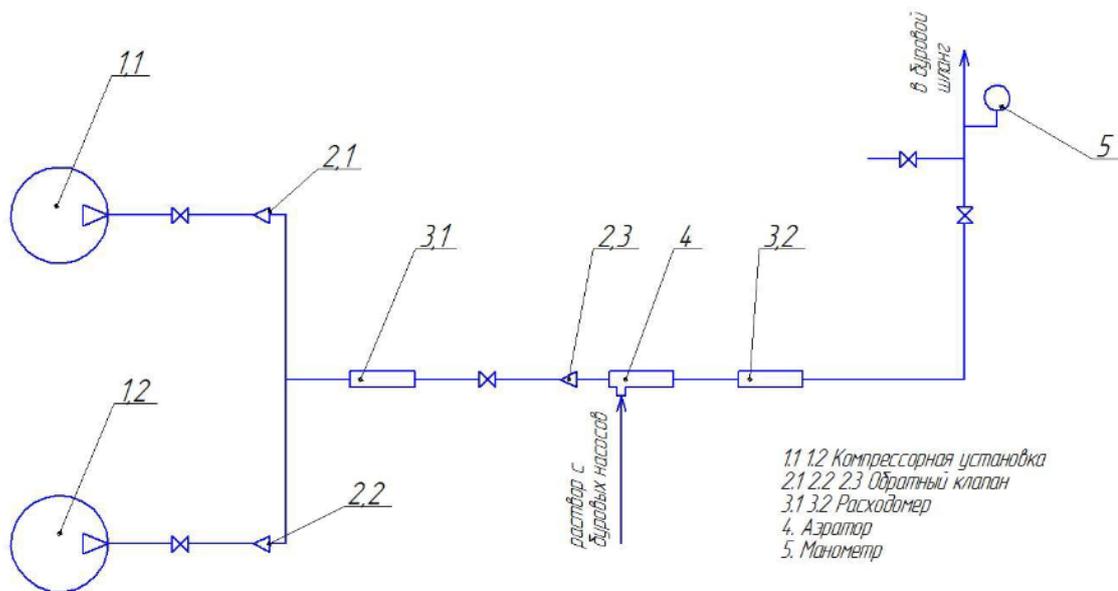


Рисунок 2 – Схема системы аэрации бурового раствора

Опыт бурения с использованием аэрированных растворов имеется и у компании «Газпромнефть-Восток». Технология была опробована в Томской области на месторождении Арчинское. Особенностью данного месторождения является карбонатный коллектор с умеренной трещиноватостью и высоким газосодержащим.

Применив бурение на депрессии удалось вскрыть первой скважиной 15 продуктивных трещин, в то время как при бурении традиционным методом удалось бы вскрыть лишь одну или две трещины, таким образом – бурение на депрессии в данном случае превзошло бурение на репрессии, по крайней мере, в семь раз (рис. 3). Также отмечается, что при использовании данного метода бурения есть возможность начать добычу еще на этапе строительства скважины, за счет отфильтровывания поступающей в скважину нефти. Таким методом на Арчинском месторождении было добыто 450 тонн нефти. Также скорость введения в эксплуатацию таких скважин в восемь раз превышала обычные показатели, за счет чего удалось дополнительно добыть еще 2700 тонн нефти [1].

Выводы

Аэрированные буровые растворы и связанное с ними бурение на депрессии не являются новыми технологиями, так как применяются уже более восьмидесяти лет. Но частота их использования с каждым годом растет ввиду того, что число месторождений с легкоизвлекаемыми запасами нефти постоянно сокращается. Поскольку потребность в углеводородах растет, компаниям приходится применять как новые технологии, так и технологии, которые раньше считались излишне затратными.

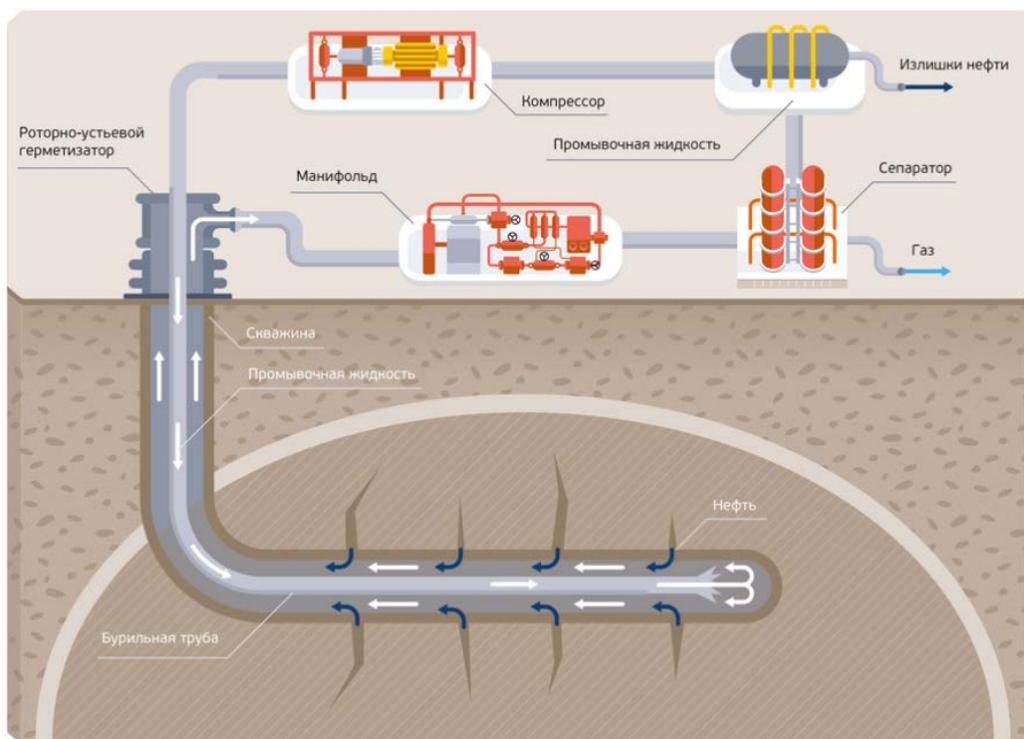


Рисунок 3 – Схема бурения на депрессии на Арчинском месторождении

«Роснефть», «Газпром», «Лукойл» и другие отечественные нефте- и газодобывающие компании применяют в своей работе аэрированные буровые растворы, что доказывает факт того, что использование данной технология несмотря на то, что она является более рискованной, в некоторых случаях может быть предпочтительнее традиционных методов бурения.

В других странах также реализуются проекты с применением аэрированных буровых растворов, их применяют «Halliburton», «Baker Hughes» и др. Как правило, компании не просто используют какие-либо технологии, но и стараются их развивать и совершенствовать, а это значит, что стоимость и сложность применения данной технологии, по моему мнению, будет постепенно снижаться.

Несмотря на то, что бурение на депрессии обладает большим количеством плюсов – нельзя сказать, что оно однозначно лучше или хуже бурения на репрессии, оба метода имеют свою плюсы, минусы и границы применимости, эти технологии скорее комплементарны, чем субституциональны.

Библиографический список:

1. Дубовцев А. Приток под контролем: бурение на депрессии — технология строительства скважин для эффективной разработки карбонатных трещиноватых коллекторов / А. Дубовцев. – Текст : электронный // Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатных месторождений: VI межд. науч.-техн. конф., 23-24 нояб. 2017 г. – Санкт-Петербург. – С. 58-60. – URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2017-september/1165401/> (дата обращения 05.07.2021).

2. Галсанов Б. С. Обзор особенностей технологии бурения скважин на депрессии / Б. С. Гасланов; сост. Г. Н. Иванова. – Текст : непосредственный // Проблемы геологии и освоения недр. – 2017. – С. 465-467.

3. Винарский М. С. Применение аэрированных жидкостей при бурении скважин в поглощающих горизонтах / М. С. Винарский. – Москва: Недра, 1969. – 152 с. – Текст : непосредственный.

4. Лобкин, А. Н. Опыт бурения глубокой скважины с промывкой забоя аэрированной жидкостью / А. Н. Лобкин. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 1962. – № 8. – С. 65-72.

5. Бронзов, А. С. Бурение скважин с использованием газообразных агентов / А. С. Бронзов. – Недра, 1979. – 288 с. – Текст : непосредственный.

6. Смагин, А. А. Технология строительства наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием на площадях Ванкорского и Юрубчено-Тохомской месторождения с целью повышения коэффициента нефтедобычи / А. А. Смагин. – Текст : электронный // <http://elib.sfu-kras.ru>: – URL: http://elib.sfu-kras.ru/bitstream/handle/2311/28994/smagin_diplom.pdf;jsessionid=683EB9F75B4DC862EFD4DE1CE198BB80?sequence=2 (дата обращения: 06.07.2021).

7. Пат. № 629315 СССР, МПК E21B 21/06 B01D 19/00 E21B 21/00 E21B 21/14 Аэратор бурового раствора : № 2068860/22-03 : заявл. 24.10.74 : опубл. 25.10.78 / Алехин С. А., Тихонов Ю. П., Прокопов Л. И., Кипнис С. Г., Гольцов А. П., Джалалов М. Г., Погосян Э. М. – Текст : непосредственный.

8. Marbun, V. T. H. A Methodology of Underbalanced Drilling Design in Depleted Reservoir / V. T. H. Marbun. – Direct text. // International Petroleum Technology Conference. – 2011. – No 1. – P. 1-13. – Text: direct.

9. Underbalanced drilling overview. – URL: <https://studylib.net/doc/8770144/underbalanced-drilling-overview> / (date of the application 11.07.2021). – Text: electronic.

10. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих : РД 51-1-96 : утв. Министром топлива и энергетики Российской Федерации Ю.К. Шафраником 25 января 1996 года Министром охраны окружающей среды и природных ресурсов РФ В.И. Даниловым – Данильяном 10 августа 1996 года : введ. в действие с 25 января 1996 г. – Москва : М., РАО "Газпром", 1998 – 96 с. – Текст : непосредственный.

11. Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин : ВРД 39-1ЛЗ-057-2002 : утв. Заместителем Председателя Правления ОАО "Газпром" В. В. Ремизовым 24 января 2000 г. Первым заместителем Министра энергетики РФ И. А. Матлашовым 14 ноября 2000 г : введ. в действие с 11 марта 2002 г. – Москва : ПАО «Газпром» – 2000. – 142 с. – Текст : непосредственный.

12. Минеев, А. В. Использование эжектора-аэратора для бурения скважин в верхних интервалах / А. В. Минеев. – Текст : непосредственный // Бурение. – 2006. – № 6. – С. 32-35.

РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА БУРЕНИЯ И ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САХА-ЯКУТИЯ)

Жернаков В. Н., аспирант, группа ТБСаз-18-1, г. Тюмень,
Тюменский индустриальный университет, zhernakov86@mail.ru
Бастриков С. Н., д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет,
bastrikovsn@tyuiu.ru

Бурение нефтяных и газовых скважин на месторождениях Восточной Сибири осуществляется в сложных горно-геологических условиях, которые обусловлены наличием зон с низкими пластовыми давлениями, значительных интервалов карбонатно-галогенных отложений, низкими забойными температурами и склонностью к гидратообразованию. Повышение качества и технико-экономических показателей строительства скважин в целом требует постоянного совершенствования техники и технологии.

Практика бурения скважин на месторождениях Саха-Якутия, особенно в терригенных отложениях хамакинского горизонта (продуктивный пласт В10, глубина залегания 1455 м) показала, что применение стандартных буровых растворов неэффективно для одновременного решения задач проходки интервалов солевых отложений и последующего качественного первичного вскрытия продуктивных пластов. При прохождении солевых отложений возникает риск растворения солей и кавернообразования. Концентрация солей в буровом растворе должна соответствовать солевому составу отложений и максимальной растворимости при конкретных забойных температурах. При вскрытии продуктивного пласта в результате физического и химического воздействий компонентов стандартных буровых растворов и содержащейся в них наработанной твердой фазы с пластовыми флюидами и поровым пространством происходит необратимое снижение проницаемости прискважинной зоны [1].

Факторы, которые должны учитываться при разработке рецептуры бурового раствора для наклонно-направленных и горизонтальных скважин, наравне с геологическими особенностями всего разреза при бурении на хамакинские отложения, это естественная вертикальная трещиноватость и, как следствие, резкая анизотропия проницаемости. Цель данной работы – разработка бурового раствора для вскрытия хамакинского горизонта, повышающего удельный приведенный коэффициент продуктивности по проницаемости.

Решаемые задачи: определение общей минерализации бурового раствора соответствующей минерализации пластовых вод; расчет и выбор фракционного состава кольматанта для снижения глубины проникновения фильтрата бурового раствора; оптимизация полимерного состава бурового раствора; проведение опытно-промышленных работ.

На стадии теоретических исследований была определена целевая модель усовершенствованного бурового раствора:

- по составу дисперсионной среды – соответствие солевым отложениям Юрегинской свиты;
- по составу дисперсионной среды и общей минерализации – соответствие минерализации пластовой воды продуктивного горизонта;

- наличие в составе полимеров, совместимых с электролитами, способствующих загущению при попадании в прискважинную зону пласта и склонных к последующему биоразложению для уменьшения степени загрязнения продуктивного пласта;

- содержание дисперсной фазы (кольматанта), способствующего поверхностной кольматации с целью уменьшения радиуса проникновения фильтрата [2].

Проведено планирование эксперимента и лабораторные работы по определению оптимального содержания и параметров водных растворов солей с различным содержанием хлоридов натрия, калия и магния. На основании результатов выбрано оптимальное соотношение солей разработанного бурового раствора.

В соответствии с предлагаемой моделью разработана рецептура высокоминерализованного бурового раствора с кольматантом (далее по тексту ПОЛИ-С), информация о которой представлена в табл. 1, 2.

Таблица 1

Состав бурового раствора

№ п/п	Компонент
1	кальцинированная сода (водоподготовка)
2	хлорид натрия
3	хлорид калия
4	хлорид магния
5	акриловый полимер
6	КМЦ
7	биополимерный реагент
8	кольматант
9	смазочная добавка

Буровой раствор насыщен хлоридом натрия, что позволяет в значительной степени предотвратить растворимость соленосных пород на стенках скважины и снизить вероятность осложнения или аварии. Введение калийно-магниевых хлоридов способствует связыванию свободной воды, ингибированию глинистой составляющей и сохранению естественных коллекторских свойств пласта [3].

Таблица 2

Параметры бурового раствора

Показатель	Значение
плотность, кг/м ³	1200-1250
условная вязкость, с	30-45
статическое напряжение сдвига за 10 с, дПа	15-35
статическое напряжение сдвига за 10 мин, дПа	25-45
динамическое напряжение сдвига, дПа	60-100
пластическая вязкость, мПа×с	до 20
водоотдача (по АНИ), см ³ /30 мин	6-9
рН	7-9

В качестве флокулянта использованы полимеры Praestol 2540H и Seurvey D1. Введение в буровой раствор кольматанта на основе карбоната кальция определенного фракционного состава для создания плотной кольматационной корки ограничивает зону проникновения фильтрата в пласт и позволяет максимально сохранить коллекторские свойства пласта.

После проведения эксперимента № 3 у образцов керн были повторно замерены проницаемость и пористость по гелию, результаты приведены в табл. 3.

Таблица 3

Результаты измерений проницаемости и пористости у образцов керн до и после проведения фильтрационных экспериментов

Направление прокачки бурового раствора	Номер образца керн	Пористость по гелию, %	Проницаемость по гелию, мД	Пористость по гелию, %	Проницаемость по гелию, мД	Изменение проницаемости по отношению к начальной, %
		до проведения эксперимента		после проведения эксперимента		
↑	3	11,4	362,2	12,1	368,6	~100
	2	12,9	354,2	13,9	271,7	76,7
	1	10,8	307,9	10,7	95,3	31,0

По результатам исследований установлено, что 1 во всех трех экспериментах обеспечена высокая степень кольматации образцов, а кольматация пор происходит в первых сантиметрах колонки (не более 6 см). В таблице 4 представлены результаты сравнительного анализа основных геолого-технологических параметров базовых и опытных скважин. Видно, что для опытных скважин, несмотря на меньшую депрессию, нефтенасыщенную мощность пласта и проницаемость, основные геолого-технические параметры значительно выше, чем у базовых скважин.

Экономический эффект от внедрения предлагаемой технологии в год за вычетом затрат на НИР за год и дополнительных затрат на материалы составит на одну скважину 9,5 млн. руб.

Результаты сравнительного анализа геолого-технических параметров базовых и опытных скважин

Наименование сравниваемых геолого-технических параметров	Депрессия, МПА	Дебит, м ³ /сут	Нефтенасыщенная длина, м	Продуктивность, м ³ /сут/МПА	УПП*, м ³ /сут/(МПА×м)	К _{пр} , мкм ²	УПКП _{пр} ** м ³ /сут/(МПА×м×мкм ²)
Кратность средних значений геолого-технических параметров 7 опытных и 15 базовых ННС (без РУО)	0,7	1,2	0,9	1,8	1,8	0,8	2,4
Кратность средних значений геолого-технических параметров 8 опытных скважин ННС (ПОЛИ-С/РУО)	1,1	0,5	1,2	0,6	0,4	0,4	1,3
Кратность средних значений геолого-технических параметров 2 опытных и 3 базовых ГС (без РУО)	0,5	1,4	0,9	2,3	2,6	1,3	2,1
Кратность средних значений геолого-технических параметров 4 опытных ГС (ПОЛИ-С/РУО)	0,7	0,6	0,3	0,8	2,9	1,3	1,7
* Удельная приведенная продуктивность.							
** Удельный приведенный коэффициент продуктивности, учитывающий проницаемость прискважинной зоны пласта.							

Выводы.

Применение разработанного бурового раствора ПОЛИ-С позволяет: обеспечить существенное повышение качества первичного вскрытия, снижая загрязнение прискважинной зоны пласта; получить увеличение УПКП_{пр} для ННС в 2,4 раза, для ГС в 2,1 раза по сравнению с базовыми скважинами, пробуренными по традиционной технологии; снизить риск возникновения осложнений при бурении и последующем цементировании скважин.

Библиографический список:

1. Подгорнов В. М. Влияние процессов фильтрации буровых растворов на изменение проницаемости коллектора / В. М. Подгорнов, Р. Г. Ахмадеев, О. К. Ангелопуло. – Текст : непосредственный // Итоги науки и техники. Серия: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1975. – Т. 6 – С. 60-97.
2. Ахметзянов Р. Р. Применение бурового раствора с бишофитом и модифицированным крахмалом при первичном вскрытии / Р. Р. Ахметзянов, В. Н. Жернаков, С. С. Сергеев. – Текст : непосредственный // Результаты испытания образцов новых видов оборудования и технологий ОАО «Сургут-нефтегаз». – 2017. – С. 4-6.

3. Ангелопуло О. К. Буровые растворы для осложненных условий / В. В. Мазалов. – Недра, 1988. – 135 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Бастриков С. Н., д-р техн. наук., профессор кафедры НБ.

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ С НЕОДНОРОДНЫМ КОЛЛЕКТОРОМ СЛОЖНОГО СТРОЕНИЯ

Зубков М. В.¹, Низаев Р. Х.² mike.zubkov@mail.ru,
АГНИ¹, ТатНИПИнефть²

Состояние нефтегазодобывающей отрасли в России на сегодняшний день характеризуется динамичным ухудшением структуры запасов углеводородного сырья и нарастающим неуклонным вовлечением в разработку запасов отличающимися как более тяжелыми и неоднородными условиями залегания, так и возрастающей долей высоковязких углеводородных компонентов. Этот объективный тренд привел отрасль к значимому снижению объемов добычи нефти в основных нефтегазоносных регионах страны, при этом дальнейший прогноз пока остаётся неблагоприятным. В эксплуатации нефтяных месторождений основной проблемой остаётся неоптимальная система разработки, которая не соответствует особенностям геологического строения неоднородных продуктивных пластов. Следствием данной проблемы выступает опережающая выработка сосредоточенных в высокопроницаемых и высокопродуктивных коллекторах запасов нефти, формирование остаточных запасов в низкопроницаемых зонах коллекторов, ускоренный рост доли связанной воды в добываемой продукции и снижение темпов отбора. Можно выделить следующие виды неоднородностей: геометрическую неоднородность строения кровли продуктивных горизонтов, тектоническую и литолого-фациальную, в процессе разработки усиливающие флюидалную неоднородность. Определяющее значение имеет степень изучения проблем влияния геологических неоднородностей различного типа на эффективность систем разработки в условиях сложнопостроенного неоднородного коллектора и использованию особенностей геологического строения залежи в повышении эффективности выработки запасов нефти [1, 2].

Большой опыт изучения вопроса по оптимизации системы разработки разработки в условиях сложнопостроенного неоднородного коллектора накоплен отечественными учеными: М. М. Саттаровым, Р. Г. Абдулмазитовым, А. Х. Мирзаджанзаде, Р. Х. Муслимовым, Н. Н. Непримеровым, Р. Б. Хисамовым, Н. И. Хисамутдиновым, Р. Н. Дияшевым, Ю. П. Борисовым, В. Д. Лысенко, Ю. П. Желтовым, А. П. Крыловым, С. Н. Закировым и др.; так и зарубежными: М. Маскет, Ф. Ф. Крейг, R. A. Nelson, S. I. Ozkaya, S. Siyabi.

При разработке залежей нефти в низкопроницаемых терригенных коллекторах в качестве первоначального способа совершенствования заводнения предлагается закачка водорастворимых поверхностно-активных веществ (типа ОП-10) при первичном вытеснении нефти [3-4].

Значительное разнообразие особенностей геологического строения нефтяных месторождений не дает возможности использовать единый универсальный способ или технологию разработки нефтяных месторождений. Решение проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений связано с прогнозированием и предотвращением причин формирования трудноизвлекаемой остаточной нефти в различных геолого-физических условиях и стадиях эксплуатации месторождения [5-6]. Выявление механизма достижения высоких значений коэффициентов вытеснения и охвата дренированием продуктивных отложений с созданием на этой основе новых технологий является одной из наиболее актуальных задач, направленных на повышение эффективности разработки нефтяных месторождений.

Библиографический список:

1. Соляной П. Н. Оптимизация систем разработки залежей нефти с неоднородным коллектором сложного строения: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: автореф. дис. канд. техн. наук / П. Н. Соляной ; УГНТУ. – Уфа, 2018. – 24 с. – Текст : непосредственный.

2. Petrova, L. V. Evaluation of the effect of asphalt resin paraffin deposits on oil well performance / L. V. Petrova, D. R. Yarullin. – Text : direct // Conference Series: Materials Science and Engineering -2019. – Vol. 560. – № 1 – Pp. 1-5.

3. Zainagalina L. Z. Analysis of the efficiency of telemetric systems for drilling wells / L. Z. Zainagalina , L. V. Petrova , V. A. Petrov. – Text : direct // Conference Series: Materials Science and Engineering - 2019. – Vol 560. – № 1. – Pp. 1-5.

4. Значимость интерференции скважин в практической деятельности: материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2018. – Т. 1. – С. 8-10. – Текст : непосредственный.

5. Оценка эффективности гидравлического разрыва пласта с целью дополнительной добычи нефти на поздней стадии разработки нефтяного месторождения /Л. В. Петрова, В. С. Мацадо, Е. В. Воронова [и др.] – Текст : непосредственный // The Scientific Heritage. 2020. № 45-2 (45). – С. 31-34.

ОСОБЕННОСТИ МЕХАНИЗМА РАБОТЫ ИНКАПСУЛИРУЮЩИХ ИНГИБИТОРОВ В СОСТАВЕ КАТИОННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА

Каракаев Р. Ш., Ваулин В. Г., Буянова М. Г.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
в г. Тюмени (г. Когалым), Rinat.Karakaev@lukoil.com

Актуальность проблемы:

Выбор типа бурового раствора и его технологических показателей осуществляют с целью достижения наилучших технико-экономических показателей бурения, а также предупреждения осложнений и аварий в процессе строительства скважин. При зарезке боковых стволов с горизонтальным окончанием задача стоит в минимизации риска осыпей и обвалов при вскрытии с большим зенитным углом покрываемых целевых пластов, которые, в основном, представлены неустойчивыми глиносодержащими породами. Одним из решений является применение катионного бурового раствора, предназначенного для бурения в терригенных породах, обладающего повышенными ингибирующими и консолидирующими свойствами, обеспечивающими высокий уровень стабилизации глинисто-аргиллитовых отложений [1].

Ключевые слова: ингибирование глин, катионный буровой раствор, механизм ингибирования.

Различают два основных механизма ингибирования процесса гидратации глин: ионообменный и инкапсулирующий. Более подробно рассмотрим капсулирующий механизм. К данному механизму относятся реагенты, создающие на поверхности глины устойчивые слои, препятствующие гидратации и диспергированию. К таким реагентам, преимущественно, относятся органические соединения, содержащие в своей структуре четвертичный аммониевый катион или электроположительный атом азота ($[(\text{CH}_3)_3\text{N}]^+$, $-\text{CON}^{\delta+}\text{H}_2$).

Механизм ингибирования процесса гидратации глин катионных полимеров многоплановый и обусловлен их химической и физической адсорбцией, а также способностью замещать катионы обменного комплекса органическими катионами во всех доступных участках обменных центров глинистых частиц. Физическая адсорбция соединений с четвертичным аммониевым катионом по защитному эффекту напоминает экранирующее действие углеводов.

Эффективность реагентов, ингибирующих по капсулирующему механизму, напрямую зависит от ионизации атома азота, поскольку через атомы азота происходит встраивание в поверхность глины и создание координационной либо полярной связи. В результате взаимодействия с ингибитором на поверхности глины нейтрализуются отрицательно заряженные реакционные центры.

К катионным органическим ингибиторам относятся химические реагенты, представленные на рисунке 1.



Рисунок 1 – Синтетические катионные реагенты

Адсорбция на глинистых частицах катионных реагентов замедляет увлажнение и гидратацию (набухание) глин, тем самым снижается диспергирование и разупрочнение глинистых пород, слагающих стенки скважины: гидрофильные участки притягивают катионные реагенты, что, в конечном итоге, оказывает блокирующий эффект (рис. 2).

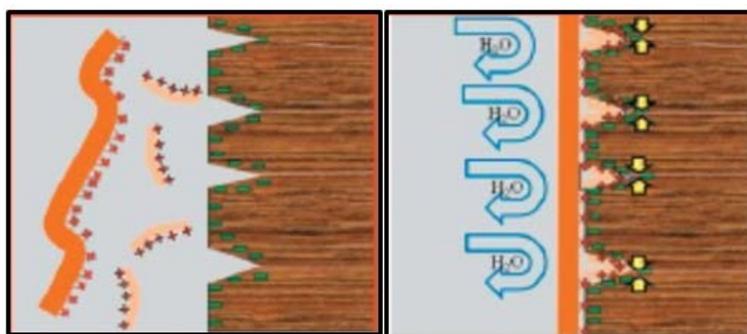


Рисунок 2 – Контакт катионного бурового раствора со стенкой скважины

Катионные полимеры необратимо адсорбируются на отрицательно заряженных участках глинистых пород. Из-за преобладания таких участков на поверхности глины происходит более равномерное распределение и адсорбция катионного полимера, что обеспечивает формирование устойчивой структурированной водной фазы в приповерхностном слое. Адсорбция катионного полимера «нейтрализует» заряд породы, ослабляя ее электростатическое взаимодействие с водой, а формирование устойчивой структурированной прослойки воды создает экран, препятствующий проникновению водной фазы в глинистую породу. Ввод различных электролитов увеличивает толщину структурированной прослойки воды, поэтому усиливаются ингибирующий и крепящий эффекты [2].

Методика оценки эффективности катионных ингибиторов.

Испытаниям подвергался катионный буровой раствор, содержащий высокомолекулярный катионный водорастворимый сополимер А (исследуемый) и уже применяемый в составе катионного бурового раствора комплекс компонентов Б, включающие в себя водный раствор низкомолекулярных аминов (холин хлорид) и водный раствор полимера N-метилметанамина с оксираном и хлорида калия. Для исследования использовалось специальное оборудование: измеритель линейного набухания компании FANN модели LSM-2000, вальцовая печь с ячейками термостатирования, прибор для измерения твердости зерна.

Методика оценки эффективности катионных ингибиторов включает в себя комплекс исследований:

- оценка ингибирующей способности катионного компонента в составе базового бурового раствора по отношению к неустойчивым горным породам;
- определение величины диспергирования глинистого зерна в буровом растворе с добавлением катионного ингибитора;
- определение изменения величины твердости глинистого зерна в буровом растворе.

Результаты испытаний по определению динамики набухания глинистого образца зерна представлены в графическом виде и отображают степень набухания образца в зависимости от времени нахождения в растворе (рис. 3).

Определение величины диспергирования глинистого зерна в среде буровых растворов с катионными ингибиторами инкапсулирующего действия А и Б проводилось с использованием ячеек старения объемом 500 мл. В ячейки помещали по 20 г зерна и заливали испытываемые растворы. После термостатирования в динамических условиях содержимое ячеек старения пропускали через сито с размером ячейки 2,5 мм. Оставшиеся на сите частицы зерна промывали, высушивали и взвешивали.

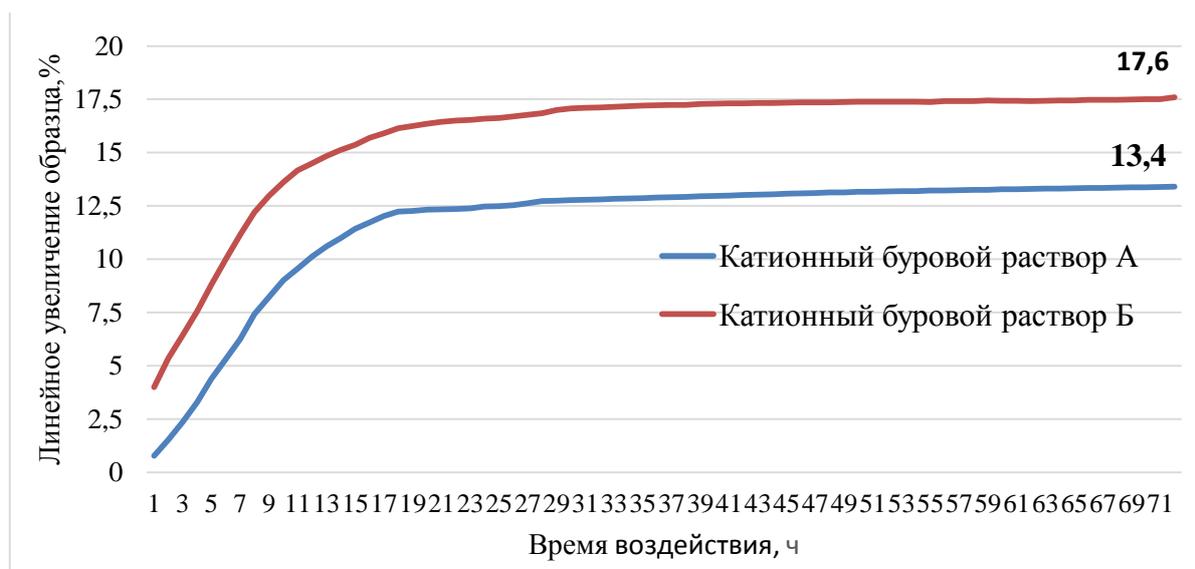


Рисунок 3 – Изменение высоты глинистых образцов в исследуемом буровом растворе и растворе сравнения за 72 ч взаимодействия

Результаты диспергирования глинистого керна в исследуемых растворах с компонентом А и Б

Наименование бурового раствора	Керновый материал	Масса керна до испытаний, г	Масса керна после взаимодействия с раствором, г	Диспергирующая способность, % по отношению к исходной массе
Буровой раствор с высокоактивным катионным сополимером	Покачёрские глины	20,0	19,89	0,55
Буровой раствор с катионным ингибитором холин хлорида			19,99	0,05
* погрешность метода, определенная эмпирическим путем, составляет 2,0 %				

Согласно полученным данным, катионный буровой раствор А и раствор сравнения Б обладают низкой диспергирующей способностью.

Оценку ингибирующей и стабилизирующей способности исследуемых растворов проводили также по прочности керна после термостатирования в среде испытываемого раствора в вальцовой печи (в динамических условиях) в течение 72 ч при температуре 70 °С.

Графические зависимости усилия от числа оборотов динамометрического ключа для исследуемого бурового раствора и раствора сравнения представлены на рисунке 4.

Таким образом, выполнено тестирование ингибирующей и стабилизирующей способности бурового раствора А и раствора сравнения Б. Значения линейного увеличения высоты глинистых образцов за 72 ч взаимодействия с исследуемым катионным буровым раствором А составило 13,4 %, что ниже такого же показателя у раствора сравнения Б (18 %).

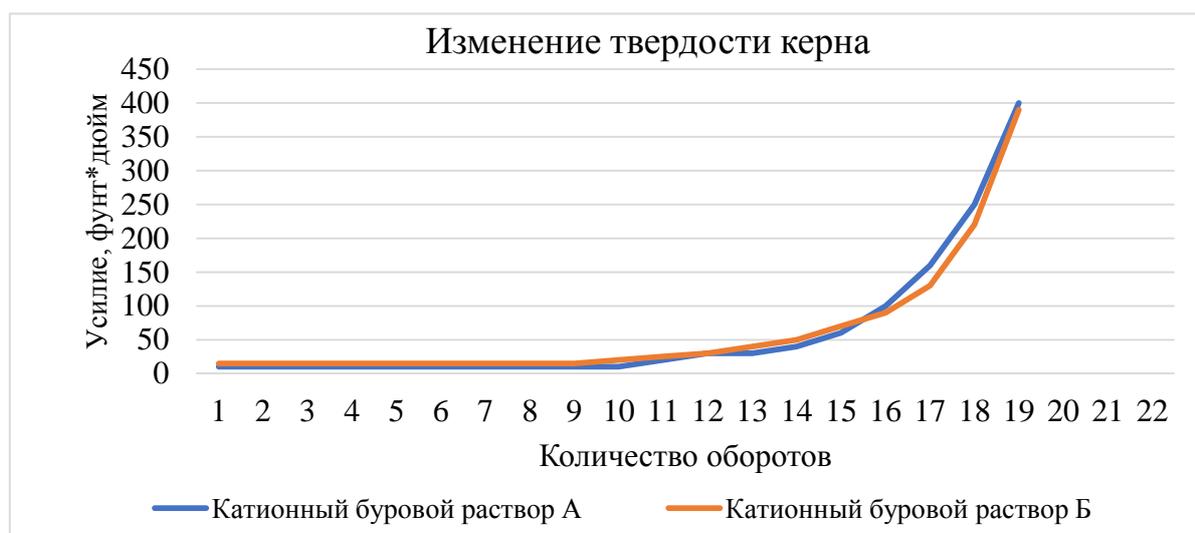


Рисунок 4 – Твердость керна после воздействия исследуемого катионного бурового раствора А и раствора сравнения Б

Применение катионного сополимера в системе бурового раствора А обеспечило улучшение ингибирующих и крепящих свойств за счет гидрофобизации и коллоидной защиты гидрофильных поверхностей твердой фазы при концентрации полимерного стабилизатора 6 %, не превышающий порог коагуляции раствора.

Различие полученного эффекта ингибирования в результате химических реакций катионных ингибиторов инкапсулирующего действия в составе бурового раствора с керновым материалом доказывает необходимость продолжения исследований с комбинированным применением различных по своей химической структуре катионных ингибиторов инкапсулирующего действия.

Библиографический список:

1. Результаты лабораторных исследований и анализ применения катионной системы бурового раствора при зарезке боковых стволов на месторождениях Западной Сибири / Э. В. Бабушкин, М. Г. Буянова, Р. М. Низамудинова, А. А. Гущина. – Текст : непосредственный // Нефтяная провинция. – 2022. – № 2(30) – С.161-173.

2. Опыт применения утяжеленных катионных буровых растворов / А. М. Гайдаров, А. А. Хуббатов, А. Д. Норов, М. М. – Р. Гайдаров. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 9 – С.44-48.

ПРИМЕНЕНИЕ СИАЛАНТОВ (МИКРОКОЛЬМАТАНТОВ) В РЕЦЕПТУРЕ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

Кузнецов В. А., Буянова М. Г., Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени (г. Когалым) Viktor.Kuznetsov@lukoil.com

Неотъемлемым и многофункциональным элементом технологии строительства скважин являются буровые растворы, предназначенные для очистки забоя и ствола скважины от шлама выбуренных пород, охлаждения породоразрушающего инструмента, упрочнения стенок скважины, сложенных слабосцементированными породами, компенсации пластового давления на границе «пласт-скважина». Последствиями неустойчивости стенок скважины являются: прихват бурильной колонны, повышенный вращательный момент и аксиальное трение бурильной колонны, низкая механическая скорость бурения, потеря циркуляции, осложнения при спуске коротажного инструмента, обсадной колонны и другие виды инцидентов.

Обеспечение механизма стабильности стенок скважины можно добиться балансом между нерегулируемыми (геомеханические особенности горных пород) и контролируемыми (состав и свойства буровых растворов) параметрами [1, 2].

В связи с этим актуальной является разработка и использование эффективных компонентов для приготовления буровых растворов, направленных на поддержание целостности стенок скважины и безаварийной проводки скважины.

Описание исследуемых микрокольматантов

1 – многофункциональная добавка для буровых растворов. Формирует непроницаемый барьер (герметик) на стенке скважины, препятствует проникновению фильтрата и раствора в структуру породы, предотвращает перенос порового давления.

2 – реагент асфальтенового типа.

3 – ингибитор глин/сланцев на основе асфальтена (сульфонированный асфальт).

4 – предназначен для применения в качестве компонента технологических жидкостей. Применяется для предупреждения набухания глин и связанных с этим осложнений. Представляет собой модифицированную натриевую соль сульфированных асфальтенов.

5 – полимерный понизитель фильтрации – стабилизатор буровых растворов на основе полимерной смолы (таллового пека). Является ингибитором глин для буровых растворов.

6 – реагент на основе асфальта сульфонат натрия (95-98 %) и ДиНатрий пентаоксодисиликат (<2 %).

7 – онизитель фильтрации на основе модифицированного лигнита (органогфильный лигнит) для растворов на углеводородной основе (РУО).

8 – жидкий реагент на основе гильсонита, асфальтена и полигликоля.

В настоящее время не существует официально утвержденной и распространенной методики оценки качества и эффективности применения сиалантов, так же лабораторное оборудование не позволяет в полной мере воспроизвести внутрискважинные процессы. Поэтому для определения эффективности в составе бурового раствора применения микрокольматантов были проведена сравнительная оценка кольматирующей эффективности применяемых реагентов. Для анализа использовалось типовое оборудование, такое как: фильтр-пресс LTLP (при комнатной температуре, $\Delta P = 0,7$ МПа), фильтр-пресс НТНР (условия проведения: 75 °С, $\Delta P = 3,45$ МПа) и измеритель линейного набухания компании FANN модели LSM-2000.

Для проведения исследований был составлен базовый буровой раствор, на основе которого в концентрации 2 % вводились рассматриваемые добавки. В связи с тем, что анализируемые реагенты интерпретируются как ингибиторы, консолидаторы глин, испытания буровых растворов проводили с применением измерителя линейного набухания (рисунок 1).

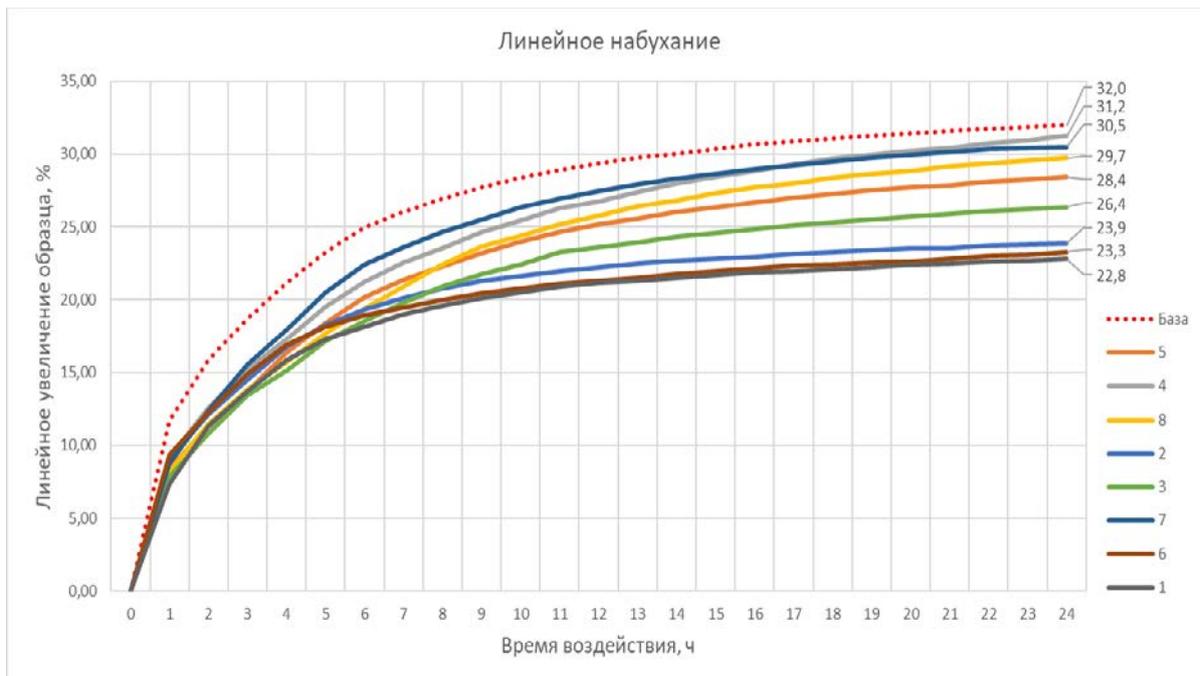


Рисунок 1 – Результаты исследований ингибирующей способности на измерителе линейного набухания LSM

По результатам проведенных исследований отмечено, что лучшие ингибирующие свойства по отношению к керновым образцам обеспечил буровой раствор с добавками 2, 6 и 1.

Сводные результаты исследований оценки фильтрации при $\Delta P = 0,7$ МПа и $\Delta P = 3,45$ МПа и представлены на гистограмме (рисунок 2).

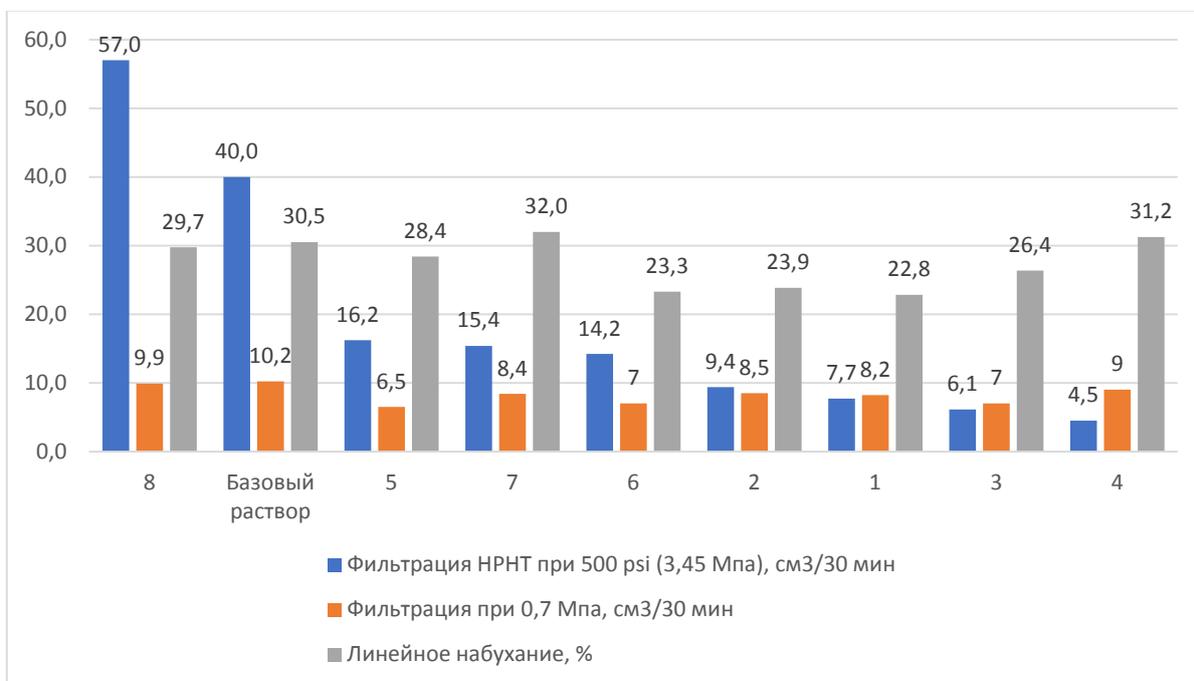


Рисунок 2 – Сводная гистограмма результатов лабораторных исследований буровых растворов (базового и с добавлением микрокольматантов)

На основе всех проведенных исследований можно сделать выводы:

1. Предложен метод оценки качества реагентов, оказывающих микрокольматирующее действие по отношению к низкопористым и низкопористым глинистым породам.

2. Применение сиалантов с содержанием сульфосодержащего асфальта обеспечивает эффект блокировки пустотного пространства трещиноватых глиносодержащих аргиллитов, что в целом может снизить эффект расклинивающего давления и потенциально обеспечить более высокие технико-экономические показатели строительства скважин.

Библиографический список:

1. Новиков В. С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин / В. С. Новиков. – Москва: Недра, 2000. – 270 с. – Текст : непосредственный.

2. Буянова М. Г. Разработка технологии применения и совершенствование составов модифицированного бурового раствора для повышения эффективности строительства скважин : специальность 2.8.2. «Технология бурения и освоения скважин».: дис. ... канд. техн. наук / М. Г. Буянова ; УГНТУ. – Уфа, 2021. – 189 с. – Текст : непосредственный.

ПОЛУПРОВОДНИКОВЫЕ ДЕТЕКТОРЫ КАК СПОСОБ РЕГИСТРАЦИИ ИОНИЗИРУЮЩЕГО ИЗЛУЧЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ

Ли Юаньчжэ, студент группы ПСТб-19-2
Тюменский индустриальный университет

Аннотация. Цель статьи – сравнить существующие полупроводниковые детекторы как методы регистрации ионизирующего излучения в нефтегазовой сфере. Для достижения цели решены следующие задачи: изучить материал по теме; ознакомиться с понятием полупроводниковых детекторов, их структурой и достоинствами/недостатками; произвести сравнение полупроводниковых детекторов, которые используются для регистрации ионизирующего излучения в нефтегазовой сфере. В статье использованы анализ, описание, обобщение, сравнение. Результат исследования следующий: существует несколько разновидностей полупроводниковых датчиков ионизирующего излучения, которые могут применяться в нефтегазовом деле. Наиболее распространенными являются диффузионные детекторы ввиду их высокой надежности.

Ключевые слова: полупроводник, детектор, нефтегазовая область, излучение.

Применение радиационных технологий ставит задачу исследования ионизирующих излучений, создаваемых естественными и искусственными источниками. Одним из таких исследований является оценка вклада излучений

от различных радионуклидов в радиационный фон. Основное внимание обычно уделяется рентгеновскому и гамма-излучениям, обладающим высокой проникающей способностью. Значения энергий испускаемых квантов таких излучений являются характеристикой радиоактивного изотопа.

Для анализа радионуклидного состава, необходимо применение детекторов излучения, работающих в спектрометрическом режиме. Чаще всего для этих целей используются сцинтилляционные детекторы. Они состоят из сцинтиллятора – поглотителя энергии фотонов и фотоэлектронного умножителя – первичного преобразователя энергии от сцинтиллятора в поток электронов. Альтернативой им являются полупроводниковые детекторы (ППДИ), не требующие для работы прецизионного высоковольтного источника питания.

Базовым элементом детектора, сделанного из полупроводника, это полупроводник. Принцип работы таков: ионизационная частица, которая попадает в электрическое поле, осуществляет его ионизацию. Появляется регистрируемый электрический импульс.

В полупроводниках электроны и дырки это переносчики тока. Дырка представляет собой свободное (вакантное) место на любом энергетическом уровне в атоме, которое было освобождено вследствие ионизации электрона и его ухода. В полупроводниках ионизирующее излучение приводит к изменению величины их электрической проводимости.

Принцип действия полупроводниковых датчиков таков: в кристалле создается чувствительная область, которая в стационарном состоянии имеет нулевой заряд. При попадании в область заряженных частиц происходит процесс ионизации: в валентной зоне образуются положительные носители заряда, в зоне проводимости – отрицательные носители заряда. Если приложить внешнее электрическое поле, то возникает направленное движение носителей заряда, в результате чего возникает электрический ток. Величина данного заряда эквивалента числу носителей заряда или величине энергии, которая была потеряна заряженной частицей в чувствительной области кристалла. В случае, когда заряженные частицы отдают всю энергию, можно провести интегрирование величины тока и получить величину данной энергии [1].

На рисунке 1 приведена общераспространенная схема детектора из полупроводника [3]. У современных полупроводниковых детекторов следующие преимущества по сравнению с другими типами:

- высокое значение разрешающей способности устройства (порядка 10^{-10} с);
- на порядок меньшие значения энергий, которые необходимы для ионизации и возникновения носителей заряда. Это приводит к тому, что при одинаковых условиях отклик на порядок выше;
- разрешение полупроводниковых детекторов выше, чем у остальных [2].

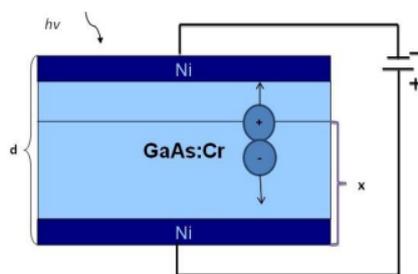


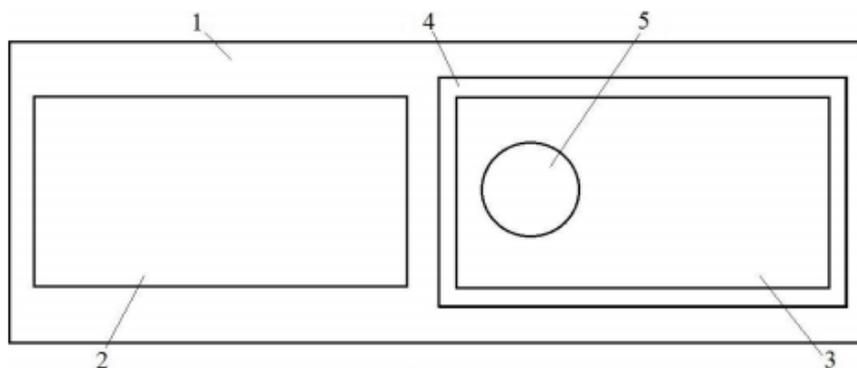
Рисунок 1 – Схема детектора, выполненного из кристалла полупроводника

Несмотря на все преимущества, такие детекторы имеют ряд недостатков:

- низкая эффективность регистрации γ -квантов с высокими значениями энергии;
- снижение разрешающей способности детектора при больших количествах частиц;
- снижение времени жизни устройства при высоких дозах ионизирующего облучения вследствие возникновения большого количества радиационных дефектов [4].

Содержание радиоактивных элементов прямо пропорционально плотности горных пород. Использование полупроводниковых детекторов позволяет получать достоверную информацию о приближении бурового инструмента к критическим границам.

На рисунке 2 компоновка устройства, которое используют для контроля положения бурового инструмента. Одна из основных частей данного устройства – направленный полупроводниковый детектор ионизирующего излучения. Он помещен в свинцовый корпус с окном для регистрации интенсивности гамма-излучения по направлению бурения и расположен на оси угла перекоса забойного двигателя.



- 1 – защитный кожух; 2 – основной детектор гамма-излучения;
- 3 – направленный детектор гамма-излучения; 4 – свинцовый корпус;
- 5 – окно для регистрации гамма-излучения

Рисунок 2 – Компоновка устройства контроля положения бурового инструмента [5]

На рисунке 3 схема процесса горизонтального бурения. Буровая компоновка, которая состоит из устройства контроля положения ствола горизонтальной скважины, движется по продуктивному пласту-коллектору. Детектор измеряет естественное гамма-излучение, пласт-коллектор отличается меньшими значениями естественного гамма-излучения, в отличие от перекрывающих пород. Увеличение значений гамма-излучения по направлению бурения говорит о том, что буровая компоновка приближается к границе пласта-коллектора.

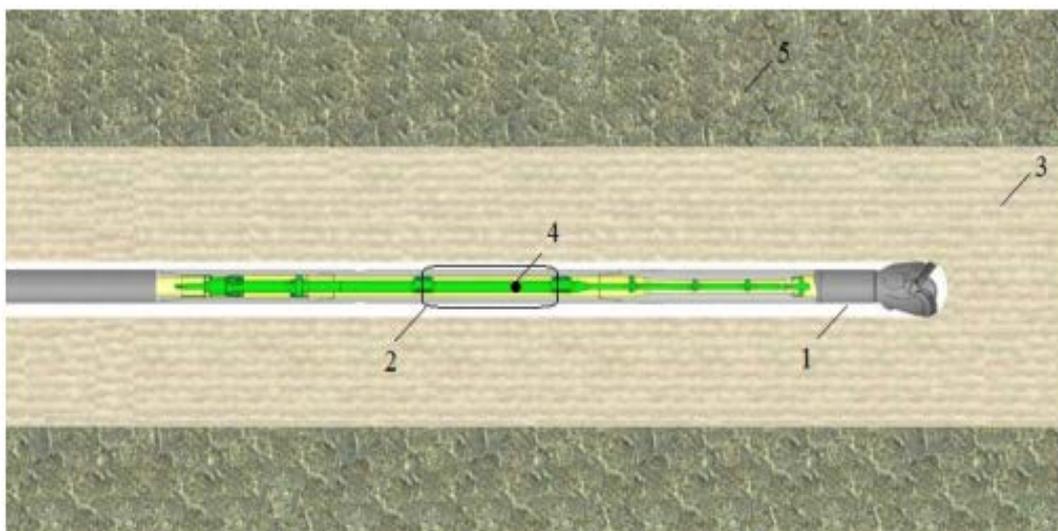


Рисунок 3 – Схема горизонтального бурения [5]

В таблице 1 приведено сравнение твердотельных полупроводниковых детекторов, используемых для регистрации ионизирующего излучения, которые используются в оборудовании регистрации ионизирующего излучения в нефтегазовом деле.

Таблица 1

Сравнение полупроводниковых детекторов

Вид детектора	Область применения	Основные преимущества устройства	Основные недостатки устройства
1	2	3	4
Диффузный детектор	Регистрация заряженных частиц	<p>Более прочный, чем поверхностно-барьерный.</p> <p>Низкоэнергетические частицы не регистрируются.</p> <p>Высокая степень надежности.</p> <p>Возможность работы без системы охлаждения</p>	Наличие окна, которое может приводить к потере частиц с низкой энергией

1	2	3	4
Кремниевый pin	Регистрация бета-частиц и гамма-квантов средних энергий	Легкий. Высокое энергетическое расширение. Возможность работы без системы охлаждения	Необходимо, чтобы основной объем полупроводника имел как можно меньшую проводимость
Поверхностно-барьерный	Регистрация альфа и бета излучения	Эффективен при регистрации заряженных частиц. Очень хорошее энергетическое разрешение. Поверхность детектора должна содержаться чистой. Чувствителен к свету. Возможность работы без системы охлаждения	Нестабильность в работе и шумы на контактах, что отражается на энергетическом разрешении, составляющем величину ~30-50 кэВ (0,6-0,8%) для α -частиц с энергией 5 МэВ. Ввиду малой ширины обедненного слоя, поверхностно-барьерные ППД имеют низкую эффективность регистрации гамма-излучения
Литий-дрейфовый германиевый Ge (Li)	Регистрация гамма излучения	Эффективный детектор гамма-излучения. Высокое энергетическое разрешение	Наблюдается изменение их свойств в процессе работы, так как в этих кристаллах под действием ионизирующего излучения происходит накопление необратимых радиационных повреждений. Во время работы должен охлаждаться жидким азотом, иначе происходит нарушение i-области из-за диффузии ионов из этой области
Поверхностно-барьерный	Регистрация альфа и бета излучения	Эффективен при регистрации заряженных частиц. Очень хорошее энергетическое разрешение. Поверхность детектора должна содержаться чистой. Чувствителен к свету. Возможность работы без системы охлаждения	Нестабильность в работе и шумы на контактах, что отражается на энергетическом разрешении, составляющем величину ~30-50 кэВ (0,6-0,8%) для α -частиц с энергией 5 МэВ. Ввиду малой ширины обедненного слоя, поверхностно-барьерные ППД имеют низкую эффективность регистрации гамма-излучения

1	2	3	4
Литий-дрейфовый кремниевый Si (Li)	Регистрация гамма излучения	Хорошие детекторы для низкоэнергетического гамма-излучения (< 150 кэВ), рентгеновского и бета-излучений может работать при комнатной температуре. Меньшая вероятность взаимодействия с гамма-излучением, чем Ge (Li) детекторов. Высокое энергетическое разрешение	Во время работы должен охлаждаться жидким азотом, иначе происходит нарушение i-области из-за диффузии ионов из этой области

На основании данных таблицы можно сказать, что существует большое количество видов полупроводниковых детекторов, которые применяются для регистрации ионизирующего излучения. В практике нефтегазового дела чаще применяются диффузионные детекторы, потому что они надежные и регистрируют большой спектр ионизационных частиц. Перспективными являются дрейфовые литий германиевые полупроводниковые детекторы, однако их распространению мешает необходимость установки дополнительного криогенного оборудования.

Библиографический список:

1. Загрубский А. А. Детекторы излучения: учебное пособие / А. А. Загрубский, Н. М. Цыганенко, А. П. Чернова. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский государственный университет, 2007. – 68 с. – Текст : непосредственный.
2. Поверка средств измерений ионизирующих излучений / О. П. Реут, В. Л. Гуревич, С. А. Сорока, А. А. Новиков. – Минск: Белорусский национальный технический университет (БНТУ), 2018. – 57 с. – Текст : непосредственный.
3. Сидоренко В. В. Детекторы ионизирующих излучений / В. В. Сидоренко, Ю. А. Кузнецов, А. А. Оводенко. – Санкт-Петербург: Судостроение, 1984. – 240 с. – Текст : непосредственный.
4. Горн Л. С. Современные приборы для измерения ионизирующих излучений / Л. С. Горн, Б. И. Хазанов. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 232 с. – Текст : непосредственный.
5. Голодных Е. В. Гамма-метод и аппаратура контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине: специальность 05.11.13 «Приборы и методы контроля природной среды, веществ, материалов и изделий» : дис. ... канд. техн. наук / Е. В. Голодных; Нац. исслед. Том.политехн. ун-т – Томск, 2016 – 116 с. – Текст : непосредственный.

УВЕЛИЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРЕГРУЗОК СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА МЕТОДОМ «СУДНО-СУДНО»

Ли Юаньчжэ, студент группы ПСТб-19-2
Тюменский индустриальный университет

Аннотация. Цель данной работы заключается в изучении вопросов, касающихся повышения эффективности перегрузок сжиженного природного газа (СПГ) методом «судно-судно». В работе рассмотрены особенности метода перегрузки «судно-судно», его преимущества и недостатки, а также приведены основные рекомендации по повышению эффективности данного метода. В заключение работы отмечается, что достижение поставленных целей в данной области возможно за счет внедрения и применения информационных технологий, позволяющих увеличить скорость и качество перегрузки СПГ, в чем уверены большинство экспертов, работающих в данной сфере.

Ключевые слова: метод «судно-судно», перегрузка, сжиженный природный газ газовая, нефтегазовая сфера, судно.

INCREASING THE EFFICIENCY OF LIQUEFIED NATURAL GAS TRANSSHIPMENT BY THE SHIP-TO-SHIP METHOD

Abstract. The purpose of this work is to study issues related to improving the efficiency of transshipment of liquefied natural gas (LNG) by the ship-to-ship method. The paper considers the features of the ship-to-ship reloading method, its advantages and disadvantages, and also provides basic recommendations for improving the effectiveness of this method. In conclusion, it is noted that the achievement of the set goals in this area is possible through the introduction and application of information technologies that allow increasing the speed and quality of LNG transshipment, which most experts working in this field are sure of.

Keywords: ship-to-ship method, transshipment, liquefied natural gas, gas, oil and gas industry, ship.

Газовая промышленность в нашем государстве в настоящее время является наиважнейшим элементом, который позволяет обеспечить высокий уровень дохода страны и ее процветая в будущем. Несмотря на вводимые против нашего государства санкции со стороны государств, которые входят в список недружественных, можно говорить о том, что в целом в настоящее время наблюдаются значительные изменения и переориентация газового рынка на другие территории и в другие части мира.

В последнее время большей популярностью среди потребителей газовой продукции пользуется так называемый сжиженный природный газ в силу своих преимуществ. В мире создается все больше терминалов по приему СПГ, что делает весьма актуальным вопросы, касающиеся перегрузки данного типа топлива с танкеров в данные терминалы. Уже сейчас в мире разработано огромное количество методик, которые могут применяться

для того, чтобы осуществлять процесс перегрузки СПГ, однако чаще всего на практике применяется метод «судно-судно». Несмотря на то, что данный метод был разработан относительно давно и является весьма проработанным, дальнейшее его исследование представляется весьма актуальным ввиду его недостаточно высокой эффективности.

В связи с вышесказанным можно с уверенностью сказать, что изучение вопросов, которые касаются повышения эффективности перегрузки СПГ методом «судно-судно», является весьма актуальным в настоящее время.

Метод перегрузки СПГ «судно-судно» (рисунок 1) относится к современным методам перегрузки, при котором заправляемое судно имеет объем баков более 100 м^3 . Перегрузка методом «судно-судно» представляет собой передачу СПГ, используемого в качестве топлива, с судна – газовоза СПГ на газотопливное судно. Перегрузку методом «судно-судно» проводят в том случае, когда судно-газовоз СПГ пришвартовано к принимающему топливо газотопливному судну. Средняя емкость газовоза составляет от 1000 до 10000 м^3 , объем перегружаемого СПГ – $100\text{-}6500 \text{ м}^3$, скорость перегрузки – $500\text{-}1000 \text{ м}^3$ в час [2].

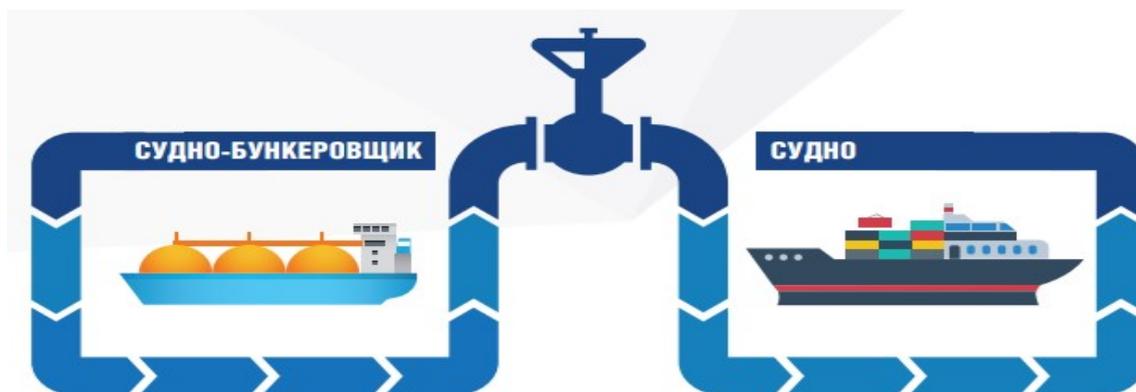


Рисунок 1 – Схема метода перегрузки СПГ «судно-судно» [3]

Данный метод был впервые применен в сентябре 2016 года финской компанией Skangas. Фирма, занимающаяся поставками СПГ, назвала это событие началом новой эры в использовании СПГ-топлива при международных морских перевозках. В нем принимали участие танкер MT Ternsund, применяющий СПГ в качестве топлива, и малый танкер-газовоз Coral Energy, который принадлежит судовладельцу Энтони Ведеру и зафрахтован компанией Skangas. Операция проводилась на входе в порт Гетеборг, Швеция [4].

К числу основных преимуществ данного метода можно отнести:

- высокую степень гибкости и мобильности при буксировке СПГ;
- достаточно высокую скорость буксировки СПГ;
- большие объемы буксируемого СПГ;
- возможность осуществления буксировки судна в процессе погрузки/разгрузки или посадки/высадки пассажиров.

Среди основных недостатков данного метода выделяются:

- высокие затраты на строительство газовозов;
- жесткая привязка к району эксплуатации и потребителям.

С целью повышения эффективности данного метода рекомендуется:

- привлекать дополнительные средства для развития данного метода;
- модернизировать технологический процесс за счет внедрения в него современных информационных технологий. В конечном счете это позволит существенно снизить различного рода издержки, возникающие в процессе реализации данного метода;

- модифицировать концепцию барж, которые используются для перегрузки СПГ. Это поможет увеличить объем перегружаемого СПГ, а также скорость перегрузки;

- повышение эффективности получения топлива не только от специализированных судов-газовозов, но и от танкеров-газовозов, вне зависимости от их размеров;

- минимизация возможной утечки СПГ в атмосферу за счет использования современных высокотехнологичных устройств для обнаружения утечки СПГ;

- осуществлять предварительные расчеты всевозможных рисков с целью их дальнейшего устранения [5].

В заключение работы хотелось бы особенно подчеркнуть, что СПГ является одним из ключевых продуктов на мировом энергетическом рынке по причине достаточно большого количества различных факторов. О его поставках в большинство мировых государств на нашей планете все чаще можно слышать из новостных лент. В связи с этим, несомненно, возрастает актуальность вопросов, связанных с осуществлением его перегрузок. Поэтому уже сейчас необходимо заниматься разработкой или же модернизацией уже существующих методов перегрузки СПГ для того, чтобы в обозримом будущем упростить данный процесс и повысить скорость его выполнения.

Библиографический список:

1. Цифровая трансформация нефтегазовой отрасли: популярный миф или объективная реальность. – Текст : непосредственный // ДАЙДЖЕСТ НЕФТЕГАЗ, – 2018. – 19 с.

2. ГОСТ Р 59021-2020 Нефтяная и газовая промышленность. Грузовые операции и бункеровка сжиженным природным газом. Общие положения: национальный стандарт Российской Федерации: утв. И введ. В действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 9 сентября 2020 г. № 635-ст.: введ. впервые: дата введ. 2020.12.01 / разработан АО "ЦНИИМФ" и ФГУП "Крыловский государственный научный центр" – Москва: Стандартинформ, 2020. – 16 с. – Текст : непосредственный.

3. СПГ как судовое топливо. – Текст : электронный. Свободный доступ: http://www.gazpromexport.com/files/Gas_rus_hd_796657.pdf (дата обращения – 22.01.2023 г.).

4. Костылев И. И. Сжиженный природный газ как судовое топливо: проблемы и перспективы их решения / И. И. Костылев. – Текст : непосредственный // Транспорт Российской Федерации. Журнал о науке, практике, экономике. – 2018. – № 2 (75). – С. 74-78.

5. Буянов А. С. СПГ - БУНКЕРОВКА. О необходимости актуализации системы российских стандартов / А. С. Буянов, В. Е Семенов, А. А. Реуцкий. – Текст : непосредственный // NEFTEGAZ.RU. – 2019. – № 5 (89). – С. 48-55.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОЧИСТКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ С ЦЕЛЮ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА ПРОМЫВКИ НА ФЕСТИВАЛЬНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Магсумов Булат Русланович, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ)

Аннотация

Предлагаемый проект связан с бурением горизонтальной скважины на Фестивальном месторождении и ориентирован на анализ очистки ствола скважины при применении оптимизированной программы промывки. В данной программе промывки скважины подразумевается использование раствора на углеводородной основе (РУО) ENVIROMUL[©]. Необходимость в оптимизации программы промывки вызвана тем, что в данном районе буровых работ систематически происходят прихваты инструмента, посадки и затяжки при СПО, что в свою очередь увеличивает время работ, тем самым увеличивается стоимость скважины.

При применении РУО ENVIROMUL[©] вместо привычного калий-хлор полимерного раствора на водной основе исключается набухание глин, которое и приводит к прихватам, посадкам и затяжкам, а также появляется возможность нивелировать негативные изменения в геометрии ствола скважины.

Оценка очистки ствола скважины будет производиться в специализированной программе DFG от компании «Halliburton International, Inc», которая специально разработана для моделирования процесса бурения в полевых условиях.

Ключевые слова

Бурение горизонтальных скважин, оптимизация программы промывки скважины, оценка очистки ствола скважины, раствор на углеводородной основе ENVIROMUL[©].

Теория

Непрерывность бурения возможна при сохранении устойчивости стенок скважины. Устойчивость будет зависеть от напряженного состояния горных пород и физико-химического взаимодействия с ними бурового раствора и его фильтрата.

Нестабильность ствола скважины определяется:

1. механическими напряжениями;
 - растяжениями, разрывами или пластическим течением;
 - разрушениями при сжатии – растрескиванием;
 - разрушениями вследствие трения, сотрясения и ударов;
2. физико-химическим взаимодействием с буровыми растворами и их фильтратами;
 - гидратацией, набуханием и диспергированием;
 - диффузией, осмосом и капиллярной пропиткой;
 - растворением пород;

По мнению исследователей, наибольшее снижение механической прочности пород связано с адсорбцией воды глинистыми минералами. Это приводит к набуханию глин, снижает структурные связи и ослабляет предельное напряжение сдвига. Механизмы набухания глинистых частиц связаны с расклинивающим действием сольватных оболочек воды, формирующихся в процессе гидратации глины и при взаимодействии её диффузных слоев.

ENVIROMUL[©] – система РУО, разработанные компанией «Halliburton International, Inc». Активно применяются на месторождениях Западной Сибири. Базовая жидкость первой – минеральное масло высокой очистки, второй – дизельное топливо. В состав этих систем входят: смесь окисленного талового масла и полиаминированной жирной кислоты EZ-MUL (эмульгатор 1-го рода), органophilная глина (загуститель), органophilный леонардит, асфальтит (понижители фильтрации), дисперсия жидкого лецитина DRILTREAT (смачивающий агент – гидрофобизатор). Для увеличения реологических характеристик используется модифицированная жирная кислота RM-63.

Система бурового раствора ENVIROMUL[©] обладает исключительными ингибирующими и фильтрационными свойствами, позволяющими снизить вероятность осложнений, вызванных осыпями и обвалами стенок скважины. Минеральное масло обеспечивает снижение крутящего момента и сил трения, возникающих при бурении скважин с большими отходами забоя от вертикали.

Произведем сравнение классического калий-хлор полимерного раствора на водной основе и бурового раствора ENVIROMUL[©] в специализированной программе DFG.

Проведя анализ рисунков 1-3, можно подвести итог, что применение калий-хлор полимерного РВО приводит к сильной зашламованности интервалов хвостовика и набора зенитного угла. В свою же очередь при использовании РУО ENVIROMUL[©] не наблюдается зашламованности на всех интервалах.

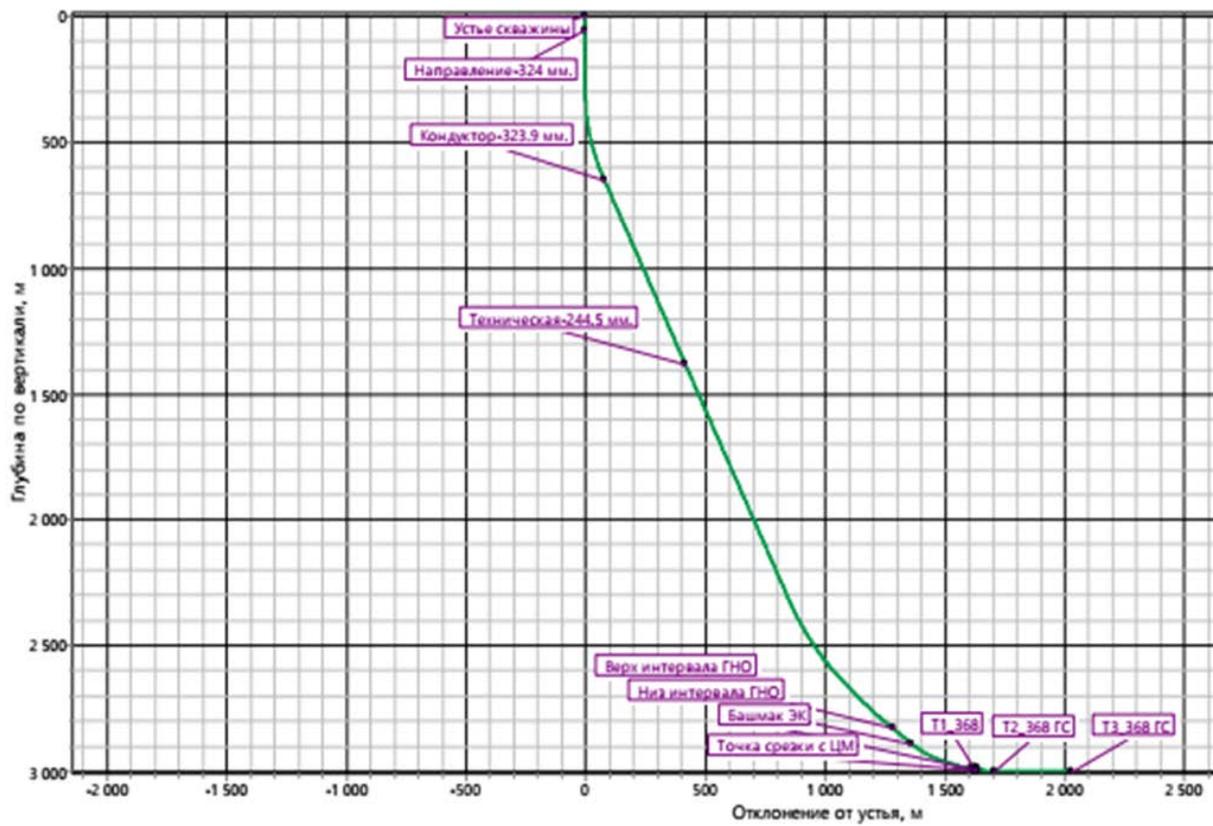


Рисунок 1 – Проекция скважины на Фестивальном месторождении

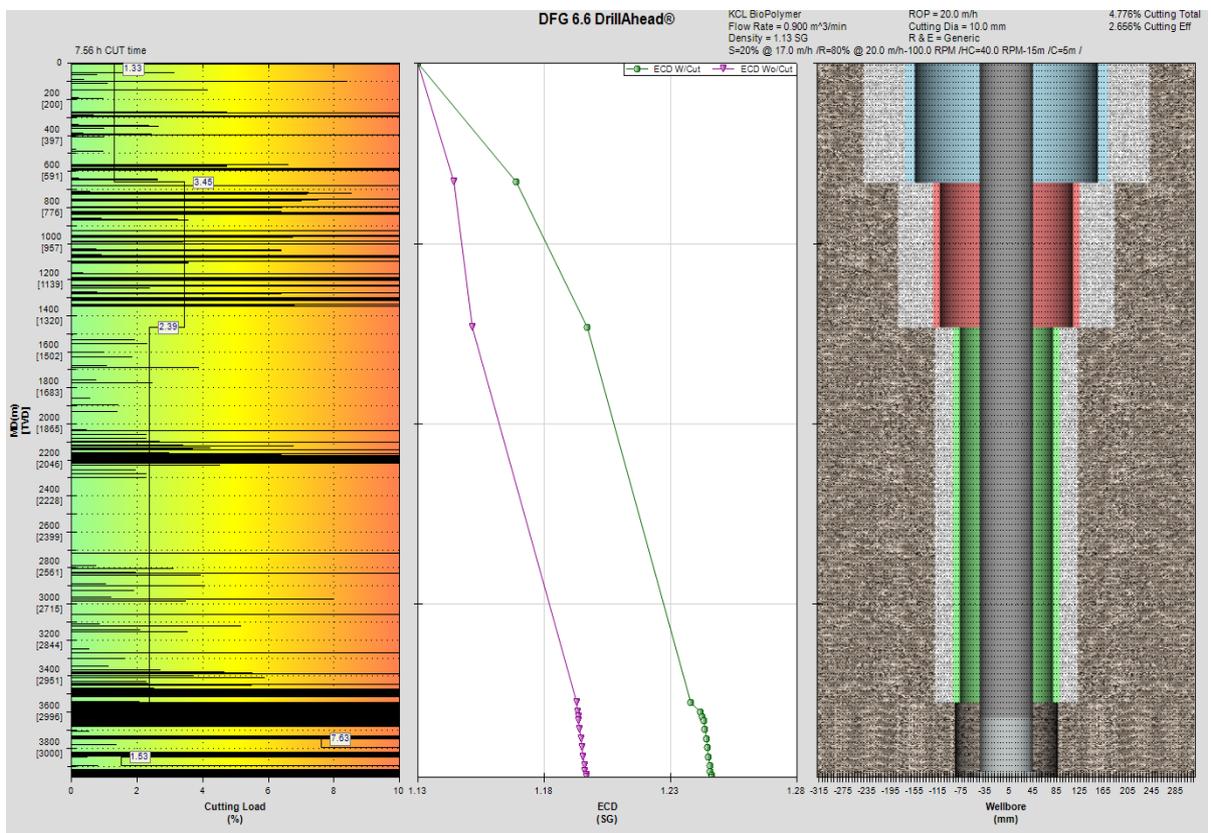


Рисунок 2 – Моделирование процесса бурения в интервале хвостовика с использованием калий-хлор полимерного РВО

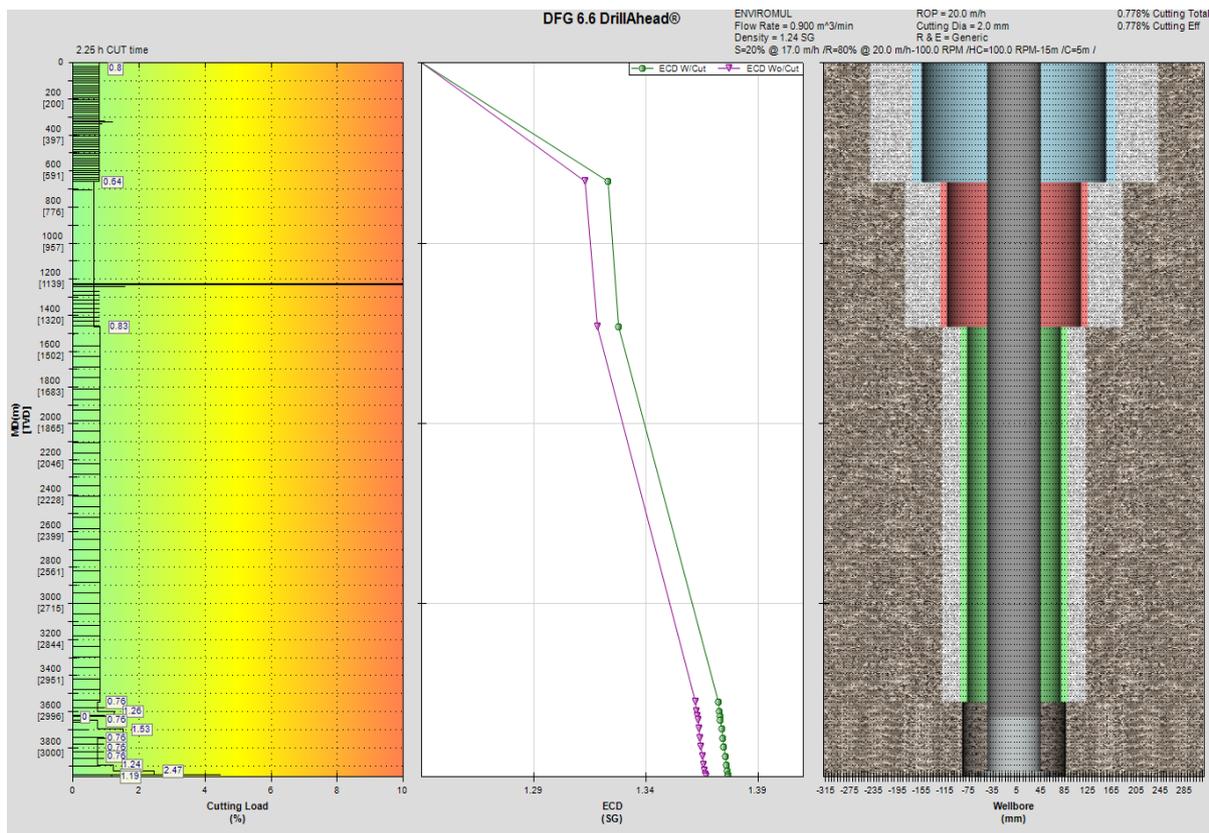


Рисунок 3 – Моделирование процесса бурения в интервале хвостовика с использованием РУО ENVIROMUL[®]

Выводы

Моделирование симуляции бурения в программе DFG показало, что применение РУО ENVIROMUL[®] показало существенное преимущество в качестве очистки ствола скважины по сравнению с калий-хлор полимерным РВО. Раствор на углеводородной основе снижает зашламованность в интервале хвостовика. Применение РУО снизило время бурения на 42 % за счет уменьшения времени СПО и повышением механической скорости. Система ENVIROMUL[®] хоть и на порядок дороже чем РВО, но ее можно использовать повторно, а также стоит отметить, что дополнительные затраты на НПВ практически исключаются.

Библиографический список:

1. Halliburton International. Буровые растворы на углеводородной основе : Нефтяная компания: [сайт]. URL: <https://www.halliburton.com>. (дата обращения 24.01.2023). – Текст: электронный.
2. Аветисов А. Г. Оптимизация процессов промывки и крепления скважин / А. Г. Аветисов, В. И. Бондарев. – Москва: Недра, 1980. – 221 с. – Текст : непосредственный.
3. Булатов А. И. Справочник по промывке скважин / А. И. Булатов, А. И. Пеньков, Ю. М. Проселков. – Москва: Недра, 1982. – 336 с. – Текст : непосредственный.

4. Киселев П. В. Разработка и применение специальных буровых растворов для бурения горизонтальных скважин / П. В. Киселев, В. А. Махоро. – Текст : непосредственный // Нефть. хоз-во. – 1998.– № 3 . – С. 22-25.

Научный руководитель: Овчинников Павел Васильевич, д-р техн. наук, профессор.

АНАЛИЗ ЭКСПЕРИМЕНТА ПО ВЛИЯНИЮ ULTRA НТНР УСЛОВИЙ НА БУРОВОЙ РАСТВОР НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

Матвиенко И. С., Фёдоров Н. Г.,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: РУО, буровые растворы на углеродистой основе, НТНР, вязкость, высокое давление, высокая температура.

Разработка надлежащего бурового раствора, который может правильно работать в условиях высокого давления и высокой температуры (НТ/НР), является очень сложной задачей. Среди этих проблем изменение вязкости бурового раствора из-за высокой температуры и высокого давления. В данной работе анализируется поставленный эксперимент с применением раствора на углеводородной основе.

ANALYSIS OF AN EXPERIMENT ON THE EFFECT OF ULTRA НТНР CONDITIONS ON OIL-BASED DRILLING FLUID

Matvienko I. S., Fedorov N. G.,
Industrial University of Tyumen

Key words: OBM, carbon based drilling fluids, НТНР, viscosity, high pressure, high temperature.

Developing a proper drilling fluid that can perform properly in high pressure, high temperature (НТ/НР) environments is a very difficult task. Among these problems is the change in the rheological properties of the drilling fluid due to high temperature and high pressure. In this paper, an experiment was analyzed using a hydrocarbon-based solution.

Актуальность

Помимо истощения легкодоступных залежей, развитие технологий за последние годы сделало добычу из глубоких пластов экономически оправданной. Технические проблемы наряду с попытками разработки таких залежей в основном связаны с тем, что температура и давление напрямую увеличиваются с увеличением глубины. С технической точки зрения точное знание и точное прогнозирование поведения буровых растворов в

условиях бурения при высоком давлении и высокой температуре является одним из наиболее важных вопросов при бурении глубоких коллекторов, что может привести к безопасной и эффективной работе.

Для выбора наиболее подходящего типа бурового раствора для бурения в условиях НТНР необходимо полное понимание изменений реологических свойств в зависимости от температуры и давления. Это требует наличия модели для имитации этих изменений, в частности, в отношении таких факторов, как вязкость.

Имеется мало экспериментальных данных, которые относятся к пониманию реологических изменений в скважинных условиях с изменением скважинных условий. В этом исследовании учитывались такие параметры, как температура и давление.

Поведение буровых растворов на углеводородной основе с различными свойствами в условиях Ultra-НР/НТ с использованием современного вискозиметра, способного измерять свойства буровых растворов до 300 °С и 275 МПа. С этой целью для проведения эксперимента был выбран реальный образец бурового раствора на углеводородной основе, используемый в промышленности, с плотностью – 1500 кг/м³.

Результаты данного исследования должны продемонстрировать модель поведения буровых растворов для безопасного бурения скважин в регионах с АВПД при больших температурах. На таких как Харасавэйское ГКМ, где давление достигает 63 МПа, и температурой 120 °С в пластах Ю₂, Ю₃.

Ещё один пример – Тазовско-Заполярье месторождение Пласты Ю₄, Ю₅ имеют пластовое давление 62 и 63 МПа соответственно.

Разработка таких месторождений требует большого акцента на безаварийности вскрытия пластов. Важно, чтобы параметры раствора сохранялись в условиях высокой температуры и высокого давления.

Этот анализ направлен на понимание влияния высокой температуры и высокого давления на вязкость буровых растворов на углеводородной основе. Это позволило бы разработать РУО, которые могли бы успешно работать в таких условиях.

Результаты испытаний, были использованы для построения графика. Основываясь на график можно сделать следующие наблюдения о вязкости бурового раствора в условиях сверхвысокого давления/температуры:

На рис. 1 график показывает, что вязкость этого образца увеличивалась с увеличением давления (прямо пропорционально) и уменьшалась с повышением температуры (обратно пропорционально). Тенденция к увеличению давления почти экспоненциальная.

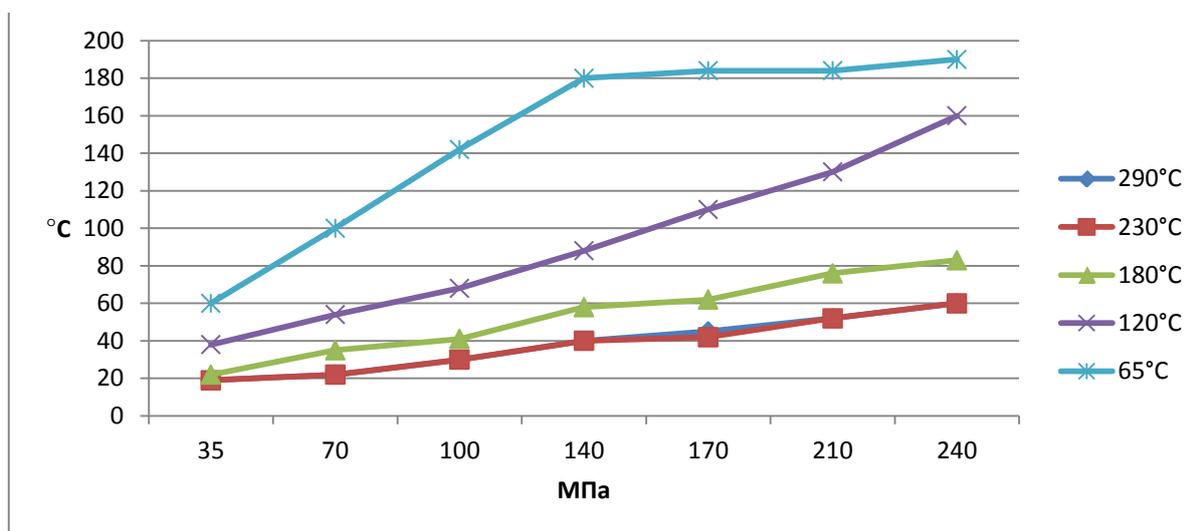


Рисунок 1 – Зависимость от давления для различных температур при 600 об/мин.

Однако вязкость претерпевает большее увеличение с давлением при более низких температурах. График показывает, что раствор выдерживает испытание высокой температуры и высокого давления.

Анализ. В основном, при работе с буровым раствором при высокой температуре и высоком давлении на реологические и динамические характеристики влияют различные параметры. Вкратце, следующие эффекты связаны с интерпретацией графиков реологии:

Физические эффекты: Повышение температуры приведет к увеличению беспорядочного движения молекул, что приведет к снижению вязкости. Условия высокого давления увеличивают вязкость жидкости. В системах буровых растворов на углеводородной основе чувствительность бурового раствора к давлению выше, чем у буровых растворов на водной основе, из-за сжимаемости масел.

Электрохимические эффекты: Баланс между силами притяжения и отталкивания между частицами может быть изменен изменением содержания соли в буровом растворе. Растворимость солей в основном зависит от давления и температуры. Дисбаланс между межмолекулярными силами также может привести к флокуляции частиц в буровом растворе.

Химические эффекты: Реакции с глинистыми минералами усиливаются при более высоких температурах, что может привести к изменению реологии бурового раствора.

Вывод. Результаты этого исследования привели к выводу, что вязкость уменьшаются с повышением температуры. Такое поведение является результатом термической деградации твердого вещества, полимеров и других компонентов бурового раствора. Также происходит расширения молекулярных расстояний, что снижает сопротивление жидкости течению и, следовательно, ее вязкость уменьшается. Кроме того, вязкость увеличивается с увеличением давления создаваемого в скважине. Однако влияние давления на эти параметры более заметно при низкой температуре.

Библиографический список:

1. Mahmood Amani The Rheological Properties of Oil-Based Mud Under High Pressure and High Temperature Conditions. – Text : direct // Advances in Petroleum Exploration and Development. – 2012. – № 2. – С. 21-30.

Научный руководитель: Тулубаев А. Б. канд. техн. наук, доцент.

СОВРЕМЕННЫЕ СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Махманазаров С. Н., Тухтамуродов Ж. З., Шлеин Г. А.,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В данной статье проводится описание различных систем очистки бурового раствора. Особое внимание уделено современным тенденциям модернизации циркуляционной системы.

This article provides a description of various drilling mud cleaning systems. Particular attention is paid to modern trends in the modernization of the circulation system.

Ключевые слова: буровой раствор, система очистки, бурение, вибросито, циркуляционная система.

Keywords: drilling fluid, cleaning system, drilling, vibrating screen, circulation system.

Нефтегазовая отрасль является одной из основных составляющих, которая вносит значительный вклад в экономику нашего государства [4]. В современных условиях отрасль имеет ряд проблем, во-первых, в разработку вводятся все большее количество месторождений, имеющих трудно извлекаемые запасы углеводородов (УВ), во-вторых, сложными становятся условия добычи УВ из низко проницаемых пластов.

Одно из основных решений задачи развития нефтегазовой отрасли России является строительство нефтяных и газовых скважин высокого качество.

Одним из основных решений указанной выше задачи станет модернизация систем и механизмов циркуляции и очистки буровых промывочных жидкостей. Данные циркуляционных систем предназначены для удаления шлама выбуренной породы из бурового раствора. Этот процесс необходим, т. к. частицы породы оказывают влияние на физико-химические и реологические свойства буровых растворов [2].

Несовершенство систем очистки приводит к снижению скорости бурения, увеличению сроков строительства скважин, что в дальнейшем может привести к осложнениям и авариям. Для регулирования свойств растворов в большом количестве применяют различные химические реагенты, что приводит к увеличению материальных и финансовых средств [1].

Другой проблемой, связанной со строительством скважин, является негативное техногенное воздействие на экологию и окружающую природной среды [3].

Современное оборудование, входящее в циркуляционную систему, должно обладать такими преимуществами, как низкие потери бурового раствора, высокая степень его очистки и минимальное воздействие на окружающую среду.

Последнее обеспечивается устройствами, исключающими попадание химических веществ из шлама бурового раствора в природную среду. В основном используются различные способы утилизации отходов бурения [2].

Основное оборудование систем очистки буровых растворов;

- вибросито;
- гидроциклоны;
- сепараторы;
- центрифуги.

При этом оборудование должно располагаться именно в указанной последовательности. Система, состоящая сразу из 4 устройств, обеспечивает высокий уровень очистки бурового раствора, в определенных условиях возможно применять не все устройства.

Вибрационное сито обеспечивает удаление твердой фазы породы из бурового раствора за счет использования ситовых панелей и высокой силы вибрации, обеспечиваемой электродвигателем (выше 7 G). Ситовые панели имеют различный размер ячеек, в зависимости от необходимой степени очистки раствора. Ситовые панели могут иметь многослойную конструкцию. Как правило они изготавливаются из стали, но могут быть выполнены из композитных материалов для сохранения физико-механических свойств панели при изменении температуры.

Гидроциклоны используются для грубой очистки раствора от песка и ила. Принцип работы гидроциклона основан на действии центробежной силы, под ее действием основной поток раствора идет вверх, а механические примеси отбрасываются к стенкам устройства и под действием силы тяжести опускаются и попадают в поддон для сбора песка и ила.

Российская компания «АКРОС» предлагает установки, состоящие из гидроциклона и вибрационного сита. Это обеспечивает хорошую степень очистки при небольших размерах установки (рис. 1).

Сепараторы предназначены для удаления чистого бурового раствора из смеси с частицами породы. Сепараторы применяют совместно с виброситом или ситогидроциклонной установкой. Под воздействием разрежения давления происходит осушение бурового раствора, таким образом происходит его извлечение. Разрежение обеспечивается вакуумным насосом.

Центрифуги применяются для отделения бурового раствора от породы. Принцип работы основан на действии центробежной силы и силы тяжести. Буровая жидкость под действием центробежной силы выходит из барабана через отверстия. Из-за большего веса частицы породы остаются на стенке барабана.

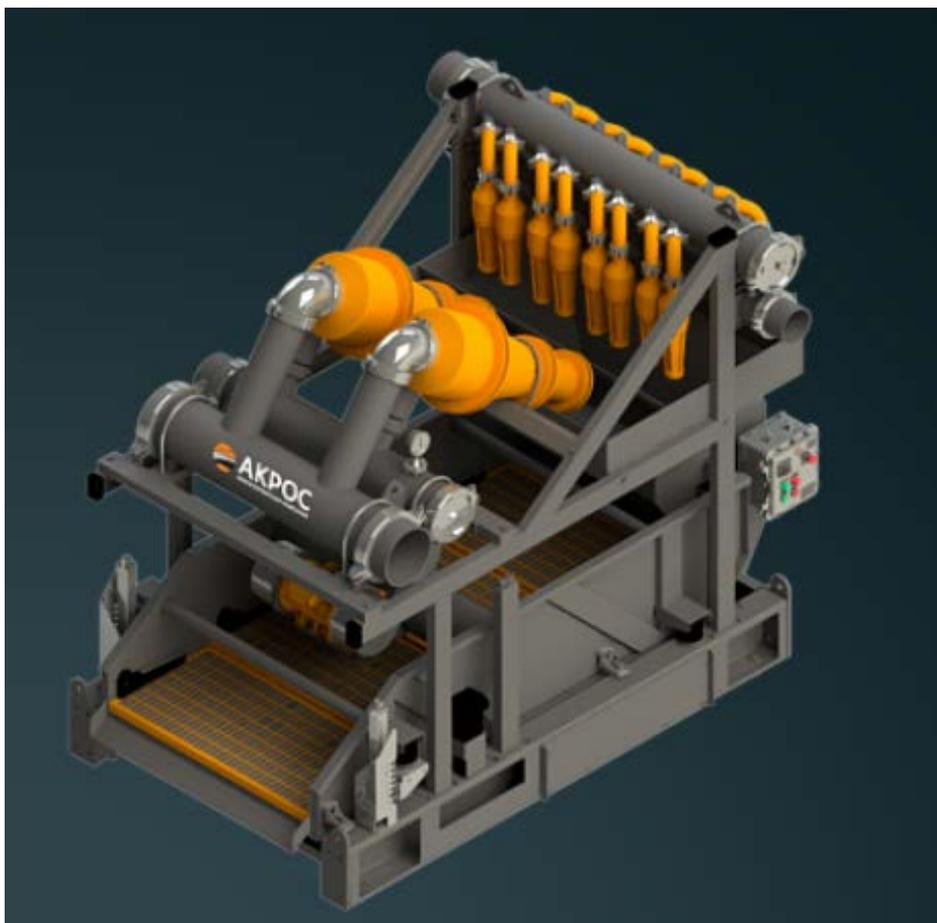


Рисунок 1 – Ситогидроциклонная установка

С целью поддержания свойств бурового раствора используют перемешиватели, которые обеспечивают равномерное распределение реагента во всем объеме раствора и минимизируют образование осадка.

Основными направлениями в модернизации систем очистки являются: совместное применение установок, использование композитных материалов, минимизация отходов бурения, бурение с управляемым давлением, уменьшение габаритов установок, применение частотно-регулируемого привода.

Заключение:

1. Совершенствование и модернизация даже отдельных узлов системы и механизмов, с целью дополнительной очистки буровых промывочных растворов позволит повысить качество первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов при строительстве нефтяных и газовых скважин.

2. Свести до минимума техногенные воздействия на природную среду.

Библиографический список:

1. Мухамадеев О. И. Изучение и подбор средств для очистки буровых растворов от шлама / О. И Мухамадеев, Г. В. Конесев. – Текст: непосредственный // Инновационная наука. – 2022. – № 3-2. – С. 32-37.

2. Овчинников В. П. Буровые промывочные жидкости: учеб. пособие / В. П. Овчинников – Текст: непосредственный // Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет» – 2011. – 354 с.

3. Исаев И. А. Виды негативного воздействия на окружающую среду и мероприятия по охране окружающей среды / И. А. Исаев. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2014. – № 10(69). – С.112-116.

4. Токмаков Е. А. Вклад нефтегазового комплекса в развитие экономики Российской Федерации / Е. А. Токмаков. – Текст: непосредственный // Молодой ученый. – 2016. – № 17 (121). – С. 479-482.

Научный руководитель: Шлеин Г. А., канд. техн. наук, доцент.

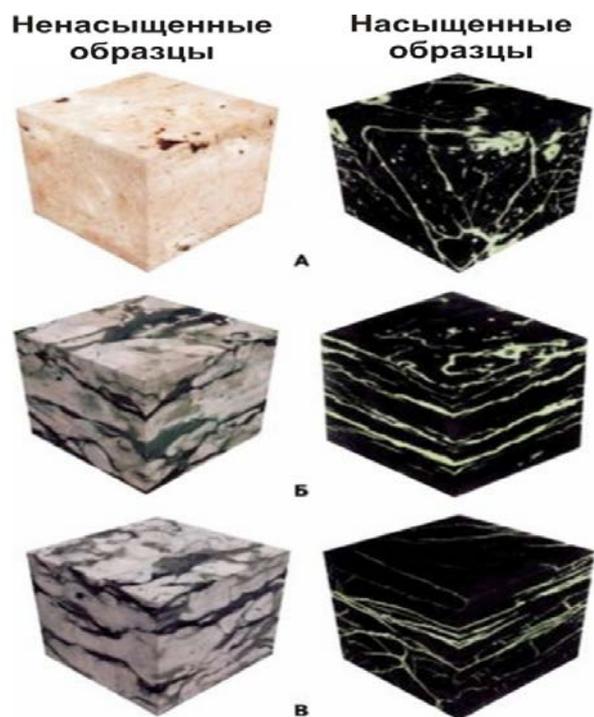
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ КАРБОНАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Молдабаева Г. Ж., Тузелбаева Ш. Р., Алматы, Казахстан,
moldabaeyva@gmail.com

В настоящее время порядка 40 % мировой добычи нефти связано с карбонатными коллекторами. Идеальными источниками формирования высокородовых коллекторов являются рифовые постройки с определенным набором особенностей – высокая эффективная мощность, зональное строение, плавная фаціальная изменчивость, четкая обособленность от вмещающих отложений. Неодинаковость развития процесса карбонатонакопления объясняется климатическими условиями, гидродинамическим режимом, физическими характеристиками осадочного бассейна, химическими особенностями и температурой вод [1].

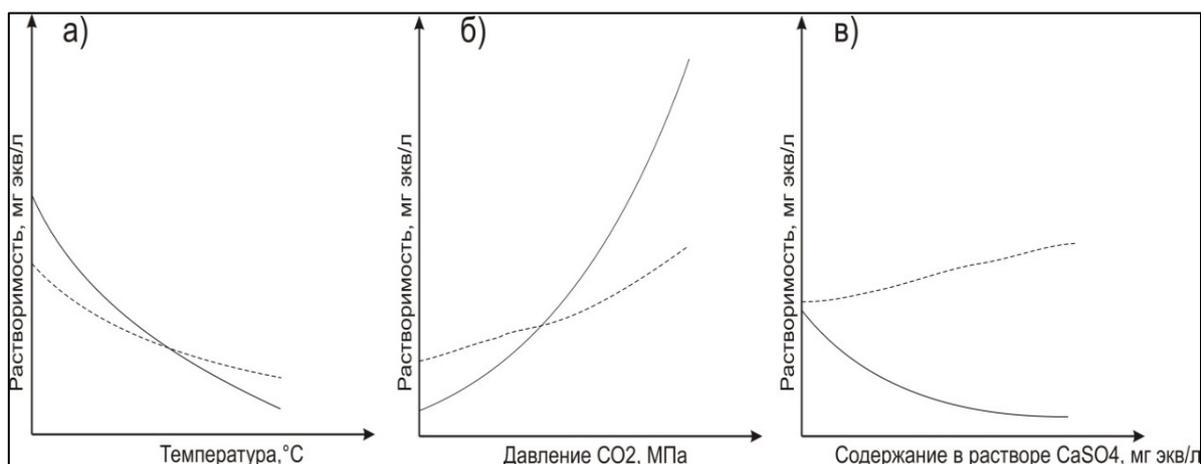
Снимки керна карбонатных пород, насыщенных люминофором, показывают глубокую структуру пустот разного вида (рис. 1). Они представляют, что оценить доленое участие пор, каверн и трещин в общей пустотности пород в ряде событий очень трудно [2].

Трудное структура пустот в карбонатных отложениях связано с высокой растворимостью пород под влиянием большого числа разнонаправленных факторов: химизма и скорости движения подземных вод, температуры, давления и др., то есть растворимость кристаллического вещества зависит от природы растворяющей способности растворителя и состоит в тесной связи с термодинамическими условиями (рис. 2). Вопрос о воздействии сернокислого кальцита на растворимость доломита до конца не решен, но может быть, что развитие его состава в растворе неизбежно вызывает изменение соотношения растворимостей кальцита и доломита [3, 5]. В одних случаях доломит ведет себя как элемент индифферентный, в других – растворяется значительно, чем кальцит.



А – система тонких наклонных трещин в перекристаллизованном известняке, Урманское нефтяное месторождение (Ньюрольская впадина),
 Б – сеть горизонтальных и наклонных трещин в водородослевом известняке, Ардалинское месторождение (Тимано-Печорская провинция),
 В – преобладание длинных горизонтальных трещин, определяющих анизотропию проницаемости в доломитизированном водородослевом известняке, Ардалинское месторождение (Тимано-Печорская провинция)

Рисунок 1 – Образцы керн карбонатных месторождений



а) влияние температуры (при давлении CO_2 , равном 0,1 МПа);
 б) влияние содержания CO_2 при температуре, равной 25 °С;
 в) влияние содержания в растворе CaSO_4 при давлении CO_2 , равном 0,00012 МПа, и температуре, равной 25 °С - кальцит, - - - - - доломит.

Рисунок 2 – Схема изменения соотношений растворимостей кальцита и доломита под влиянием различных факторов

Для научного обоснования новых технологических решений, направленных на увеличение конечного коэффициента нефтеизвлечения, в первую очередь необходимо провести изучение мирового опыта по извлечению нефти (КИН) на месторождениях, приуроченных к карбонатным коллекторам (таблица 1).

Иностранный опыт (США) промышленного исследования методов повышения нефтеотдачи в результате специфики условий (организационных, геолого-физических и технических) отличается от отечественного [4, 6, 7]. На период 1990г. масштаб и эффективность применения методов приведены в таблице 2.

Таблица 2

**Эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи
(зарубежный опыт)**

Метод вытеснения	Охваченные воздействием геологические запасы, доли ед. от суммарного	Добыча нефти за счет метода. доли ед. от суммарного
1. Паром (паровытеснение и парообработка)	0,07	0,71
2. Внутрипластовое горение	0,006	0,01
3. Горячей водой	0,001	0,006
4. Мицеллярными растворами	0,002	0,004
5. Полимерными растворами	0,31	0,03
6. Щелочными растворами	0,001	0,0
7. Углеводородными газами	0,11	0,04
8. Азотом	0,1	0,03
9. Дымовыми газами	0,03	0,06
Всего	1,0	1,0

Таблица 1

**Мировой опыт извлечения нефти (КИН) на месторождениях,
приуроченных к карбонатным коллекторам**

Наименование месторождения	Год открытия	Тип карбонатного коллектора	Глубина залега-ния, м	Геологические запасы, млн.т	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Плотность нефти, г/см ³	Вязкость, мПа*с	Утвержденный/Текущий (достигнутый) КИН	Технология воздействия на пласт
Тенгиз (Казахстан)	1979	порово-трещиноватый	3800-5400	3425	68	109	0,791	0,226	0,401	закачка газа
Гавар (Саудовская Аравия)	1948	поровый	1500-3000	20 000	22,5	78	0,850-0,865	6,1-6,6	0,48	естественный режим
Дацин (КНР)	1959	трещиноватый	1000-4000	6600	8,47	30	0,870	19,6-20,1 (при 50°С)	0,46	закачка полимеров
Хасси-Месауд (Алжир)	1956	поровый	3300-3400	5000	48,2	132	0,803	0,3	0,350-0,400	закачка газа
Фердоус (Иран)	2003	трещинно-каверзный	3300-4200	4900	51,09	107,2	0,801-0,805	0,253	0,25	закачка газа, тепловые методы
Боливар (Венесуэлла)	1917	порово-трещиноватый	170-3400	4300	6,5	53	0,820-1,000	33,1-7	0,124	закачка пара
Кантарель (Мексика)	1971	трещинно-каверзный	4500-5000	2700	26,2	87,8	0,778-0,980	10	0,3	закачка азота
Хаян-Корт (Россия)	1959	трещинно-каверзный	до 5000 и более	менее 100	68	133	0,817	0,37	0,8	закачка воды и газа, паротепловое и термогазохимическое воздействие, карбамидное и щелочное заводнение, влажное внутрипластовое горение и др
Старогрозненское (Россия)	1893	трещиноватый	до 5000 и более	100	70	150	0,823	0,19	0,69	
Эльдарово (Россия)	1969	трещинно-каверзный	до 5000 и более	менее 100	58,8	115	0,825	0,95	0,64	
Брагуны (Россия)	1971	порово-трещиноватый	до 5000 и более	менее 100	77	129	0,815	0,7	0,7	
Новогрозненское (Россия)	1913	порово-трещиноватый	до 5000 и более	100	71	125	0,800-0,817	0,31	0,65	
Карабулак-Ачалуки (Россия)	1956	трещиноватый	до 5000 и более	0,557	56	107	0,851-0,867	1,3	0,71	
Файервей (США)	1936	порово-трещиноватый	2900-3100	менее 100	65	100	0,853-0,817	3,7-1,1	0,37	комбинированное: закачка воды и газа
Стилмен (Канада)*	1937	порово-трещиноватый	2800-3200	менее 100	-	-	-	-	0,128 — 0,265	закачка воды
Уоссон (США)	1936	порово-трещиноватый	1490-2980	4,6	59	98	0,876-0,819	4,3-1,6	0,33	закачка воды
Авали (Иран)	1932	порово-трещиноватый	600-3500	136	13,5	68	0,845-0,850	11,5	0,56	закачка газа
Абкайк (Саудовская Аравия)	1940	порово-трещиноватый	1700-2000	1207	17,8	74	0,881	13,1	0,5	закачка газа, воды

*-отсутствие данных в доступных источниках информации

Как было сказано выше, коэффициенты нефтеотдачи карбонатных коллекторов при разных методах воздействия дают разные конечные результаты. Важным этапом поддержания пластового давления в карбонатных коллекторах является постоянный анализ технологических показателей и собственно оценка самого влияния закачиваемого агента на пласт и процесс вытеснения углеводородного сырья [8, 9].

Библиографический список:

1. Машорин В.А. Исследование влияния минерализации закачиваемых вод на проницаемость коллекторов Верхне-Шапшинского месторождения / В. А. Машорин, О. В. Фоминых. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 120-121.
2. Попов С. Н. Геохимическое взаимодействие пластовых и нагнетаемых вод с трещиноватыми карбонатными коллекторами / С. Н. Попов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 5. – С. 76-78.
3. Wang D. Polymer Flooding Practice in Daqing / D. Wang. – Text : direct // Enhanced Oil Recovery Field Studies. Chapter 4. – 2013. P. 146-148.
4. EOR Pilot Design Through an Integrated Laboratory Evaluation and Reservoir Modeling Study for a Large Carbonate Field in Kuwait / F Koyassan Veedu, D. Nebrigic, A. Smallwood [et al.] - Text : direct// SPE Kuwait oil and gas show and conference Society of Petroleum Engineers – October 11-14, 2015 – : Mishref, Kuwait, 2015. P. 18-22.
5. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа / К. И. Багринцева. – Москва: РГГУ, 1999. – 285 с. – Текст : непосредственный.
6. Оценка вулканогенных коллекторов / М. И. Фаруки, Х. Хоу, Г. Ли [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое обозрение. – 2009, том 21, № 1 – С. 54-56.
7. Борисенко З. Г. Новая теория и практика пространственного размещения залежей нефти и газа в трещинных коллекторах / З. Г. Борисенко. – Пятигорск : ПГЛУ, 2010. – 168 с. – Текст : непосредственный.
8. Norfarisha Achim. Nur Hashimah. Alias Nurul. Aimi Ghazali. Miradatul Najwa Muhd Rodhi. Tengku Amran Tengky Mohd. Effah Yahya. Polymer gelled technology to improve sweep efficiency in EOR: a literature review. – Text : direct //Trans Tech Publications. – Switzerland, 2015. – P. 456-458.
9. Choi. B. Permeability-Dependent Retention of Polymer in Heterogeneous Reservoirs / B. Choi, K. Yu. K.S. Lee. – Text : direct // Hanyang University. – China, 2014. P.147-148.

РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА, ПРИМЕНЯЕМОГО ДЛЯ БУРЕНИЯ В ХЕМОГЕННЫХ ПОРОДАХ

Никишин В. В., доцент кафедры бурения скважин,

Блинов П. А., доцент кафедры бурения скважин,

Соломенникова А. И., группа РТ-18,

Санкт-Петербургский Горный университет, г. Санкт-Петербург

Аннотация

В связи с сокращением разведанных и подтвержденных запасов месторождений неглубокой нефти и газа, сложные и глубинные залежи становятся наиболее интересными в плане разведки месторождений. В настоящее время одним из перспективных методов интенсификации добычи углеводородов является разработка месторождений с использованием горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов. Бурение сверхглубоких скважин в сложных горно-геологических условиях, представленных наличием терригенно-хемогенных отложений большой толщины осуществляется при высоких термобарических условиях и сопровождается рядом технологических осложнений. Высокая температура и давление, а также повышенная минерализация оказывают негативное влияние на стабильность и реологию буровых растворов.

Объектом исследования является строительство скважины. Предмет исследования – свойства полимерного бурового раствора на водной основе при высоких термобарических условиях. Цель работы – повышение эффективности освоения скважин при проходке хемогенных пород в горизонтальных участках. Идея работы заключается в создании устойчивой к солям системы на водной основе.

Введение

Для предупреждения проблем, возникающих при проходке соляных пластов необходимо разрабатывать специальные буровые растворы и компоненты, устойчивые для таких горно-геологических условий. Что касается экологических проблем, то использование буровых растворов на водной основе представляет наибольший интерес, так как водорастворимые полимеры (природные и синтетические) с точки зрения влияния на экологию являются наименее опасными. Для проведения дальнейшего исследования нами был выбран способ исследования полимерных буровых жидкостей на водной основе, так как данные растворы наиболее полно отвечают требованиям промывки скважины, обладают низким показателем фильтрации, высокими реологическими свойствами и не оказывают негативного воздействия на продуктивный пласт и окружающую среду.

Методы и материалы

Для предотвращения возможных осложнений и аварий, а также обеспечения высоких скоростей бурения к раствору выдвигался ряд требований: компоненты раствора должны быть доступны; раствор не должен

загрязнять окружающую среду и быть химически нейтрален к разбуриваемым породам; плотность должна быть достаточной для того, чтобы противодействовать пластовому давлению; раствор должен обладать достаточной способностью к тиксотропному упрочнению в покое, а также иметь стабильные показатели параметров под влиянием изменяющихся термодинамических условий в скважине.

С этой целью было приготовлено и исследовано пять рецептов на основе ксантановой смолы с добавлением полимерной композиции «Комета-Метеор 013» для определения реологических свойств. Составы и свойства полученных растворов отображены в таблице 1.

Таблица 1

Составы полимерных растворов

Компонент	Содержание				
	Раствор № 1	Раствор № 2	Раствор № 3	Раствор № 4	Раствор № 5
Вода	600 мл	1000 мл	1000 мл	1000 мл	1000 мл
Ксантановая смола (MexGum)	6 г	3 г	3 г	3 г	3 г
К-М 013	16 г	10 г	10 г	10 г	12 г
NaCl	50 г	100 г	100 г	120 г	150 г
PM-400	170 г	30 г	45 г	200 г	300 г
Na ₂ CO ₃	-	-	2 г	-	-

В качестве структурообразователя использовалась ксантановая камедь, обладающая термостойкостью до 120 °С. В результате исследования было видно, что ксантановая смола обладает хорошими структурообразующими свойствами, однако увеличение концентрации с 3 г до 6 г приводит к значительному росту условной вязкости – Раствор № 1, поэтому дальнейшему изучению реологических свойств не подлежал.

Все приготовленные растворы были приготовлены на хлорид натрия в растворе плотностью 1,1-1,2 г/см³. Для регулирования реологии и фильтрации добавлялся компонент «Комета-Метеор». В качестве утяжелителя использовалась мраморная крошка PM-400. Составы и свойства растворов отображены в таблице 1 и 2 соответственно.

Таблица 2

Свойства полимерных растворов

Параметр	Значение		
	Раствор № 3	Раствор № 4	Раствор № 5
Плотность, г/см ³	1,11	1,2	1,28
Условная вязкость, сек.	36	26	35
СНС 1мин, Па	9,18	6,12	12,24
СНС 10мин, Па	12,24	9,18	15,3
Коэффициент тиксотропии θ_{10}/θ_1	1,3	1,5	1,25
Водоотдача, см ³ /30мин.	8	10	5
Толщина фильтрационной корки, мм.	2	2	1
рН	10,5	8	8
Суточный отстой, %	<1	<1	<1

Сравнивая полученные результаты, можно заметить, что добавление в раствор каустической соды (2 г) сильно повышается щелочность среды, водородный показатель рН увеличивается с 8 до 10,5, что негативно сказывается на коррозии металлов, поэтому принято было отказаться от данного реагента.

При приготовлении раствора № 5 была внесена корректировка – увеличение реагента К-М до 12 г. Раствор 5 имеет хорошее значение коэффициента тиксотропии и способен поддерживать частицы утяжелителя и шлама во взвешенном состоянии при длительной остановке циркуляции. Производилось также нагревание раствора до 80 °С с интервалом в 20 °С, затем были выполнены замеры ДНС и пластической вязкости, результаты представлены на рисунках 1 и 2 соответственно.

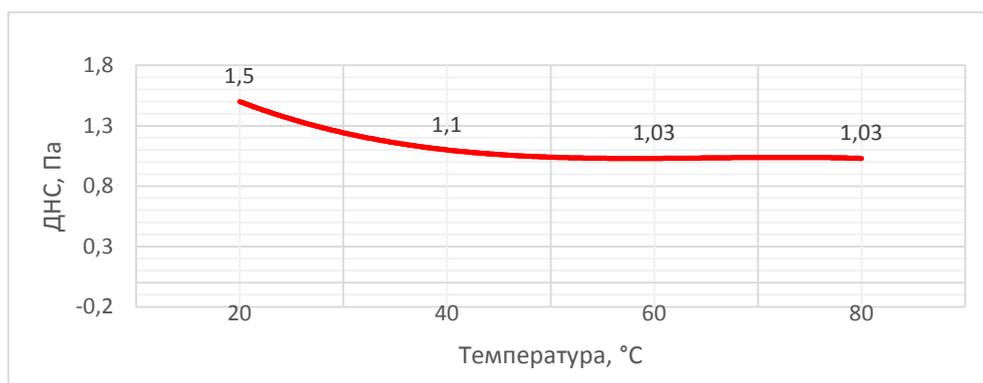


Рисунок 1 – Зависимость ДНС от температуры раствора № 5



Рисунок 2 – Зависимость пластической вязкости от температуры раствора № 5

Выводы

В рамках исследования были выполнены эксперименты для оценки реологического поведения разработанных систем с учетом влияния минерализации, повышенной температуры и давления. Проанализированы имеющиеся экспериментальные данные, проведен сравнительный анализ. В результате проведенных исследований, был разработан состав полимерного бурового раствора (раствор № 5), обладающий допустимым значением водоотдачи, что положительно скажется на устойчивости стенок сква-

жины и снизит негативное воздействие на продуктивный пласт. Реологические параметры раствора не превышают рекомендуемых значений и в тоже время достаточны для качественной очистки скважины от шлама даже при воздействии высокой температуры.

Библиографический список:

1. Dvoynikov M. V., Blinov P. A. Rheological and Filtration Parameters of the Polym Salt Drilling Fluids Based on Xanthan Gum / M. V. Dvoynikov, P. A. Blinov. – Text : direct // Journal of Engineering and Applied Sciences– 2020. № 15 (2), P. 694-697.

2. Уляшева Н. М. Разработка композиции бурового раствора для проводки наклонно-направленного ствола скважины с учетом реологических параметров жидкости / Н. М. Уляшева, Е. Л. Леушева, Р. Н. Галишин // Записки Горного Института. – 2020. – № 244. – С 454-461. – Текст : непосредственный.

3. Блинов П. А. Анализ проводки скважин и разработка бурового раствора для бурения горизонтальных скважин в терригенных отложениях / П. А. Блинов, В. В. Никишин, С. А. Болдырев. – Текст : непосредственный // Neftegaz.RU. – 2022. – № 8. – С. 12-14.

ПРИМЕНЕНИЕ РАСТВОРНОЙ СИСТЕМЫ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ И ИНГИБИТОРА ГЛИН WELL-AMIN С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Нурумбаев А. А., Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ)

Аннотация

Предлагаемый проект связан с бурением скважин на нефть и газ и ориентирован на уменьшение сроков выполнения буровых работ, а также их стоимости. Решение данной задачи подразумевает использование комбинированной двухколонной конструкции скважины. Для реализации такого сложного с технической точки зрения проекта необходимо тщательно подобрать режимы бурения.

Для повышения технико-экономических показателей бурения и эффективности проводки скважины необходимо использовать высокоингибирующие системы буровых растворов. Данный проект реализуется посредством применения промывочной жидкости на водной основе с добавлением ингибитора глиен “Well-Amin”.

Некоторые крупные компании вполне успешно внедряют инновации, которые оптимизируют параметры бурения и значительно уменьшают сроки строительства скважин. Одним из таких прорывных решений стало строительство скважин по двухколонной конструкции.

Ключевые слова

Бурение скважин, высокоингибирующий буровой раствор, ингибитор Well-Amin, двухколонная комбинированная конструкция скважины.

Теория

Well-Amin – аминный реагент комплексного действия на основе смеси полиаминов. Это высокоэффективный ингибитор гидратации глин предназначен для ингибирования склонных к набуханию глин. Стабилизатор глин также обладает бактерицидным эффектом.

Выделяются следующие особенности данного ингибитора, в сравнении с другими:

— Well-Amin хорошо растворим в воде, легко дозируется и вводится в любом месте циркуляционной системы бурового раствора.

— Может применяться в большом спектре типов РВО и не оказывает отрицательного влияния на технологические параметры растворов.

— Применяется в широком диапазоне температурных и химических условий бурения скважины.

— Не вызывает пенообразования.

Механизм ингибирования заключается в адсорбции полиаминов на глинистой макроповерхности, максимально снижая ее гидратацию. Молекулы ингибитора, находящиеся в водной фазе бурового раствора, электронейтральны и поэтому не коагулируют коллоидную глинистую фазу (рис. 1).

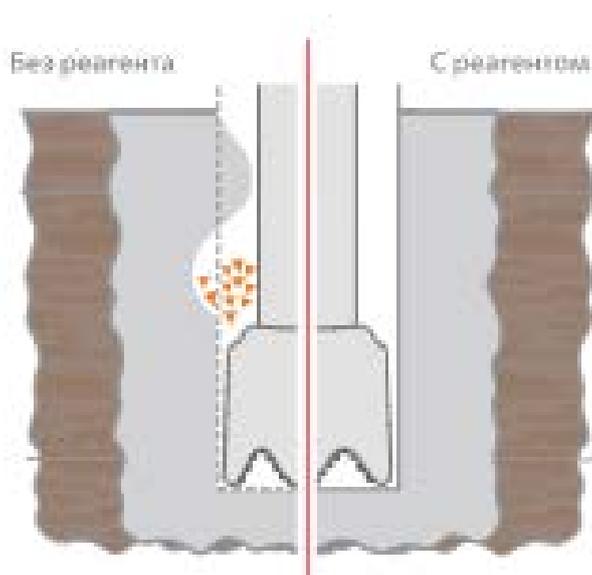


Рисунок 1 – Наглядное сравнение стабильности стенок скважины с применением ингибитора и без его использования

Во много раз сократить затраты на строительство скважин на локациях ООО «РН-Юганскнефтегаз» удалось специалистам бизнес-единицы «Буровые растворы и технологии» ГК «Миррико», которые уже подобрали самые оптимальные химические решения из собственных реагентов.

Такой же опыт строительства скважин по двухколонной конструкции имеется и на объектах общества «Газпромнефть», но уже на растворе РУО.

Предложенная конструкция скважины обладает следующими преимуществами:

- снижение веса эксплуатационной колонны;
- уменьшение сил трения при спуске обсадной колонны в открытом стволе скважины;
- падение гидродинамических давлений на продуктивные пласты (эффект свабиворонения) при спуске обсадной колонны;
- снижение гидравлических потерь давления по горизонтальному стволу скважины;
- увеличение допустимой скорости спуска обсадной колонны;
- повышение вероятности спуска эксплуатационной колонны в горизонтальный ствол в силу увеличения кольцевых зазоров в нижних секциях и увеличения веса обсадной колонны в верхних секциях.

Было отмечено, что имеется потенциал дальнейшего сокращения сроков бурения, за счет уменьшения НПВ и оптимизации технологических процессов, с учетом полученного практического опыта в процессе реализации данного проекта. Решением же этой задачи и является переход от РУО к высокоингибированному РВО.

Выводы

Предложено заменить дорогостоящий раствор на углеводородной основе на растворную систему на водной основе с применением ингибитора глин Well-Amin. Подобное решение уже позволило сократить затраты заказчиков, а также снизить экологическую вредность на локациях Западной Сибири.

Библиографический список:

1. Диагностическое значение полиаминов / О. В. Бойко, Ю. И. Доценко, В. И. Бойко [и др.]. – Текст : непосредственный // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2016. – № 12-2. – С. 248-251.
2. Тихонов А. С. Анализ конструкций нефтяных и газовых скважин с целью выявления перспективных направлений дальнейших исследований / А. С. Тихонов, А. В. Ковалев. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 3. – С. 126-143.

Научный руководитель: Овчинников П. В., д-р техн. наук.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ТИПА БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Парфирьев В. А., Сургут, НГДУ «Талаканнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»,
Parfirev_VA@surgutneftegas.ru

Дружинина И. В., Тюмень, Тюменский индустриальный университет (ТИУ),
druzhininaiv@tyuiu.ru

Для обеспечения высокоэффективного процесса строительства скважины наряду с соблюдением широкого круга технико-технологических условий важные требования предъявляются к свойствам буровых растворов (буровых промывочных жидкостей (БПЖ)): способность обеспечивать наиболее результативное разрушение горной породы на забое, удержание во взвешенном состоянии частиц выбуренной породы и ее транспортировка на поверхность, создание достаточного давления на вскрытые бурением пласты, предупреждение возникновения осложнений в стволе скважины, предохранение бурового инструмента и оборудования от коррозии и абразивного износа и множество прочих. Вместе с этим при первичном вскрытии продуктивных пластов буровой раствор должен способствовать сохранению фильтрационно-емкостных свойств коллектора, заявленных в проектной документации на разработку эксплуатационного объекта [1]. Смещение фронта буровых работ на объекты, осложненные термобарическими условиями коллекторов нефти и газа, переслаиванием различных в литологическом отношении пород, слагающих геологический разрез, увеличение глубин и усложнение профиля скважин, - все это вызывает повышенный интерес к различным видам и новым составам буровых растворов, которые способны исключить негативные результаты бурения на таких объектах с применением промывочных жидкостей на водной основе.

Пласт В₁₀ Хамакинского горизонта Восточно-Алинского газонефтяного месторождения (Республика Саха (Якутия), Ленский район) относится к сложным в геолого-технологическом отношении объектам – наличие в геологическом разрезе закарстованных, карбонатных, терригенных и хемогенных пород, пластовых интрузий и соленасыщенных пропластков, тектонических деформаций, аномально низкие давления (коэффициент аномальности 0,77), низкая температура (в среднем 11 °С). Все это обуславливает усложнение процесса первичного вскрытия бурением пласта В₁₀, что при дальнейшей его эксплуатации вызывает ухудшение фильтрационно-емкостных свойств по сравнению заявленными в проектной документации.

Анализ результатов бурения скважин с применением растворов на водной основе выявил ряд факторов, негативно влияющих на эффективность первичного вскрытия указанного объекта: нестабильность реологических свойств раствора; рост показателя фильтрации ввиду разбавления пластовыми водами, содержащими ионы кальция; систематическое увеличение плотности раствора вследствие наработки мелкодисперсной твердой

фазы в процессе бурения эксплуатационной колонны из-за растворения солевых пропластков и обогащения выбуриваемым шламом; образование каверн в интервале солевых отложений; снижение защитной функции полимерных реагентов – понизителей фильтрации; глубокая кольматация пласта и прочие. Минимизировать или исключить влияние этих факторов возможно, как доказано в работах [2, 3, 4, 5, 6, 7], заменой на РУО (растворы на углеводородной основе) буровых промывочных жидкостей на водной основе. Исследования, посвященные поиску типов буровых растворов, удовлетворяющих большинству требований к ним при вскрытии пласта В₁₀, позволили отобрать восемь вариантов:

- инвертно-эмульсионные растворы (ИЭР): № 1 «Эмулькарб» марки М и № 2 «Эмулькарб» марки Д (ООО НПП «Буринтех», г. Уфа), № 3 «Megadril М» и № 4 «Megadril Д» (ООО «ИКФ» г. Волгоград);
- № 5 солевой биополимерный буровой раствор (СБР);
- № 6 буровой раствор на водной основе (НМБРК-001);
- № 7 и № 8 ИЭР соответственно на основе дизельного топлива и на основе нефти [8, 9, 10].

Лабораторные испытания каждого из перечисленных растворов при температуре 10 °С (свойство пласта В₁₀) позволили получить их технологические параметры, одни из которых превосходят альтернативные варианты (например, у растворов № 7 и 8 плотность, условная вязкость, содержание твердой фазы, восстановление проницаемости кернового материала), но при этом уступают другим (у тех же БПЖ статическое напряжение сдвига и электростабильность). Поэтому для выбора наилучшего варианта раствора, удовлетворяющего всем требованиям (плотность в пределах 900-1000 кг/м³, приемлемые реологические характеристики при низких температурах пласта, физико-химическая инертность дисперсной фазы раствора к горным породам, эффективное и «возвратное» кольматационное действие, исключение дополнительного напряжения в поровом пространстве и смачиваемости породы продуктивного коллектора и прочие) была применена методика решения многокритериальной задачи, алгоритм которой основан на методе анализа иерархий [11] и показан на рисунке 1 [12, 13].

Критерием оптимальности в использованной методике выступает наибольшая величина глобального (обобщенного синтезированного) приоритета одной из рассматриваемых альтернатив, другим словом, средневзвешенная оценка превосходства одного из вариантов буровой промывочной жидкости над другими одновременно по всем параметрам с учетом степени важности последних. Вычисление таких оценок для всех альтернативных вариантов БПЖ позволило установить, что наибольшие значения глобального приоритета (и распределенного, и идеального) принадлежат инвертно-эмульсионному раствору на основе нефти. Следовательно, этот тип бурового раствора является наиболее предпочтительным для первичного вскрытия пласта В₁₀ Восточно-Алинского месторождения.



Рисунок 1 - Алгоритм выбора оптимального типа раствора на основе метода анализа иерархий

Библиографический список:

1. Полимерные буровые растворы. Эволюция «из грязи в князи» / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, Л. А. Каменский, В. А. Федоровская. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – № 12. – 2014. – С. 24-28.
2. Булатов А.И. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин / А. И. Булатов, О. В. Савенок. – Краснодар: Просвещение–Юг, 2010. – 522 с. – Текст : непосредственный.
3. Абрамов Е. В. Раствор на углеводородной основе для бурения скважин в осложненных геологических условиях на месторождениях Западной Сибири / Е. В. Абрамов, К. А. Кокорина, В. П. Нехорошев // Бурение и нефть. – 2016. – № 3. – С. 46-48.
4. Бродский Ю. А. Буровые растворы на углеводородной основе / Ю. А. Бродский, И. З. Файнштейн, В. Заворотный // Специальное приложение к журналу «НЕФТЬ и КАПИТАЛ». – 2003. – № 7. – URL: <https://www.consit.ru/stati/st-organobentonit/burovye-rastvory-na-uglevodorodnoj-osnove> (дата обращения: 10.12.2020).
5. Применение системы бурового раствора на углеводородной основе «Полиэмульсан» на скважине № 2371 Уренгойского НГКМ / С. В. Мазыкин, В. И. Ноздря, В. А. Мнацаканов [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2012. – № 4. – С. 15-18.

6. Троицкий В.Н. Буровые растворы на углеводородной основе с применением органобентонита / В. Н. Троицкий, А. М. Фанштейн. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2010. – № 3. – URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2010-03/12> (дата обращения: 10.12.2020).

7. Трофимова Т. Буровые растворы на углеводородной основе / Т. Трофимова. – Текст : непосредственный // Журнал «Сибирская нефть». – 2017. – № 147. – URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2017-december/1306551/> (дата обращения: 28.12.2020).

8. Применение растворов на углеводородной основе при первичном вскрытии и разбуривании продуктивного горизонта на месторождении Восточной Сибири / В. А. Парфирьев, С. А. Палеев, Н. Н. Закиров, Ю. В. Ваганов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 74-79. – DOI: 10.24887/0028-2448-2019-12-112-114.

9. Парфирьев В. А. Инвертно-эмульсионные растворы для вскрытия хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения / В. А. Парфирьев, Ю. В. Ваганов, Н. Н. Закиров. – Текст : непосредственный // Известия вузов Нефть и газ. 2020. № 5. – С. 48-53. – DOI: 10.31660/0445-0108-2020-3-44-53.

10. Парфирьев В. А. Опыт применения раствора на углеводородной основе при вскрытии продуктивного пласта на месторождении Восточной Сибири / В. А. Парфирьев. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2022. – № 2. – С. 40-42.

11. Саати Т. Л. Принятие решений. Метод анализа иерархий / Т. Саати. Перевод с английского Р. Г. Вачнадзе. – Москва : Радио и связь, 1993. – 278 с. – Текст : непосредственный.

12. Методика обоснования выбора оптимального состава бурового раствора для бурения скважин в интервалах разупрочненных горных пород / И. В. Дружинина, В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов [и др.]. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 10 (358). – С. 1925. DOI: 10.33285/0130-3872-2022-10(358)-19-25.

13. Выбор рецептуры технологической жидкости для строительства скважин. Методические рекомендации к практическим занятиям и лабораторным работам по дисциплинам «Технологические жидкости для различных этапов строительства скважин», «Промывка скважины со сложными условиями», «Заканчивание скважин», «Научно-исследовательский семинар», «Системный анализ и моделирование» для обучающихся по направлению 21.04.01 «Нефтегазовое дело», направленность «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки» / И. В. Дружинина, В. П. Овчинников, С. Н. Бастриков, В. Г. Кузнецов, О. В. Рожкова ; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень: Издательский центр БИК ТИУ, 2023. – 47 с. – Текст: непосредственный.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБЛЕГЧЕННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА ОБР-0,7

Санжапов И. И., группа 72-21, г. Альметьевск, ilgamsan@bk.ru

Актуальной задачей современной буровой технологии является повышение качества вскрытия продуктивных пластов на основе выполнения комплекса исследований путей снижения плотности и разработки новых промывочных растворов, методов их приготовления, регулирования свойств и применения в конкретных горно-геологических условиях строительства скважин. Однако, до сих пор для бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин используют промывочные растворы на водной основе с плотностью 1080-1120 кг/м³ и фактической репрессией на продуктивный пласт до 10,0-12,0 МПа, что не соответствует действующим нормативным документам, по которым репрессия на вскрываемый горизонт не должна превышать 5-10 МПа.

Нефтяным резервуарам с АНПД исторически уделялось меньше внимания, чем пластам с АВПД, в силу того, что при бурении данных пластов, как правило, не возникало серьезных осложнений при бурении. Тем не менее осложнения при бурении пластов с АНПД также могут иметь серьезные последствия для дальнейшего процесса разработки месторождения.

Бурение с давлениями бурового раствора намного выше значений пластового давления может значительно снизить дальнейшую эффективность разработки разбуриваемого пласта т.к. фильтрат бурового раствора может проникнуть в пласт, вызывая набухание и перенос глинистых частиц, которые могут закупорить имеющиеся поровые каналы.

Недостатками известного бурового раствора низкой плотности для сероводородсодержащих месторождений являются отсутствие возможности создания давления столба жидкости в скважине ниже гидростатического, а также отсутствие возможности применения в составе бурового раствора нейтрализатора сероводорода ввиду его высокой плотности. К дополнительным недостаткам известного бурового раствора можно отнести отсутствие возможности повторного применения бурового раствора после насыщения его сероводородом, что приводит к значительным затратам на складирование, транспортировку и утилизацию отработанного бурового раствора, увеличивает затраты времени на приготовление, дополнительную обработку бурового раствора в процессе бурения и капитального ремонта для поддержания необходимых параметров бурового раствора.

Ниже предоставлена таблица 1 с параметрами раствора с разной рецептурой, исходя из данных таблицы, можно заметить, что не всегда удастся добиться необходимой низкой плотности или высоких показаний реологических свойств бурового раствора.

Во время бурения плотность бурового раствора повышается. Происходит схлопывание пузырьков газа, дающие понижение плотности ниже чем у воды. На удерживающую способность пузырьков влияет СНС и

ДНС. Растворы, имеющие плотность ниже 1 г/см^3 имеют низкие показатели СНС и ДНС, что отрицательно сказывается на долговечности и износостойкости раствора.

В связи с данными актуальными проблемами, совместно со специалистами компании «Мирико» на базе их хим. реагентов был разработан облегченный буровой раствор ОБР-07, параметры которого подходят для устранения многих вышеописанных проблем.

Таблица 1

Параметры облегченных буровых растворов для проведения работ на скважинах с низкими и аномально низкими пластовыми давлениями на сероводородсодержащих месторождениях

Состав, содержащий микросферы, мас. 1-5 %	Плотность, г/см^3	УВ,с	Водоотдача, $\text{см}^3/30 \text{ мин}$	Пластическая вязкость, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	ДНС, дПа	СНС, дПа	
						1 мин	10 мин
1-5	1,03	50	6	20	115	48	52,8
1-10	0,88	110	5	22	149	48	62,4
2-5	1,07	54	3	23	123	49	62,8
2-10	1,03	113	2	30	152	50	67,2
3-5	0,92	47	3	13	62,4	19,2	38,4
3-10	0,87	75	2	16	110	28,8	48

Облегченный буровой раствор ОБР-0,7 представляет собой раствор, имеющий плотность 0,6, что является хорошим показателем среди аналогов. Такой показатель плотности позволяет дорабатывать раствор необходимыми дополнительными реагентами, которые при добавлении повышают плотность, тем самым лишают раствора главной особенности – иметь плотность ниже, чем плотность воды (табл. 2).

Таблица 2

Показатели свойств облегченного бурового раствора ОБР-0,7

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя
Плотность	кг/м^3	600
Условная вязкость	сек	62
Пластическая вязкость	$\text{мПа}\cdot\text{с}$	19,5
τ_0 (ДНС)	дПа	76
СНС 10с/10м	дПа	33/52
Фильтрация	$\text{см}^3/30 \text{ мин}$	4,4
рН		10

Исходя из вышперечисленного, ОБР-0,7 имеет параметры облегченного раствора, который может применяться на различных скважинах с АНПД, имеет возможность для дополнительной обработки, не теряя нужный показатель плотности.

Библиографический список:

1. Логвиненко С. В. Буровой инструмент / С. В. Логвиненко: справочник: учеб. пособие для вузов. – Москва: ОАО «Издательство "Недра". – 2013. – 99 с. – Текст : непосредственный.
2. Калинин А. Г. Бурение наклонных и горизонтальных скважин / А. Г. Калинин, Б. А. Никитин : справочник. – Москва: Недра. – 2012. – 235 с. – Текст : непосредственный.
3. Мурадханов И. В. Строительство нефтяных и газовых скважин: практикум / И. В. Мурадханов, Р. Г. Чернявский. – Текст : непосредственный. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет. – 2018. – 106 с.

Научный руководитель: Фатхутдинов И. Х. доцент, канд. техн. наук.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ САПОНИТОВОЙ ГЛИНЫ КАК СТРУКТУРООБРАЗУЮЩЕГО АГЕНТА В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ

Торопчина М. А., группа ХТПЭ-22, г. Санкт-Петербург,
toropchina_maria@bk.ru,

Кучин В. Н., к. т. н., н. с. НЦ «Арктика», г. Санкт-Петербург,
cuchin.vya4eslaw2013@yandex.ru

В работе рассматривается гипотетическая возможность применения сапонитовой глины в качестве структурообразующего агента буровых растворов на водной основе. Традиционно при подготовке промывочных жидкостей применяется бентонитовый глинопорошок [1-3]. Бентонитовая глина содержит в своем составе не менее 60 % монтмориллонита, который, наряду с сапонитом, относится к классу слоистых силикатов. В таблице 1 представлено сравнение сапонитовой глины Ломоносовского месторождения [4, 5] и бентонитовой глины Зыряновского месторождения.

Согласно таблице 1 был сделан вывод о сходстве физических параметров рассматриваемых глин. Кроме того, отличительной особенностью сапонита по сравнению с бентонитом является образование устойчивой взвеси при распускании в воде, что может стать одним из преимуществ использования данного сырья.

Для образцов сапонитовой взвеси с разными концентрациями твердых веществ были определены основные реологические и фильтрационные показатели, значение которых представлено в таблице 2.

Реологические показатели представленных образцов близки к численным значениям рассматриваемых буровых растворов [6]. Толщина фильтрационного кека увеличивается с большей концентрацией взвешенных веществ, меньшая концентрация вызывает резкое увеличение объема фильтрата. Следовательно, рабочий диапазон концентрации взвешенных веществ находится в пределах 85-100 г/л.

Таблица 1

Сравнительная таблица структурообразующих агентов буровых растворов

	Сапонит (Ломоносовский ГОК, Архангельская область)	Бентонит (Зырянское месторождение, Курганская область)
Состав, группа	$\text{Na}_x\text{Mg}_3(\text{Al}_x\text{Si}_4\text{O}_{10})(\text{OH})_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$ Относится к группе филлосиликатов	$\text{Al}_2[\text{Si}_4\text{O}_{10}](\text{OH})_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ Не менее 60-70 % монтморил- лонита
Набухание	5,6-6,0 %	5,1-5,8 %
Удельный вес	2700-3150 кг/ м ³	2500 – 2760 кг/м ³
рН суспензии	6,5-7,0	6-9,5
Влажность по ТУ 39-0147001-105-93	-	10-12 %
Влажность фактическая	5,6 %	1,1%
Основной размер частиц порошка (Microsizer 201)	3,16-3,65 мкм; 14,4-16,6 мкм	2,75-3,16 мкм
Содержание песка (РД 39-00147001-773-2004)	0,2 %	1,0 %
Визуальная характеристика суспензии 10%	Сохраняет седиментационную устойчивость в течение длительного времени	Расслоение наблюдается через 5 минут после получения суспензии

Таблица 2

**Реологические и фильтрационные показатели в зависимости
от содержания взвешенных веществ в образце**

Определяемый показатель	70 г/л	85 г/л	100 г/л	115 г/л
Плотность, г/мл	1,035	1,055	1,060	1,070
СНС/СНС10 , дПа	9,6/9,6	24/48	24/48	29/33
ДНС, сП	9,6	4,8	19,2	19,2
Условная вязкость, с	17	18	20	22
Водоотдача, мл/30 мин	-	24	22	21
Толщина фильтрационного кека, мм	-	1	1	4

С целью повышения вязкости системы был использован побочный продукт производства глинозема – содосульфатная смесь. В составе данного сырья содержится около 80 % сульфата натрия (Na_2SO_4) и 20 % карбоната натрия (Na_2CO_3), остальное примеси [7, 8].

Было получено 6 образцов сапонитовой суспензии, обработанной содосульфатной смесью; составы образцов указаны в таблице 3. Дальнейшее повышение концентрации содосульфатной смеси нецелесообразно, так как глинистые частицы коагулируют, и система теряет седиментационную устойчивость.

Состав образцов сапонитовой суспензии при введении содосульфатной смеси

Состав №	1	2	3	4	5	6
Содержание взвешенных веществ, г/л	85			100		
Содержание содосульфатной смеси, г/л	2,8	5,7	10	2,8	5,7	10

Результаты определения реологических показателей образцов суспензии № 1-6 представлены на рисунке 1.

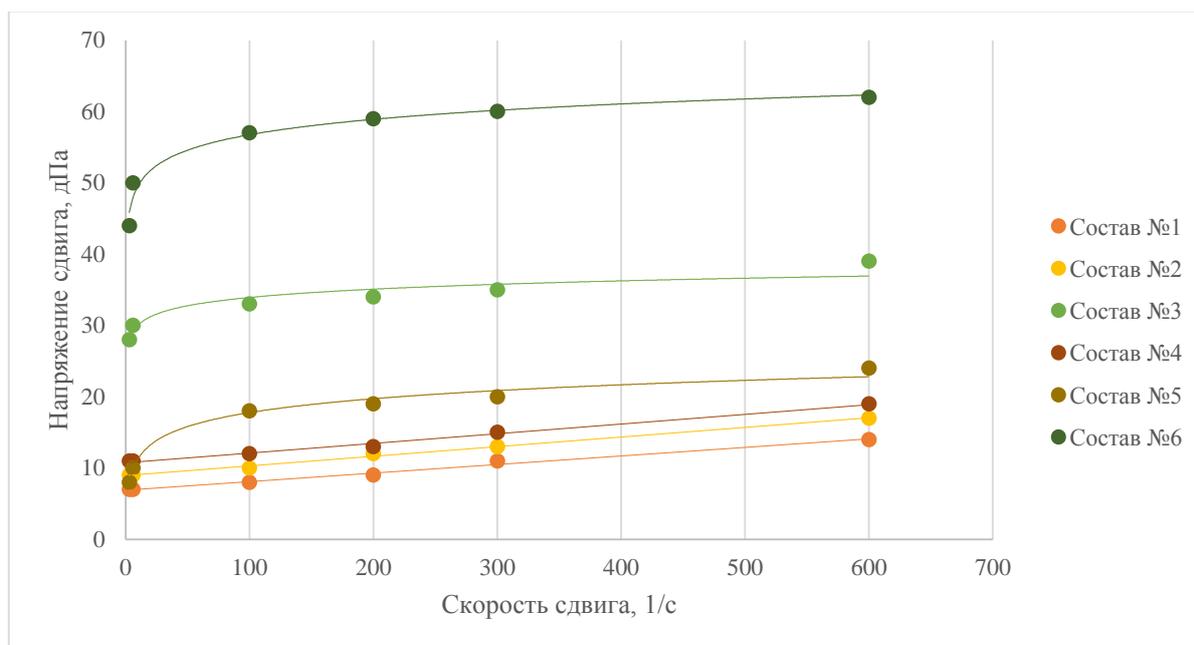


Рисунок 1 – Зависимость напряжения сдвига от скорости вращения

Из рисунка видно, что образцы под номерами 3, 5 и 6 соответствуют модели течения Гершеля-Балкли, следовательно, они подлежат дальнейшему совершенствованию составов.

Фильтрационные исследования показали, что показатель водоотдачи возрастает до 35-40 мл/30 мин, при этом толщина фильтрационного кека возрастает до 1,5-2 мм.

По результатам проведенных исследований было установлено, что применение сапонитовой глины в качестве структурообразующего агента буровых жидкостей возможно при условии снижения величины водоотдачи для образцов с подходящими реологическими моделями. Перспективным направлением исследований является подбор реагентов для улучшения показателя фильтрации.

Библиографический список:

1. Loseva A. V. Technologies for Bottomhole Zone Treatment in the Western Siberia Fields / A. V. Loseva, D. G. Petrakov. – Text : direct // Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering. – 2021. – № 4. – P. 176-181.

2. Abdou M. I. Effect of particle size of bentonite on rheological behavior of the drilling mud / M. I. Abdou, H. El-Sayed Ahmed. – Text : direct // Petroleum science and technology. – 2011. – №. 21. – P. 2220-2233.

3. Choo K. Y. Effects of bentonite concentration and solution pH on the rheological properties and long-term stabilities of bentonite suspensions / K. Y. Choo, K. Bai.. – Text : direct // Applied Clay Science. – 2015. – Т. 108. – P. 182-190.

4. Pashkevich M. A. Reutilization prospects of diamond clay tailings at the Lomonosov mine, Northwestern Russia / M. A. Pashkevich, A. V. Alekseenko. – Text : direct // Minerals. – 2020. – Т. 10. – №. 6. – P. 517-521.

5. Облицов А. Ю. Перспективные направления утилизации отходов обогащения алмазоносной породы месторождения имени М. В Ломоносова / А. Ю. Облицов, В. А. Рогалев. – Текст : непосредственный // Записки Горного института. – 2012. – Т. 195. – С. 163-167.

6. Николаев Н. И. Разработка составов промывочных жидкостей для повышения эффективности бурения твердых горных пород / Н. И. Николаев, Е. Л. Леушева. – Текст : непосредственный // Записки Горного института. – 2016. – Т. 219. – С. 412-420.

7. Комплексная добавка на основе содосульфатной смеси / Р. Р. Кашапов, М. Н. Красиникова, В. Г. Хозин, А. Ф. Галеев – Текст : непосредственный // Известия Казанского государственного архитектурно-строительного университета. – 2015. – №. 2 (32). – С. 239-243.

8. Boussen S. The rheological, mineralogical and chemical characteristic of the original and the Na₂CO₃-activated Tunisian swelling clay (Aleg Formation) and their utilization as drilling mud / S. Boussen. – Text : direct // Applied Clay Science. – 2015. – Т. 118. – С. 344-353.

Научный руководитель: Зубкова О. С., канд.техн.наук, н. с. НЦ «Проблем переработки минеральных и техногенных ресурсов».

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ПОЛИМЕРНЫХ РЕАГЕНТОВ В УСЛОВИЯХ ВОЗДЕЙСТВИЯ ФОТОТЕРМОБИОДЕСТРУКЦИИ

Цуканова Анастасия Николаевна, старший преподаватель кафедры бурения
ФГБОУ ВО УГТУ, г. Ухта, atsukanova@ugtu.net

Успешная проводка любой скважины невозможна без качественной буровой промывочной жидкости, обеспечивающей оптимальные режимы бурения исходя из конкретных геолого-технических задач бурения, исключение различного рода геологических осложнений, негативно отражающихся на процессе углубления скважин. Полимерные реагенты различной природы применяемые в качестве флокулянтов, стабилизаторов и т.д., позволяют управлять фильтрационными и реологическими свойствами промывочной жидкости, оказывающими влияние как на технологию бурения, так и на возможность возникновения осложнений [1].

Изменения в структурной формуле высокомолекулярных полимерных реагентов, протекающие в ходе воздействия таких факторов, как свет, температура, микробиологическое (бактериальное) поражение (фототермобиодеструкция), следствием чего является разрыв гликозидных связей в полимерном соединении, зачастую необратимы [2]. Так, например, в процессе биодеструкции производных целлюлозы (целлюлазный комплекс) под действием определенных микроорганизмов (ферментных систем) осуществляется разложение до глюкозы. Данный комплекс включает не менее трех ферментов, таких как эндо- β 1,4-глюканаза, экзо- β -1,4-глюканаза и β -глюкозидаза [3], воздействие которых приводит к разрыву гликозидных связей, являющихся причиной “разрушения” реагента и потерей контроля над управлением реологическими и фильтрационными свойствами буровых промывочных жидкостей.

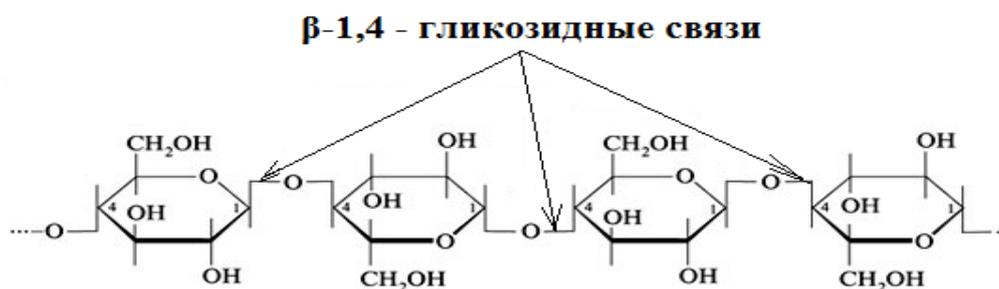


Рисунок 1 – Соединение звеньев целлюлозы
(линейный полимер D-глюкозы с -1,4-гликозидными связями)

Ориентирование только лишь на водородный показатель, используемый ранее как маркер деструктивных изменений системы, является грубой ошибкой. Для качественного контроля ферментативных изменений необходимо отслеживание динамики изменения реологических и фильтрационных характеристик в системах, содержащих любые полисахариды [4].

В лабораториях кафедры бурения Ухтинского государственного технического университета был выполнен комплекс экспериментальных исследований, направленный на оценку изменения реологических и фильтрационных свойств глинистых суспензий, содержащих эфиры целлюлозы или их производные, биополимеры (СМС LV, Рас LE, Рас LV, Ретропас НV, Полипас R, Полипас UL, РАС SL, ПАЦ- В, ПАЦ-Н, N-Vis, Duo Vis, АЛПАЦ), на стандартном оборудовании для анализа буровых растворов Fann и Ofite [5].

Методика планирования и проведения экспериментального исследования включала следующие этапы:

- Определение выборки исследуемых полимерных реагентов.
- Приготовление глинистой суспензии заданной плотности (1040 кг/м^3).
- Обработка глинистой суспензии реагентом в рабочих концентрациях (реагенты вводились в буровой раствор в сухом виде).
- Ежесуточная оценка параметров реологии (полный комплекс) и фильтрации, в течение 12 дней.
- Обработка полученных результатов.

Частичные результаты экспериментального исследования представлены ниже, в виде графических зависимостей (рисунки 2-4).

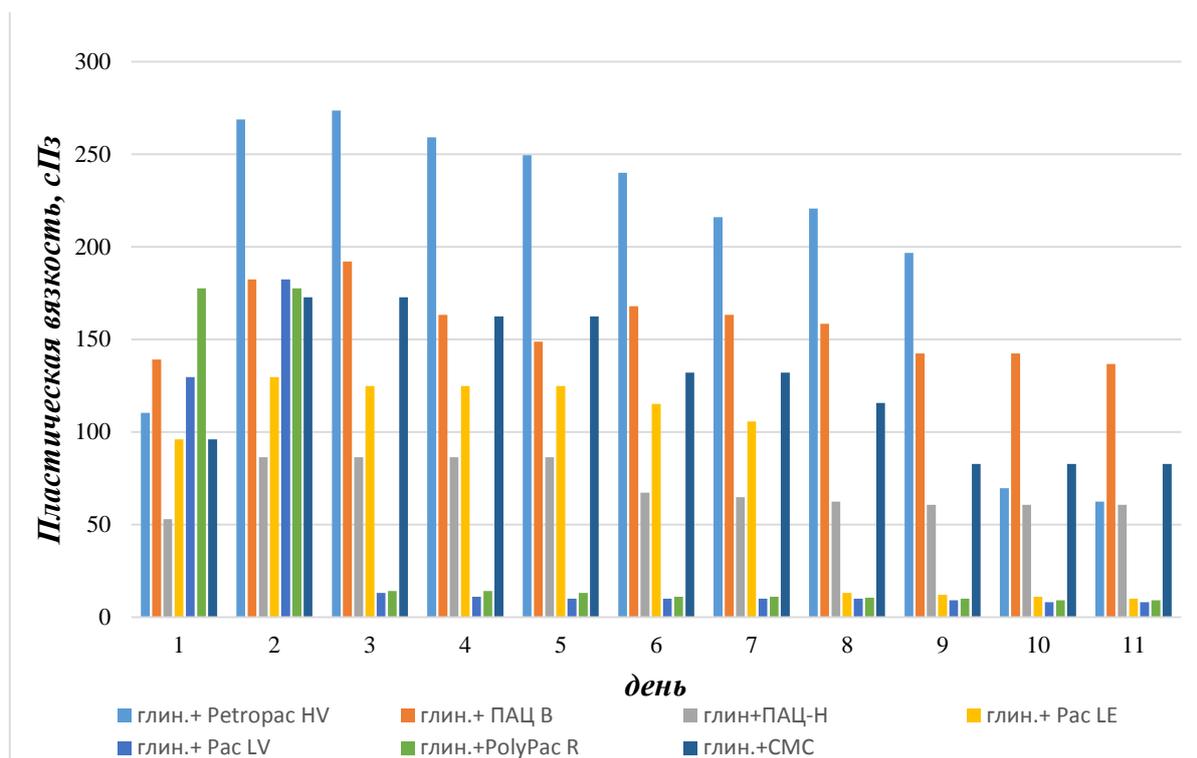


Рисунок 2 – Зависимость изменения пластической вязкости глинистого раствора ($\rho=1040 \text{ кг/м}^3$) с добавкой полимера, от времени выдержки

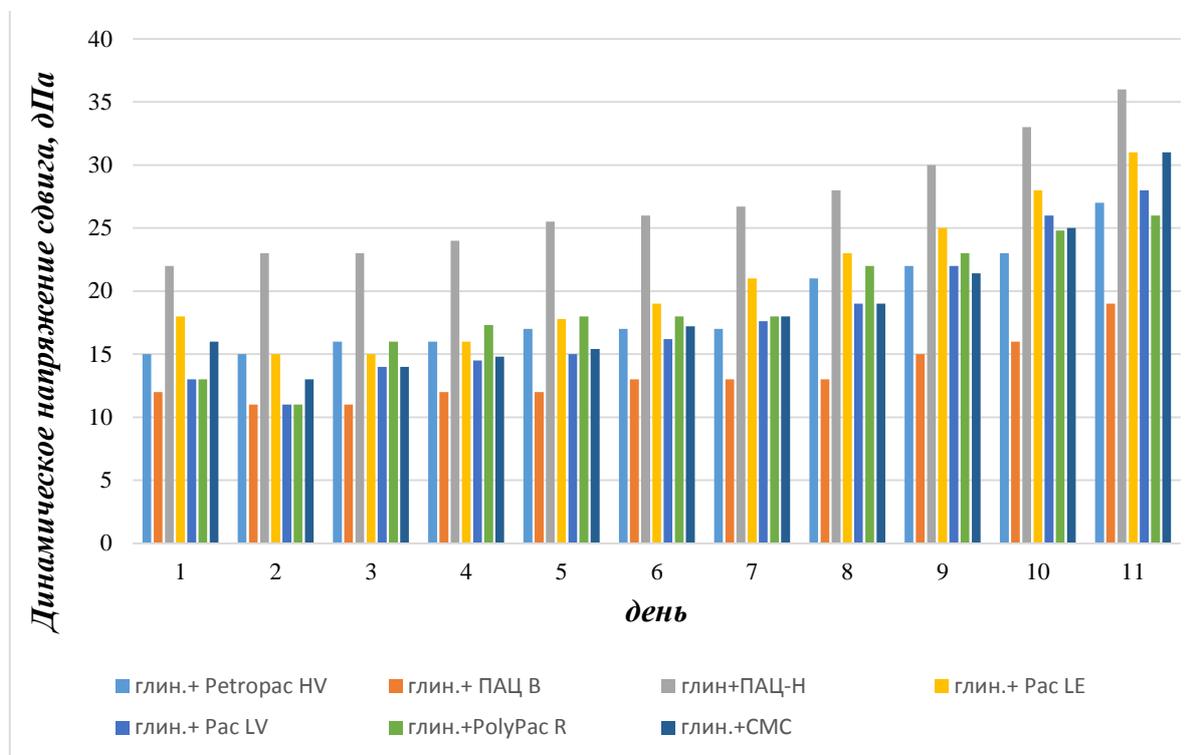


Рисунок 3 – Зависимость изменения ДНС (динамического напряжения сдвига) глинистого раствора ($\rho=1040 \text{ кг/м}^3$) с добавкой полимера, от времени выдержки

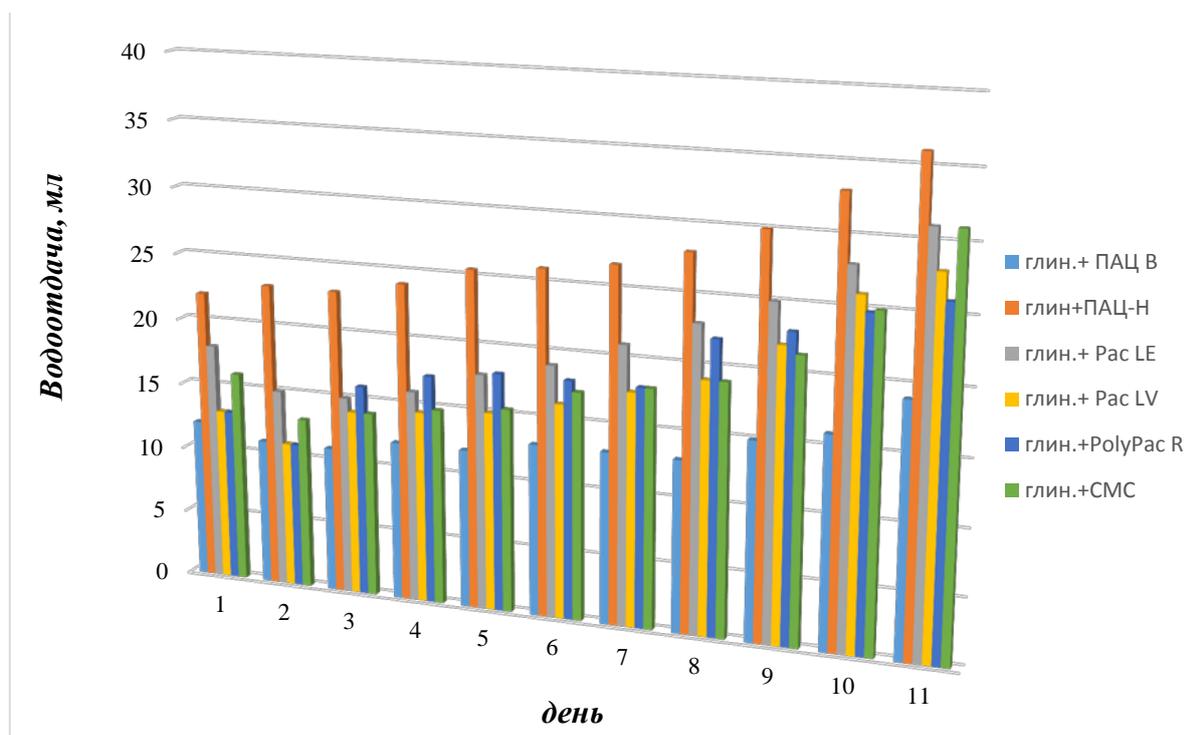


Рисунок 4 – Зависимость изменения водоотдачи глинистого раствора ($\rho=1040 \text{ кг/м}^3$) с добавкой полимера, от времени выдержки

В ходе исследования часть реагентов (биополимеры на основе гуаровой камеди и ксантана) практически полностью ферментировались к концу пятого дня эксперимента, данные по этой группе реагентов не представлены на диаграммах. Проведенные исследования подтвердили предположение о волновом, нарастающем характере процесса деструкции и позволили выделить начальные “точки” необратимых изменений в реологических и фильтрационных свойствах экспериментальных образцов.

Библиографический список:

1. Кряжев, В.Н. КМЦ И ПАЦ – традиционные стабилизаторы буровых растворов / В. Н. Кряжев, О. В. Гальцева, С. И. Смирнов. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 6. – С. 28-33.
2. Семчиков Ю. Д. Высокомолекулярные соединения : учебник для вузов / Ю. Д. Семчиков. – Н. Новгород : Издательство Нижегородского государственного университета им. Н. И. Лобачевского; Москва: Издательский центр «Академия». – 2003. – 368 с.
3. Лысак В.В. Разложение природных органических полимеров / Курс лекций “Физиология микроорганизмов”. – Текст: электронный // – URL:http://www.bio.bsu.by/microbio/files/physiology_of_microorganisms_lysak_0205.pdf (дата обращения: 12.01.23).
4. Цуканова А. Н. Деструкция органических полимерных соединений и ее роль в увеличении показателя водоотдачи / А. Н. Цуканова, Н. М. Уляшева. – Текст : непосредственный // Строительство скважин на суше и на море. – Москва: РГУ им. И. М. Губкина. – 2022. – № 9. – С. 20-25.

5. ГОСТ 33213–2014 (ISO 10414–1:2008). Контроль параметров буровых растворов в промысловых условиях. Растворы на водной основе. Общие положения : межгосударственный стандарт : принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 22 декабря 2014 г. № 73-П): введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации: Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 5 июня 2015 г. № 571-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008) с 1 апреля 2016 г.. – М.: Стандартинформ, 2015. – 75 с.

Научный руководитель: Уляшева Н. М., профессор кафедры бурения ФГБОУ ВО УГТУ, канд.техн.наук, профессор.

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ НА ОСНОВЕ МОРСКОЙ ВОДЫ КАРСКОГО МОРЯ

Черкашин А. А., группа ТССм-21-1, г. Тюмень, tyumenplay@mail.ru

Шумилкина О. В., начальник ЛБР, ООО «Газпром проектирование»,

к. т. н., г. Тюмень, oshumilkina@proektirovanie.gazprom.ru

Сенюшкин С. В., начальник отдела ССС, ООО «Газпром проектирование»,

к. т. н., г. Тюмень, ssenyushkin@proektirovanie.gazprom.ru

В настоящее время активно развивается бурение скважин на нефть и газ в арктическом регионе России. Помимо уже разбуриваемых месторождений сухопутной части Ямало-Ненецкого округа, большие перспективы имеют шельфовые месторождения Карского моря, Обской губы, залива Шарапов Шар, имеющие значительные запасы углеводородов. В данный момент приоритет разработки отдают уникальным месторождениям Надым-Пур-Тазовского региона и Ямальского полуострова, при этом ожидается что по мере сокращения добычи в данных регионах, возместить недостающие объемы нефти и газа могут месторождения акваторий Карского моря, Обской и Тазовской губ. Запасы на шельфе Карского моря суммарно оцениваются в 4.9 млрд т нефти и 8.3 трлн м³ газа, Обской и Тазовской губ суммарно более 7 трлн м³ газа. Таким образом, можно прогнозировать, что добыча полезных ископаемых в данных акваториях в ближайшем будущем будет только расти, что делает необходимым разработку новых технологических решений в области бурения скважин.

Одной из важных проблем при бурении скважин в акваториях арктических морей является недоступность пресной воды в качестве дисперсионной среды для приготовления глинистых буровых растворов. Отсутствие возможности пробурить водозаборную скважину в условиях морской платформы, большая стоимость доставки пресной воды посредством судов значительно увеличивает экономическую нагрузку для буровых компаний. Одним из возможных вариантов решения данной проблемы является забор морской воды и дальнейшее ее опреснение, что приведет к огромным за-

тратам на перепроектирование и перестройку морских платформ, а также закупку иностранных опреснительных установок, что затруднено в условиях санкций. Таким образом, наиболее оптимальным вариантом получения воды для затворения глинопорошка при бурении в акватории арктических морей, является забор чистой морской воды.

Применение морской воды в качестве дисперсионной среды для затворения глинопорошка имеет как преимущества, так и недостатки. Из преимуществ, помимо экономической эффективности, следует отметить повышение ингибирующих свойств благодаря наличию большого количества солей: катионов Na, K, Mg, Ca и анионов Cl, SO₄, S₂, HCO₃ [3]. Это позволяет применять меньше реагентов-ингибиторов.

К недостаткам при использовании морской воды в качестве дисперсионной среды можно отнести ограничение к применяемым глинопорошкам для образования структуры раствора. На месторождениях Западной Сибири, в основном, применяется порошок бентонитовый модифицированный (ПБМ) различных марок: ПБМА, ПБМБ и др. Однако, согласно некоторым исследованиям, если в воде содержится более 5% солей, данный тип глинопорошка полностью теряет свои вязкостные и тиксотропные свойства [1].

Альтернативой бентонитовым модифицированным порошкам являются палыгорскитовые порошки (ПП). Самой распространенной маркой данных порошков является ППБ, где «Б» характеризует выход глинистого раствора вязкостью 20 мПа·с не менее 16 м³/т [6]. Данный тип глинопорошка разработан специально для приготовления солестойких буровых растворов при бурении в особо засоленных отложениях. Так же, в номенклатуре некоторых российских производителей есть бентонитовый порошок [5], произведенный по стандарту API 13A, раздел ОСМА. Данный глинопорошок, обработанный кальцинированной содой и органическими полимерами, согласно некоторым исследованиям, практически не теряет свои вязкостные и тиксотропные свойства в воде, содержащей большое количество солей [2].

Целью данных исследований является изучение структурно-реологических свойств глинистых суспензий, приготовленных из различных глинопорошков. В качестве дисперсионной среды использовалась водопроводная вода и вода, отобранная в прибрежной части полуострова Ямал, находящейся в акватории Карского моря. Проведенный химический анализ показал общую минерализацию воды по сухому остатку 14,3 г/л (1,43 %). Плотность воды составляет 1005 кг/м³. Состав воды представлен в табл. 1.

Таблица 1

Состав морской воды Карского моря

Показатель	Магний	Кальций	Натрий	Калий	Хлориды	Сульфат-ион	Гидрокарбонаты	Железо	Общая минерализация
г/л	0,465	0,156	4,19	0,162	7,32	1,05	0,065	<0,0005	14,3

Используя глинопокрошки отечественных производителей ПБМА [5], ППБ [6], и ОСМА [4] были приготовлены шесть суспензий, для этого каждый глинопокрошок затворен в водопроводной и морской воде при комнатной температуре. Первичное затворение проводилось при содержании глинопокрошка 20 г/л, при этом глинистая суспензия перемешивалась на лабораторной мешалке при скорости вращения швеллера 11000 об/мин в течение 20 минут, после чего оставлялась в состоянии покоя на 18 часов для диспергирования. Далее, после перемешивания глинистой суспензии в течении 15 минут, проводился замер структурно-реологических свойств. Суспензии оставались в состоянии покоя на 30 минут с проведением фотофиксации седиментационной устойчивости глинопокрошка. Затем, глинистые суспензии дообработывали до содержания глинопокрошка 40, 60 г/л. Приготовление глинистых суспензий проводилось согласно методике, приведенной выше, затем проводился замер структурно-реологических свойств.

В табл. 2 приведены результаты определения структурно-реологических показателей глинистых суспензий на основе водопроводной воды и морской воды. Исследования проводились на ротационном вискозиметре OFITE 900.

Как видно из табл. 2, с увеличением содержания глинопокрошки ПБМА и ОСМА в морской воде не сформировали устойчивую структуру раствора, об этом свидетельствуют нулевые значения статического напряжения сдвига как за 10 секунд, так и за 10 минут. Это означает, что суспензия не способна удерживать во взвешенном состоянии частицы выбуренной породы. На рисунках 1 и 2 приведены значения углов закручивания глинистых суспензий в качестве дисперсионной среды которых использовалась водопроводная (рис. 1) и морская (рис. 2) вода. О низких реологических показателях данных суспензий при диспергировании в морской воде так же свидетельствуют околонулевые значения углов закручивания ротационного вискозиметра, приведенные на рис. 2.

Таблица 2

Результаты реологических исследований

Параметр	20 г/л		40 г/л		60 г/л	
	Водопроводная вода	Морская вода	Водопроводная вода	Морская вода	Водопроводная вода	Морская вода
ПБМА						
УВ, с	14	14	16	14	40	14
ПВ, мПа·с	1.5	0.9	3.5	1.6	6.8	1.6
ДНС, дПа	4.3	3.2	26.1	2.9	86.4	8.6
СНС $_{10\text{сек}/10\text{мин}}$, дПа	0/0	0/0	10.2/15,3	0/0	51/61,2	0/5,1
ППБ						
УВ, с	14	14	14	14	16	20
ПВ, мПа·с	1.1	1,3	1,8	2,2	3,2	4,1
ДНС, дПа	2	4,5	10,8	27,9	49,5	104,5
СНС $_{10\text{сек}/10\text{мин}}$, дПа	0/0	0/0	5,1/5,1	10,2/15,3	25,5/30,6	40,8/46
ОСМА						
УВ, с	14	14	14	13	14	13
ПВ, мПа·с	0.8	0.9	1.3	0.8	1.8	1
ДНС, дПа	0.8	0.5	0.6	3.7	6.9	4.3
СНС $_{10\text{сек}/10\text{мин}}$, дПа	0/0	0/0	0/0	0/0	5.1/5,1	0/0

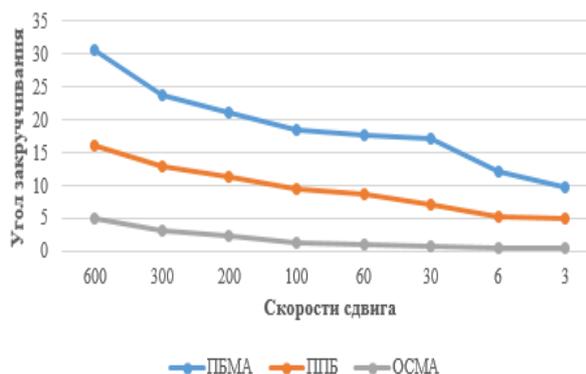


Рисунок 1 – Значения углов закручивания при 8 скоростях сдвига (водопроводная вода)

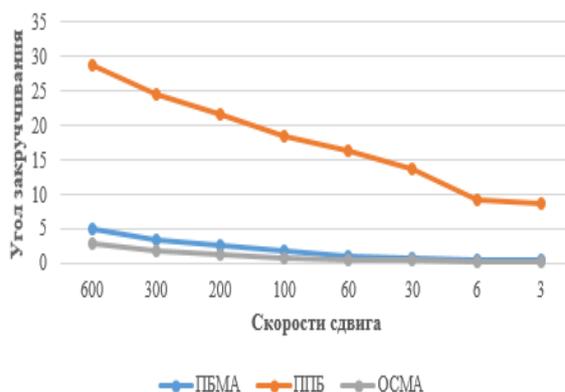


Рисунок 2 – Значения углов закручивания при 8 скоростях сдвига (морская вода, 60 г/л)

Глинопорошок ППБ, в свою очередь, хорошо продиспергировал в морской воде, сформировал устойчивую структуру, и, как показано на рис. 1 и 2, судя по значениям углов закручивания, лишь незначительно уступает ПБМА в водопроводной воде. Так же, следует отметить, что глинопорошок ППБ в морской воде имеет более высокие реологические показатели, чем в водопроводной, что подтверждает свойства палыгорскитовых глин к устойчивости в условиях насыщения раствора солью.

На рис. 3 приведены результаты фотофиксации седиментационной устойчивости глинистых суспензий с содержанием глинопорошка 40 г/л через 30 минут нахождения в состоянии покоя.



1 – водопроводная вода; 2 – морская вода

Рисунок 3 – Результаты фотофиксации седиментационной устойчивости глинистых суспензий

Как видно из рис. 3 бентонитовые глинопорошки не обладают седиментационной устойчивостью в морской воде, мгновенно теряя свою структуру и выпадая в осадок, в том числе, модифицированный по стандарту АРІ глинопорошок ОСМА, что подтверждают приведенные в табл. 2 замеры.

Таким образом, применение глинопорошка ППБ является оптимальным вариантом для приготовления буровых растворов с использованием воды Карского моря в качестве дисперсионной среды. Рабочая концентрация для приготовления раствора при бурении верхних интервалов направления и кондуктора составляет 4-6 %.

Библиографический список:

1. Буровые растворы на основе морской воды для бурения скважин на шельфе Вьетнама / Б. М. Стешин, Н. В. Ты, Г. И. Аникеенко, А. В. Овчаренко. Текст : непосредственный // Строительство скважин на суше и на море. – Москва. – ВНИИОЭНГ. – 2006. – № 11. – С 25-28.
2. Кучин В. Н. Исследование реологических свойств глинистых растворов на основе морской воды / В. Н. Кучин, А. В. Лосева, Е. В. Полянский [и др.]. – Текст : непосредственный // Neftegaz.ru. – 2022. – № 7. – С. 60-63.
3. Нальгиев А. А. Применение морской воды для приготовления ингибирующей буровой промывочной жидкости / А. А. Нальгиев. – Текст : непосредственный // Вестник науки – 2019. – № 12 (21). – Том 1. – С. 257-259.
4. Серебренникова Э. В. Буровой раствор на основе морской воды для бурения на шельфе / Э. В. Серебренникова, Г. В. Шишкова, Р. Б. Малхасьян [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство – Октябрь, 1991. – С. 23-27.
5. ТУ 39-0147001-105-93. Глинопорошки для буровых растворов. Технические условия. – Введ.1993-01-01. – ВНИИКРнефть, 1993. – 38 с. – Текст : непосредственный.
6. ТУ 480-1-334-91. Глина и глинопорошки Калиново-Дашковского месторождения. Технические условия. – Введ.1991-12-13. – Мособлстройматериалы, 1991. – 12 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Бастриков С. Н., д-р техн. наук, профессор.

РЕЗУЛЬТАТЫ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ СТАБИЛИЗАЦИИ НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Шаляпина А. Д., группа ТБСа-19-1, г. Тюмень, shaljapinaad@tyuiu.ru

Сохранение целостности стенок скважины в глинисто-аргиллитовых отложениях по-прежнему является актуальной производственной проблемой и областью научных исследований для предприятий Западной Сибири. На бурение боковых стволов в неустойчивых глинистых горных породах уходит большое количество непроизводительного времени, связанного с ликвидацией возникающих осложнений. Решение данной проблемы позволит значительно сократить расходы на строительство скважин за счет уменьшения непроизводительного времени и незапланированных обработок бурового раствора ингибирующими реагентами [1, 2].

Процесс разрушения глинистых минералов с изменением глубины их залегания происходит по разным причинам, объяснение чему заключается в катагенезе горных пород. Так, потеря стабильности аргиллитов, алевролитов и сланцев развивается преимущественно из-за воздействия перепадов давления на осложненный интервал, влияние фильтрации свободной воды в данном случае минимально, поскольку расстояние между слоями таких глинистых пород слишком мало для ее существенного влияния. Установлено, что аргиллиты в большей мере подвержены раскалыванию вдоль плоскости напластования, чем разрушению из-за фильтрации воды. Глины раннего катагенеза, наоборот, из-за своей пластичности и низкой уплотненности диспергируют вследствие фильтрации свободной воды, которая занимает место в межслойном пространстве [3, 4].

Исходя из приведенной выше информации, для качественной и долговременной стабилизации глинистых горных пород необходим комплексный подход, учитывающий геологические условия бурения скважин и химическое строение глинистых минералов.

Библиографический список:

1. Проблемы и решения, возникающие при бурении скважин в неустойчивых глинисто-аргиллитовых породах / А. Д. Бакирова. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 2. – С. 18-25.
2. Бакирова, А. Д. Исследование технологии закрепления неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород в процессе бурения скважин / А. Д. Бакирова, Д. В. Шаляпин. – Текст : непосредственный // Материалы международной научно-практической конференции молодых исследователей им. Д. И. Менделеева. Сборник статей. Отв. редактор А. Н. Халин. Тюмень, 2020. – С. 292-294.
3. Бакирова, А. Д. Актуальность и возникающие проблемы при бурении скважин в неустойчивых глинисто-аргиллитовых породах / А. Д. Бакирова, Д. В. Шаляпин. – Текст : непосредственный // Проблемы геологии и освоения недр. Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 2020. – С. 390-391.
4. Бакирова, А. Д. Применение методов статистического анализа для создания стабилизирующей глинисто-аргиллитовые породы ванны / А. Д. Бакирова, Д. В. Шаляпин. – Текст : непосредственный // Нефть и газ: технологии и инновации. Материалы Национальной научно-практической конференции. В 3-х томах. Отв. редактор Н. В. Гумерова. 2020. – С. 110-112.

Научный руководитель: Кузнецов В. Г., профессор кафедры НБ, д-р техн. наук, профессор.

СЕКЦИЯ «ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ, КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН»

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСШИРЕНИЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ ДЛЯ СОЗДАНИЯ КРЕПИ СКВАЖИН МОНОДИАМЕТРОМ

Абусал Юсеф, группа А2147-20, г. Уфа, @Yousef-abusal@mail.ru

Шакиров Айнур Рамилевич, группа МГБ-01-21-01, г. Уфа,
@Ainur.shakirov.00@mail.ru

This article discusses one of the new and promising technologies for the construction of wells with the use of expandable casing pipes to obtain supports of the same diameter. SHELL specialists first applied this technology at the beginning of this century [1]. The technology was developed based on the use of special grades of steel with high plastic deformation rates, as well as on the basis of technology and special equipment for expanding casing pipes. The extension includes, as a rule, two main stages: the first is to pre-hydraulic extension pipe profile, and the second is based on a mechanical extension to the final diameter, when the steel pipe in the borehole are rolled through cold processing at temperatures above downhole, at the expense of pushing (with rotation) expanding cone (mandrel) through the column.

Ключевые слова: моделирование, пластическая деформация стали, расширяемые обсадные трубы, строительство скважин.

Расширяемые трубы, как правило, изготавливают контактной сваркой стальной полосы (штрипса), что обеспечивает постоянство толщины стенки, необходимой для качественного расширения. По-видимому, вместо контактной сварки возможно использование и сварки трением. В свою очередь, для изготовления штрипса используются новые высококачественные стали, обладающие уникальным сочетанием высокой прочности и пластичности при температурах ниже 200 °С. Кроме того, дополнительное повышение комплекса механических свойств в сталях может быть достигнуто за счет формирования в трубных заготовках однородной мелкозернистой структуры посредством деформационной обработки [5].

Актуально задачей на сегодня, в области развития и совершенствования рассматриваемой инновационной технологии, является разработка специальных сталей, при креплении скважин трубами монодиаметра (рис. 1). Так же, необходимо совершенствование технологии, разработка специального инструмента и способов расширения обсадных труб в геолого-технических условиях реального строительства скважин, в том числе с поддержанием режима репрессии, либо равновесия с учётом всех критических нагрузок на бурильную колонну и крепь.

В работе представлены результаты моделирования с применением программных комплексов нелинейной динамики (типа ANSYS Explicit Dynamics) позволяющих разработчику оценивать последствия ударных и

прочих импульсных напряжений различной природы на проектируемые объекты, а также выработать меры по повышению стойкости к данным видам воздействий.

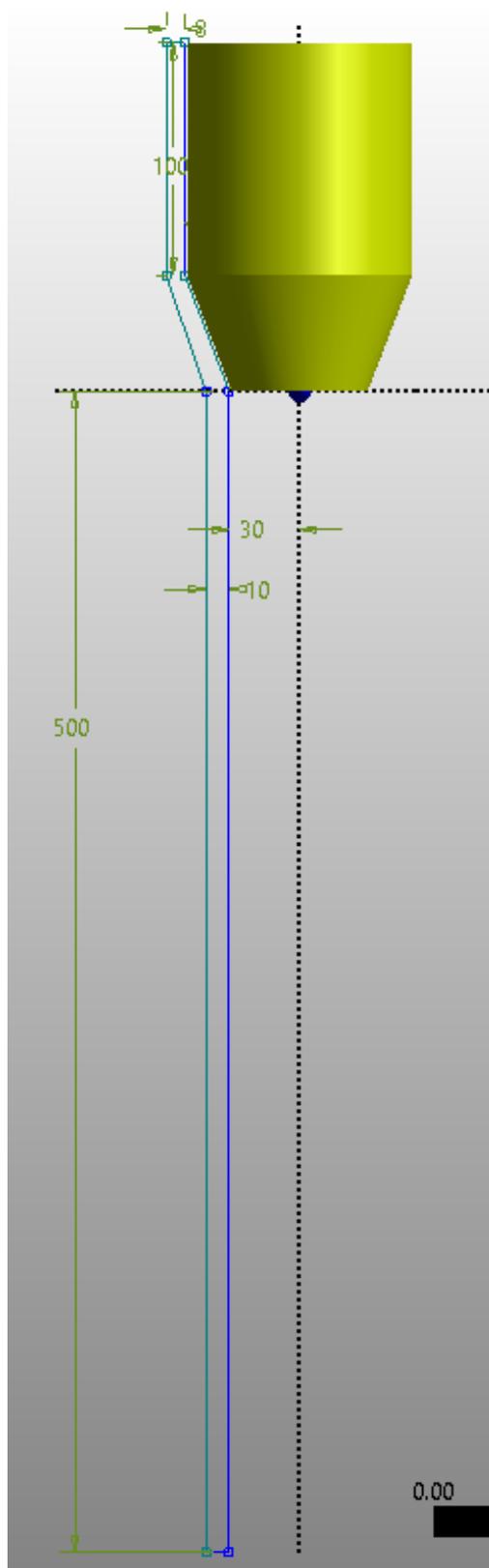


Рисунок 1 – Крепления скважин трубами монодиаметра

Однако после изготовления конструкции начинается процесс ее многолетней эксплуатации. Обеспечение безопасной эксплуатации промышленной конструкции, даже построенной по технически безупречному проекту (выполненному с использованием новейших средств компьютерного моделирования), невозможно без ее периодического освидетельствования, технической диагностики, оценки фактического состояния и своевременного ремонта и замены изношенных деталей. К сожалению, во многих случаях анализ фактического состояния по результатам технической диагностики проводится не только без применения средств компьютерного моделирования, но и вообще без каких-либо надлежащих расчетных оценок.

Необходимы создание и реализация программных процедур, позволяющих максимально автоматизировать построение расчетных моделей, задание нагрузок и граничных условий, управление расчетом и обработку результатов численного анализа. Использование данных процедур, с одной стороны, существенно снижает время, необходимое для анализа конкретного участка, исключив при этом возможные ошибки пользователя; а с другой – дает возможность специалистам, связанным с эксплуатацией и техническим контролем состояния и безопасностью систем и не имеющим достаточного опыта в области численного моделирования, быстро освоить и эффективно применять данную технологию.

Проводится с использованием SOLID-моделей труб. Как и на предыдущих этапах, разработанная программная процедура позволяет автоматизировано выполнить весь процесс генерации необходимых расчетных моделей и численного анализа. Результаты анализа сложного нелинейного НДС участка, полученные на этапе моделирования, позволяют оценить его реальную несущую способность с учетом совместного влияния всех действующих факторов: эксплуатационных нагрузок; данных технической диагностики (трехмерная форма дефектов, смещение от проектного положение и т. п.); остаточных упругих напряжений и пластических деформаций в отводах. С помощью автоматизированной итерационной процедуры можно также определить расчетное значение разрушающего давления с требуемой точностью.

Программы нелинейной динамики дают возможность анализировать физическую картину кратковременных процессов для объектов, подвергаемых сугубо нелинейным, нестационарным динамическим нагрузкам. С их помощью можно получить представление о том, как конструкция будет реагировать на действие очень больших, предельных нагрузок.

Алгоритмы, построенные на явном решении системы уравнений механики сплошных сред, позволяют достаточно точно прогнозировать такие сложные явления, как большие деформации материалов, разрушение, взаимодействие между твердыми телами и жидкостями при быстрых перемещениях поверхности раздела сред и т. д.

На первом этапе численного моделирования создаются два твердотельных тела: абсолютное жесткое тело в виде конуса, которое продавливает трубу и непосредственно сама, деформируемая под нагрузкой труба со следующими размерами (рис. 2).

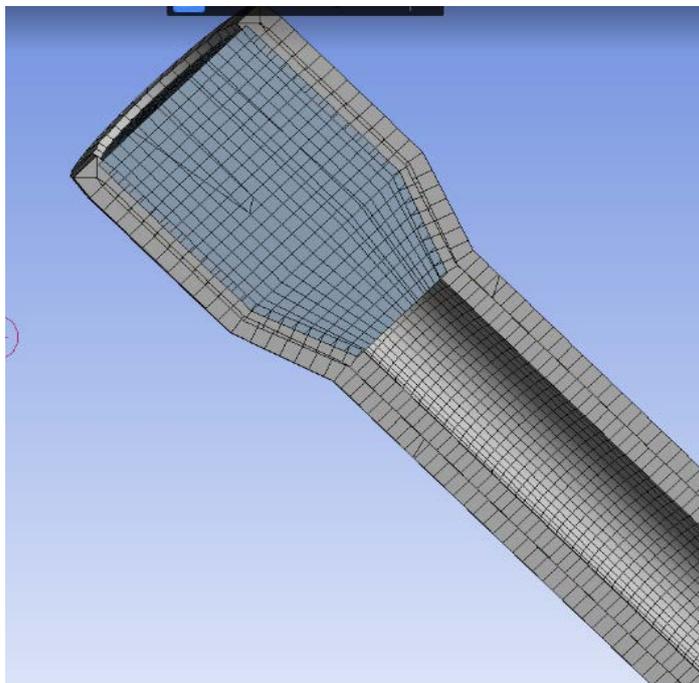


Рисунок 2 – Абсолютное жесткое тело в виде конуса, которое продавливает трубу

Далее назначаются материалы для тел. Для деформируемой трубы, устанавливается материал по умолчанию – сталь. Для конуса выбор материала не имеет практического значения, так как принимается, что это абсолютно твердое тело. Для получения расчетной сетки в системе Model, упомянутые твердотельные тела разбиваются на ячейки. Чем большее количество ячеек, получается тем более стабильный и корректный расчет. Также на правильность расчета влияет форма ячеек.

«Ansys Explicit Dynamics» позволяет создавать ячейки в форме тетраэдров (пирамид) и в форме шестигранников (кубиков), при использовании различных методов построения, таких как Patch conforming, Patch Independent, Multizone, Sweep, и т. п.. В нашем случае для численного моделирования значительных деформаций, необходимо создание преимущественно структурированной сетки, а именно получение шестигранных ячеек. Авторами использовался метод Multizone (рис. 3).

Далее, задаются начальные и граничные условия. Жестко фиксируем трубу на верхнем разрезе, дабы воспроизвести непрерывность и жесткое закрепление трубы на уровне наземной площадки буровой. Нагрузку выбираем созданием (имитацией) давления в 180 МПа. Динамический промежуток времени действия нагрузки составляет 0,005 секунд.

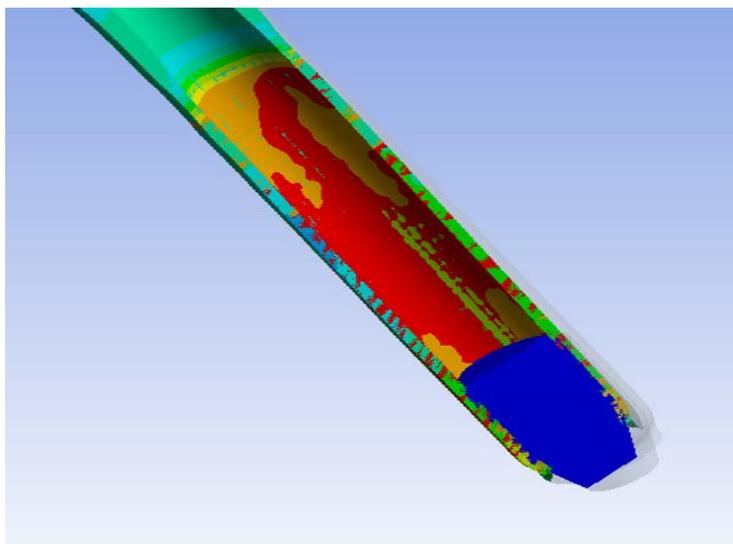


Рисунок 3 – Созданная структурированная сетка

В обычном решении (неявный метод), для контроля точности результата используются критерии сходимости в одной точке, аналогичные методу Ньютона-Рафсона. Итерации равновесия подразумевают, что должен соблюдаться баланс сил. В явной динамике, поскольку не используются итерации равновесия, точность решения не контролируется критериями сходимости. Вместо этого используется принцип сохранения энергии для контроля точности решения с расчетом общей энергии в каждом цикле. Для обеспечения точности вычисления, максимальное количество циклов было выбрано 10 млн.

За данный период времени, при вышеуказанной нагрузке, максимальная деформация трубы составила 193 мм, то есть конус продвигался в трубе, за 0,005 сек примерно на 190 мм.

При увеличении периода воздействия до 0,5 секунд при одновременном увеличении давления до 300 МПа максимальная деформация составила 769 мм, то есть конус продвинулся в трубе за 0,5 секунд примерно на 770 см.

Таким образом, необходимая величина давления будет определяться в зависимости от минимальной скорости требуемой заказчиком строительства скважин или геолого-техническими условиями на объекте.

Настоящий расчет в программном комплексе нелинейной динамики показал, что исследование сложных случаев нагружения конструкций, особенно в тех случаях, когда деформирование сопровождается высокими скоростями деформаций, возможно при помощи явных методов прочностного анализа.

Экономический эффект, в случае разработки соответствующих материалов, техники и технологий от широкомасштабного внедрения, оценивается в экономии примерно в 30-50 % от сегодняшней стоимости и времени строительства скважин в том или ином регионе, базируется на сокращении потребного количества материалов (цемента, металла, бурового раствора), выноса и утилизации шлама.

К достоинствам технологии относится следующее:

- переход на новую конструкцию скважины, обеспечивающий снижение диаметра и количества спускаемых колонн;
- снижение отходов бурения, особенно шлама, снижение потребного количества материалов (цемента, бурового раствора, металла);
- возможность применения меньшего по геометрическим параметрам и мощности оборудования;
- снижение затрат энергии и выбросов в атмосферу;
- возможность строительства скважин со сверхбольшим отходом от вертикали.

Выбор параметров моделирования уложенных материалов стал 3 получили возможность деформировать трубу по программе ANSYS Explicit Dynamics.

Результат моделирования получил оптимальные параметры движения 0,5 секунды

Моделирование позволяет укоротить и достичь параметров исследования на лабораторной установке СБА-500, для которой предполагается ползучесть стали группы прочности Д.

Библиографический список:

1. Монодиаметральное бурение «Шелл» [сайт]. – URL: <https://www.shell.com.ru> (дата обращения : 24.01.2023). – Текст : электронный.
2. Пат. 2584484 Российская Федерация, МПК Е 21 В 29/10. Устройство для спуска и установки профильного перекрывателя в скважине / Абдрахманов Г. С., Хамитьянов Н. Х., Филиппов В. П. ; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина. – № 201511507/03 ; заявл. 21.04.2015; опубл. 20.05.2016, Бюл, № 14. – Текст : непосредственный.
3. Сопротивление деформации и пластичности металлов (при обработке давлением) / В. С. Смирнов, А. К. Григорьев, В. П. Паскудин. – Москва : Металургия, 1975. – С. 270-272. – Текст : непосредственный.
4. Серета Б. П. Обробка металів тиском. Навчальний посібник / Б. П Серета. – Запоріжжя: Видавництво Запорізької державної академії, 2009. – С. 311-343. – Текст : непосредственный.
5. Козлов А. В. Оценка натягов и усилий при гибки труб с раскатыванием / А. В. Козлов, Я. М. Хилькевич. – Текст : непосредственный // Вестник ЮУрГУ. Серия машиностроение. – 2009. – С. 15-18.
6. Козлов А. В. Опыт гибки тонкостенных труб в холодном состоянии / А. В. Козлов, В. Г. Шеркунов, Я. М. Хилькевич. – Текст : непосредственный / Технология машиностроения. – 2008. – С. 50-55.

Научный руководитель: Исмаков Р. А., зав. каф. БНГС, д-р техн. наук, профессор.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ ТАМПОНАЖНОГО КАМНЯ ПРИ ПОВЫШЕННЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ МЕТОДОМ УЗК

Белей И. И., главный специалист ОССС ООО «Газпром проектирование»,
к. т. н., г. Тюмень, ibelej@proektirovanie.gazprom.ru,

Речапов Д. А., начальник лаборатории тампонажных растворов
ОССС ООО «Газпром проектирование», г. Тюмень,

Буланов С. Г., заместитель директора по новым технологиям
и разработкам ООО «Гранула»,

Казанцев М. Н., заместитель директора по производству ООО «Гранула»

Оценка термостойкости камня в лабораторных условиях осуществляется, в основном, путем сравнения прочности образцов после выдержки в автоклавах при заданных термобарических условиях в течении 2, 7, 28 сут, 3, 6 и 12 мес [1, 2]. Нормативным документом [3] предусмотрены сравнительные испытания тампонажного камня через 2, 7 и 28 сут твердения в автоклавных условиях. Тампонажный камень считается термостойким при отсутствии снижения прочности камня по истечению 7 и 28 сут (показатель термостойкости $K_T \geq 1,0$) [3].

Выполнение таких испытаний является достаточно длительным и трудоемким, что исключает возможности оперативной проверки различных вариантов смесей. В частности, обязательной является окончательная оценка термостойкости камня тампонажного раствора на основе изначально термостойкого вяжущего материала, поскольку присутствие добавок для регулирования технологических свойств (замедлителей, стабилизаторов, пластификаторов, понизителей водоотдачи и др.) может существенно повлиять на стойкость камня к воздействию высоких температур и давлений.

При стандартной процедуре, продолжительность выполнения дополнительных испытаний может быть сопоставимой с продолжительностью работ по первоначальному подбору состава термостойкого вяжущего материала. В случае получения отрицательного результата, в дальнейшем потребуется еще дополнительное время для корректировки (или изменения состава базовой смеси), либо подбора соответствующих добавок, оказывающих влияние на термостойкость камня.

В целях оптимизации работ по проектированию и тестированию утяжеленных тампонажных систем (плотностью 2,35-2,37 г/см³) при высоких температурах (190-210 °С), в лаборатории тампонажных растворов ООО «Газпром проектирование» (совместно с ООО «Гранула») были выполнены специальные исследования по определению возможности применения ультразвуковых анализаторов (УЗА) для прогнозной (начальной) оценки термокоррозии камня УТР. На основании испытаний на УЗА отбились «перспективные», в плане термостойкости, составы УТР, которые в дальнейшем подвергались продолжительной автоклавной обработке по стандартной процедуре.

Ультразвуковой метод основан на установленной зависимости (как правило полиномиальной) скорости распространения ультразвуковых колебаний в образце цементного камня от его прочности. В практике лабораторных испытаний метод ультразвукового контроля (УЗК) камня получил широкое распространение в связи появлением современных приборов, позволяющих определять (по расчетным алгоритмам) прочность камня в имитируемых (по температуре и давлению) забойных условиях.

Данный метод очень, поскольку позволяет выполнять многократные испытания одного и того же образца и изучать изменение прочности камня во времени при хранении в неизменяемых термобарических условиях.

Опыт применения УЗА при тестировании тампонажных систем различной плотности при температурах до 150 °С показал, что несмотря на косвенность, он обеспечивает получение качественных и сопоставимых результатов испытаний по сравнению со стандартным методом «прямого» определения предела прочности камня при сжатии и позволяет детально рассматривать процесс формирования камня [4, 5].

При более высоких температурах системы УТР указанных плотностей методом неразрушающего контроля нами ранее не тестировались, что потребовало изменения методик подготовки УЗА для испытаний, подготовки образцов, создания режимов твердения.

В данной работе приведены некоторые результаты сравнительных испытаний УТР плотностью 2,35-2,37 г/см³ с гематитом (расчетная плотность 5,1 г/см³) и добавками для формирования термостойкого камня (кварцем молотым пылевидным и золой). В качестве основного вяжущего материала использовался тампонажный портландцемент ПЦТ 1-G-СС-1, добавки которого составляли 20-30 % (по массе смеси).

Составы для испытаний подбирались из расчета получения смеси с оптимальным, с точки зрения формирования термостойкого камня, соотношением вяжущего материала, утяжелителя, термостойких добавок. При этом учитывалось необходимое водосмесевое отношение, позволяющее обеспечить требуемую растекаемость и седиментационную устойчивость тампонажного раствора при заданной плотности, и подбирались дозировка замедлителя для обеспечения времени загустевания УТР в диапазоне 4-4,5ч.

Подобранный таким образом состав УТР предварительно кондиционировался по режиму испытания на время загустевания (170 °С, давление 100-110 МПа, выход на режимные значения 100 мин). После выхода на режим раствор кондиционировался 20 мин и затем, без отключения перемешивания, охлаждался до 90-95 °С и заливался в предварительно прогретый (до 85-90 °С) автоклав анализатора. Выход на конечные значения температуры 190 °С и давление 100 МПа осуществлялся в течение 120 мин. Указанная температура была выбрана из-за конструктивных ограничений, указанных изготовителем при работе с УЗА (не более 205 °С).

На начальном этапе были испытаны составы УТР с кварцем, в которых соотношение цемента к кварцу выбиралось на основании рекомендаций [1] и составляло 2: 1; 1,25: 1; 1: 1,25.

Как видно на рисунке 1, независимо от соотношения цемента и кварца в смеси, наблюдается снижение расчетных значений прочности камня УТР во времени. Отличием является лишь продолжительность периода от начала теста до момента перегиба графиков $R_{сж}=f(t)$, а также значения прочности камня.

В частности, для состава с наибольшим содержанием портландцемента формирование камня произошло через 2 ч 38 мин после начала теста на УЗА (или через 5 ч 40 мин от начала теста на консистометре) с последующим интенсивным ростом прочности. Однако через 7 ч 40 мин зафиксирован перегиб графика в сторону снижения расчетных значений прочности, с тенденцией к дальнейшему снижению прочности. Поэтому через 25 ч опыт был прекращен для корректировки состава. Несмотря на выбранное соотношение «цемент: кварц = 2: 1», которое обычно рекомендуется в литературе для составов нормальной плотности, в случае УТР содержание кварца оценивалось нами как недостаточное.

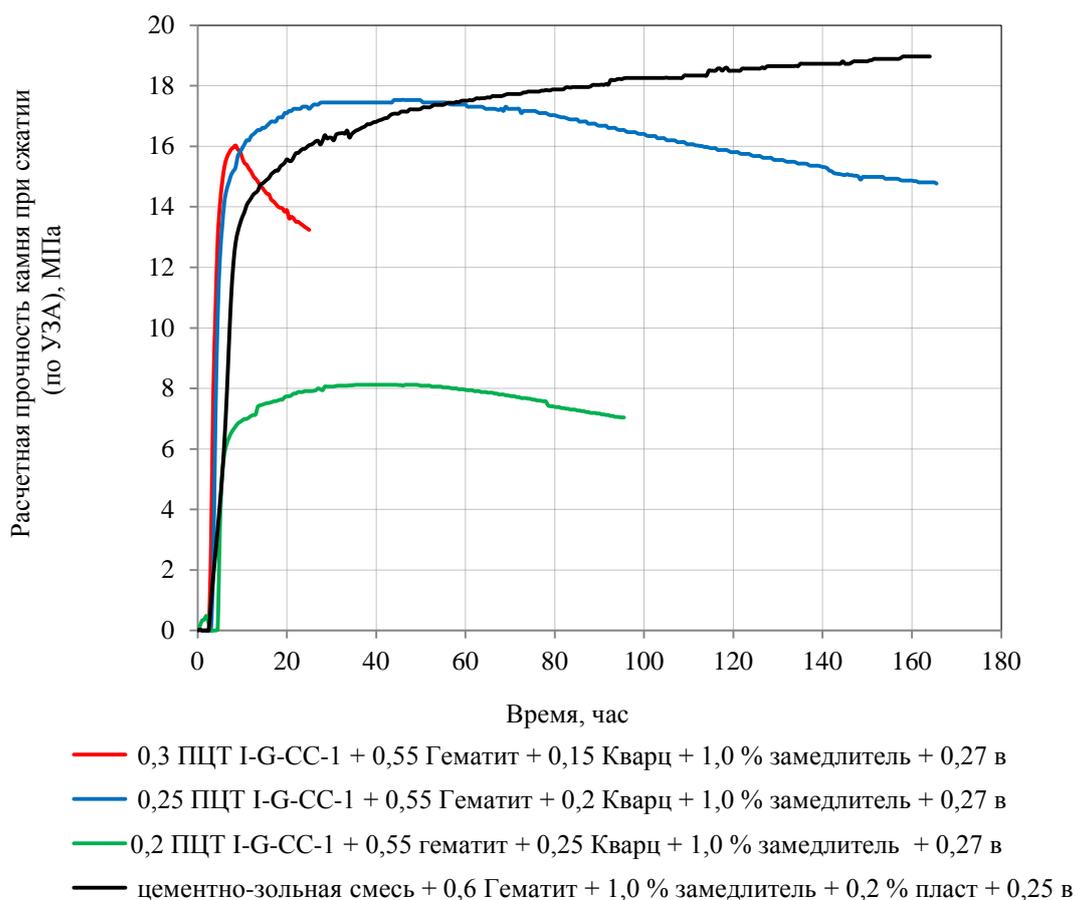


Рисунок 1 – Изменение во времени прочности камня УТР различных составов (температура 190 °С, давление 100-110 МПа)

Учитывая указанное, был испытан состав, в котором увеличено содержание кварца за счет изменения соотношения «цемент: кварц» до «1,25: 1».

Установлено, что увеличение кварца в смеси позволило лишь несколько увеличить промежуток времени от начала формирования камня до перегиба графика (в сторону снижения от максимальных значений) до 46 ч (вместо 7 ч 40 мин для предыдущего опыта).

В дальнейшем по УЗА фиксировалось только постепенное снижение прочности камня и через 166 ч тест был прекращен. Отмеченный факт косвенно указывал на ожидаемую неудовлетворительную термостойкость камня и в случае его тестирования по «классической» схеме автоклавной обработки и определения прочности на прессе.

Для подтверждения результатов, полученных на УЗА, состав с соотношением «цемент: кварц = 1,25: 1» был испытан путем автоклавной обработки в камере твердения 1910 в течение 2 сут и 7 сут (таблица 1).

Таблица 1

Свойства камня УТР после автоклавной обработки при температуре 210 °С и давлении 100 МПа

Состав УТР	Предел прочности камня при сжатии, МПа	
	через 2 сут	через 7 сут
1. 0,25 ПЦТ 1-G-CC-1 + 0,20 Кварц Б + 0,55 гематит + 1,0 % замедлитель + 0,27 в	31	17,2
2. «цементно-зольная смесь + 0,6 гематит + 1,0 % замедлитель + 0,2 % пласт + 0,25 в»	45,7	47,5

Рассматривая результаты испытаний камня УТР с соотношением «цемент: кварц = 1,25: 1», можно говорить о снижении предела прочности камня при сжатии через 7 сут автоклавной обработки образцов по отношению к значениям прочности камня, полученным через 2 сут автоклавной обработки (от 31 МПа до 17,2 МПа). Данный факт свидетельствует о недостаточной термостойкости камня данного состава УТР при выбранных условиях твердения.

Для оценки принципиальной возможности получения термостойкого камня УТР с портландцементом, гематитом и кварцем проведено тестирование на УЗА состава «0,2 ПЦТ 1-G-CC-1 + 0,25 Кварц + 0,55 гематит + 1,0 % замедлитель + 0,27 в» с избыточным (относительно портландцемента) содержанием кварца (рисунок 1).

Как видно на рисунке 1 и в этом случае со временем происходит снижение значений прочности камня от максимально достигнутых, что указывает на наличие процессов, влияющих на структуру камня в плане перехода со временем в менее закристаллизованную форму или ее деструкцию, с появлением дефектов, влияющих на скорость прохождения ультразвукового сигнала. Следовательно, можно говорить о недостаточной эффективности кварца как материала для формирования утяжеленного термостойкого камня даже в случае его избыточного количества.

Если меньшие значения прочности камня данного состава закономерны и объяснимы, то факт спада прочности через 48-50 ч твердения при температуре 190 °С и давлении 100 МПа сложно объяснить без выполнения специальных исследований. Полученные результаты несколько противоречат данным [2, 6], указывающим на возможность применения смесей портландцемента с кварцем при высоких температурах.

Не исключено, что в нашем случае имеет место отрицательное влияние использования высокодисперсного кварца (вместо более грубодисперсного кварцевого песка) [2], либо утяжеляющей добавки, действие которой на термостойкость камня для смесей «портландцемент + кварцевый песок (кварц)» в указанных исследованиях не изучалось.

В дальнейшем, по аналогичной схеме была подготовлена рецептура УТР с зольным материалом, камень которого по УЗА оценивался как термостойкий и на этом основании подвергался затем автоклавной обработке. Как видно на рисунке 1, для данного состава не наблюдается спада прочности камня по УЗА в течение 165 ч, что подтверждается «прямыми» испытаниями образцов-кубиков на прессе после 2 сут и 7 сут выдержки в автоклаве (таблица 1, состав 2).

Полученные результаты по термостойкости УТР с зольным материалом в целом сопоставимы с данными по термостойкости цементно – зольных смесей, приводимыми в работе [7].

Сравнивая значения $R_{сж}$ полученные по анализатору и по прессу, отмечается достаточно существенное их различие, обусловленное особенностями определения $R_{сж}$ на анализаторе и, очевидно, несоответствием коэффициентов применяемой расчётной формулы, которая не учитывает все варианты применяемых на практике утяжелённых систем.

Выполненные исследования показали целесообразность применения УЗА на стадии подбора составов тампонажных растворов для дальнейших испытаний методом длительной автоклавной обработки образцов камня и последующего определения $R_{сж}$ разрушающим (прямым) методом. Возможность применения ультразвукового анализатора для более продолжительного тестирования тампонажного камня при высоких температурах (6 или 12 мес) нами не изучалась.

Библиографический список:

1. Булатов А. И. Методы испытания тампонажных материалов: справочное пособие для инженеров. В 2 томах / А. И. Булатов, С. А. Шаманов; Ответственный редактор А. И. Булатов. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2002. – Т. 2. – 296 с. – Текст: непосредственный.
2. Данюшевский В. С. Проектирование оптимальных составов тампонажных цементов / В. С. Данюшевский. – Москва: Недра, 1978. – 293 с. – Текст: непосредственный.

3. Тампонажные растворы. Методы испытаний: СТО Газпром 7.3-013-2014: утв. ОАО «Газпром»: введен в действие 02.12.2013. – Москва: ООО «Газпром экспо», 2015. – 62 с. – Текст: непосредственный.

4. Результаты исследований утяжеленных тампонажных растворов при повышенных температурах / И. И. Белей, Л. М. Каргапольцева, С. А. Кармацких, Н. Е. Щербич. – Текст: непосредственный// Бурение и нефть. – 2007. – № 7-8. – С. 44-46.

5. Разработка и лабораторные испытания составов утяжеленных тампонажных растворов с плотностью 2300 кг/м³/ И. И. Белей, Л. М. Каргапольцева, С. А. Кармацких [и др.]. – Текст: непосредственный //Бурение и нефть. – 2008. – № 9. – С. 26-28.

6. Данюшевский В. С. Справочное руководство по тампонажным материалам / В. С. Данюшевский, Р. М. Алиев, И. Ф. Толстых. – Москва: Недра, 1987. – 373 с. – Текст: непосредственный.

7. Тампонажные смеси для скважин с аномальными пластовыми давлениями/ Н. Х. Каримов, Б. Н. Хахаев, Л. С. Запорожец [и др.]. – Москва: Недра, 1977. – 192 с. – Текст: непосредственный.

АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ИЗЫСКАТЕЛЬНЫХ РАБОТ НА ВОСКРЕСЕНСКОЙ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЕ № 1 С ЦЕЛЮ ВЫЯВЛЕНИЯ ЕЁ ПРИРОДНО-РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА

Бугаев Т. В., группа ГНГ-20-2 г. Тюмень, bugaev.trofim@mail.ru

Арсеньев А. А., ООО "ННЦ"

Леонтьев Д. С., доцент кафедры НБ, канд. тех. наук, leontevds@tyuiu.ru

В данной статье представлены архивные материалы геологических изысканий, проводившихся на Воскресенской параметрической скважине №1 с целью выявления газонефтенасыщенных интервалов, а так же пластовых минеральных вод. Актуальность работы обусловлена высокой степенью изученности и освоенности традиционных для добычи нефти и газа районов Западной Сибири, находящихся в непосредственной близости от объекта исследований. В ходе работы изучены результаты поискового бурения в районе с. Воскресенка Курганской области. На основании проведенного анализа сформулирован вывод о необходимости повторных, более детальных, исследований на Воскресенской площади.

В эпоху великих открытий в сфере нефтегазодобычи Советским Союзом проводилось множество геологоизыскательных работ. Специалистами-геологами была охвачена и изучена обширная территория Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Внимание геологов также привлекла и Курганская область. В период с 1973 по 2008 гг. в Курганской области было пробурено не менее 34 параметрических скважин. Одной из таких является Воскресенская параметрическая скважина № 1(рис. 1).



Рисунок 1 – Схема расположения Воскресенской параметрической скважины № 1

Административно скважина располагается в Мокроусовском районе, Курганской области в 3,5 км от села Воскресенка. Скважина приурочена к Курганскому участку Иртышской нефтегазоносной области. Бурение осуществлялось согласно "Геологическому проекту на бурение параметрических скважин на территории Курганской области". Скважина заложена в приподнятой части приразломного Воскресенского положительного структурного перегиба с целью изучения палеозойского комплекса пород и оценки нефтегазоносности. Фактическая глубина – 2415м. Фактически достигнутый горизонт – палеозой. Бурение скважины проводилось с 21 июня 1982г. по 26 июня 1983 г.

Фактическая конструкция скважины: направление 426 мм - 60м, зацементировано до устья; кондуктор 299 мм – 904м, зацементирован до устья; техническая колонна 219 мм – 1094,8 м, зацементирована на 695м от башмака техколонны; эксплуатационная колонна не спускалась (рис. 2).

В процессе бурения было проведено опробование I объекта в интервале 1126-1175 м с помощью ИП. В результате испытания получен приток минерализованной пластовой воды. По результатам химического анализа тип воды хлоркальциевый. Минерализация 34,12 г/л. По назначению вода лечебная. Температура её составила +36 °С.

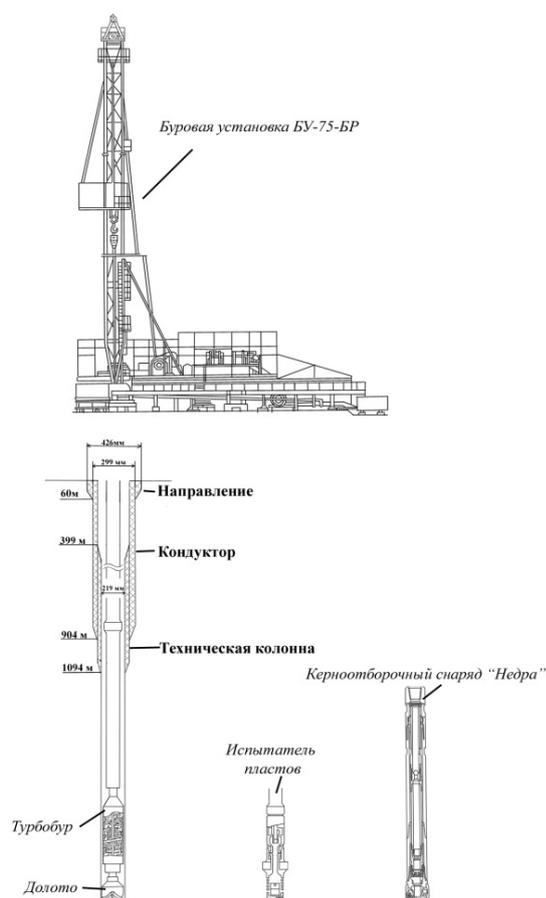


Рисунок 2 – Схема конструкции Воскресенской параметрической скважины и примеры использовавшегося в процессе бурения бурового оборудования

В скважине выполнен запроектированный комплекс промыслово-геофизических исследований, среди которых: стандартный каротаж, ПС инт. 60-2403 м; Кавернометрия инт. 737-2410 м; Инклинометрия инт. 60-2250 м; Гамма каротаж инт. 0-2406 м; Боковой каротаж инт. 940-2410 м; Газовый каротаж инт. 70-2414 м; Акустический каротаж инт. 20-2400 м. Также в ходе бурения производился отбор керна. Воскресенская параметрическая скважина №1 выполнила поставленные перед ней задачи и ликвидирована по I категории пункт "а". В результате бурения и испытания скважины залежей нефти и газа не получено. Однако, в ходе исследований было замечено, что испытанный интервал 1126-1175 м не в полной мере охватил интересные с геологической точки зрения объекты. Для того чтобы проверить это предположение, был проведен подробный анализ архивного материала: диаграмм промыслово-геофизических исследований, а также описания керна в интервале 1094,3-1175 м.

По показаниям стандартного каротажа удельное сопротивление на интересующем нас интервале имеет следующие значения. В интервале 1004-1118 м оно характеризовалось низкими значениями 5-26 Ом*м, но после 1118 м наблюдался резкий скачок до 127,5 Ом*м. На глубине 1128,5 м показания снизились до 32,5 Ом*м, а затем снова начался рост.

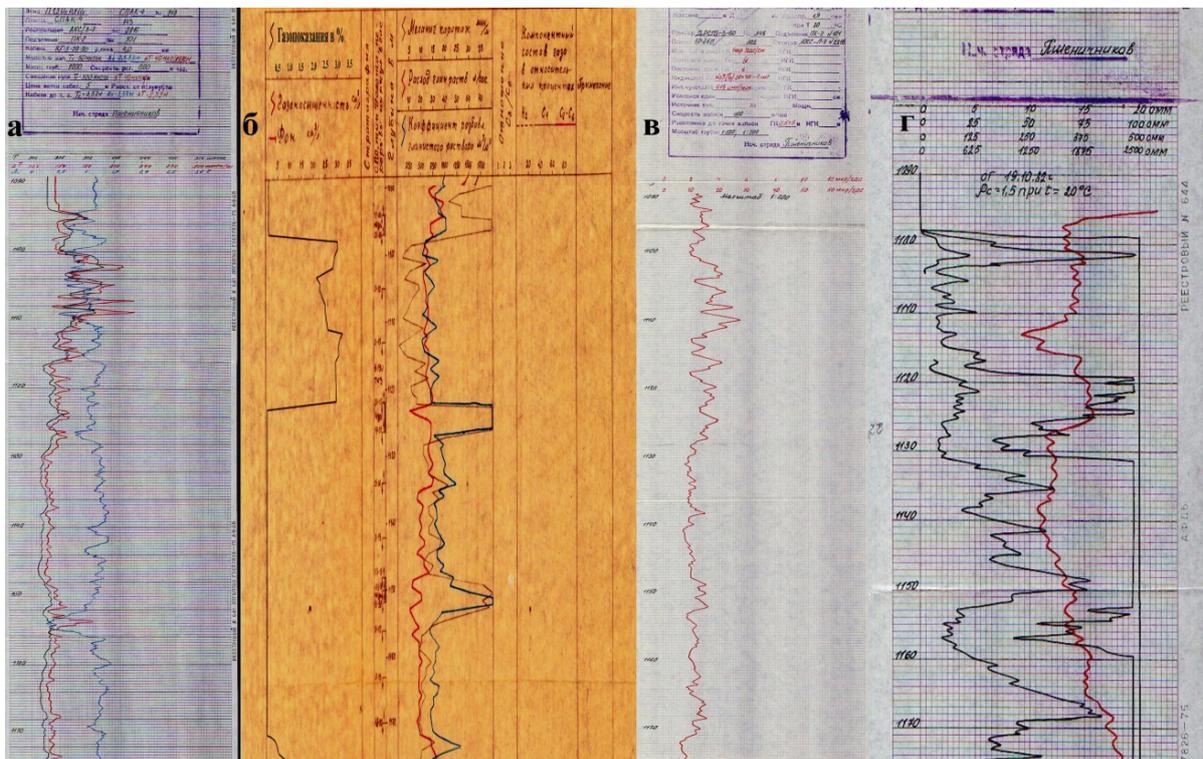


Рисунок 3 – Каротажные диаграммы (а- акустический каротаж, б- газокаротаж, в- гамма каротаж, г- стандартный каротаж и ПС)

Гамма каротаж в интервале 1 101,6-1110,2 м достигает значений 5,6 мкр/ч, что свидетельствует о высоком содержании глин на данной глубине. Снижения до 2 мкр/ч были зафиксированы в интервале 1110,2 -1 119,4 м, что говорит о наличии слаборадиоактивных пород, вероятно песчаников или известняков. Далее, в интервале 1 119,4-1 124,4 м превысили 4 мкр/ч. Затем по всей длине исследуемого интервала снова снижались и составляли в среднем 1-2,6 мкр/ч, т. е. кривая каротажа показывает переслаивание глинистых и песчано-карбонатных пород. Данные акустического каротажа на интервале 1110,4-1175 м показали довольно низкие значения в пределах 307,2-318 мкс с локальными скачками до 346,8 мкс на глубине 1116 и 341,4 на 1 123,6 м. Это говорит о наличии трещиноватых и пористых пород на всем исследуемом интервале. Вышеизложенные данные каротажных диаграмм обосновывают наличие на интервале 1114-1175 м малоуплотненных предположительно карбонатно-терригенных пород, которые могут быть коллекторами. Наибольший интерес представляют показания газового каротажа. По лабораторному заключению разрез характеризуется фоновыми значениями, но на копии газокаротажной диаграммы ясно виден скачек газопоказаний на интервале 1097-1122 составивший 3,2 %, фоновые показания на данном интервале не замерялись, но на некоторых других менее интересных они не выходили за пределы 1 см³/л. Возможно, в данном пласте находились газонасыщенные породы. Однако, опробование было проведе-

но на интервале начиная с 1126 м. Возможно, данные по газовому каротажу фиксировались с запозданием на 29 м, из-за чего буровой бригадой было принято решение произвести опробование ниже. Но изучив материалы других скважин, было выявлено, что определенной привязки к газокаротажу интервалы опробования не имеют. Например на Западно-Петуховской скважине пробуренной Иртышской нефтегазоразведочной экспедицией в 1983 г, показания газонасыщенности фиксировались на интервале 902-922 м (рис. 5). Однако опробование проводилось на интервалах: 426-432; 1057,6-989,8 м. То есть были опробованы интервалы на 473,3 м ниже и на 67,8 выше газонасыщенного.

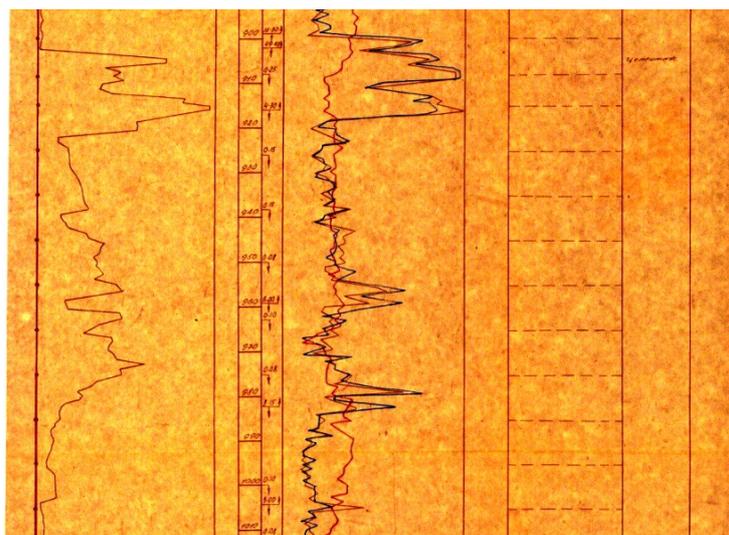


Рисунок 4 – Газокаротажная диаграмма Западно-Петуховской скважины

В исследуемой толще также проводился отбор керна.

В интервале 1094,3-1098,4 м, представлены: 0,2 м – известняк серый, светло-серый, мелкокристаллический, массивный, выветрелый, средней крепости, раздробленный, выщелоченный. 0,1 м – мелкое переслаивание известняка, аргиллита, песчаника; 2,8 м – известняк серый, светло-серый, мелкокристаллический, массивный, плотный, очень крепкий, трещиноватый. Запах сероводорода. В интервале 1124,0-1129,2 м, представлен: 1,25 м – доломит тёмно-серый мелкокристаллический, плотный, очень крепкий, слабо-трещиноватый примесью окислов железа. Слабый запах сероводорода. Наблюдаются остатки макрофауны, выполненные кальцитом; 0,3 м – известняк серый, крепкий, массивный, однородный, трещиноватый; 0,1 м – известняк серый, глинистый, плотный, трещиноватый. Трещины разноориентированные нитевидные, выполнены кальцитом; 0,1 м. – песчаник светло-серовато-коричневый мелко-зернистый; 0,8 м – известняк буровато-серый, тёмный, раздробленный, трещиноватый; При раскалывании резкий запах сероводорода. В интервале 1153,1-1155,5 м, представлен: известняком доломитизированным, серым, мелкокристаллическим, однородным, участками раздробленным с участками кавернозных пустот выщелачивания.

Проанализировав данные описания керна можно сделать заключение, что качественный отбор керна производился лишь в интервалах 1094,3-1098,4 м и 1124,0-1155,9 м, а необходимо, чтобы отбор керна был сделан в интервале 1116-1124 м, так как на данном интервале показания газокаротажа были повышены. Состав газа на данном интервале неизвестен, так как в ходе газового каротажа анализ ТВД производился только в негазонасыщенных интервалах. В Воскресенской параметрической скважине присутствуют благоприятные для накопления углеводородов структуры и условия. Антиклинальная складка литологически представлена преимущественно известняками местами раздробленными и трещиноватыми с пустотами выщелачивания.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что Воскресенская площадь может быть ресурсно перспективной и нуждается в дальнейших исследованиях с целью поиска нефтегазонасыщенных коллекторов. Тем более современное оборудование позволяет с большей точностью описать геологический разрез посредством сейсмических и геофизических испытаний. И даже в том случае если наличие залежи газа не подтвердится, то после положительного балансологического заключения данную скважину можно использовать в качестве источника лечебных вод. Кроме того, вблизи скважины находится минеральное озеро Горькое, которое содержит залежи сапропелевых лечебных грязей, что открывает перспективы в отношении постройки в его окрестностях лечебно-оздоровительного курорта.

Библиографический список:

1. Анализ и перспективы поисково-разведочных работ на нефть и газ в Курганской области: монография / А. А. Арсеньев, В. М. Александров, А. Ю. Белоносков [и др.] ; под ред. А. Р. Курчикова. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 339 с. – Текст : непосредственный.
2. Арсеньев А. А. Нефтегазоносность Курганской области, перспективы и факты / А. А. Арсеньев, Д. С. Леонтьев, В. В. Салтыков. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы науки и техники — 2019 : сборник статей и докладов на XII Международной научно-практической конференции молодых ученых. (Уфа, 1 июня 2019 г.) : в 2 т. Том 1. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 77-79.
3. Арсеньев А. А. Результаты бурения Курган-Успенской-1 параметрической скважины и перспективы поиска нефти и газа в восточной части Курганской области / А. А. Арсеньев, А. Ю. Белоносков, С. Ф. Мулявин – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 4. – С. 32-38.
4. Ахметов Р. Т. Промысловая геофизика геофизические исследования скважин / Р. Т. Ахметов Л. Е. Кнеллер, В. Г. Салимов. – Текст : непосредственный // УГНТУ. – 2004. – 142 С.

5. Брехунцов А. М. Современное состояние и перспективы освоения ресурсов нефти и газа юрских горизонтов Западной Сибири в свете прогнозов академика И. М. Губкина / А. М. Брехунцов, И. И. Нестеров (мл.), Л. А. Нечипорук. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3-4. – С. 445-454.

6. Промысловая геофизика: учебное пособие / ТПУ; Г. Ф. Ильина – Томск: 2004. – 115 с. – Текст : непосредственный.

7. Ростовцев Н. П. Звериноголовское месторождение газа в Челябинской области / Н. П. Ростовцев. – Ленинград, 1938. – 7 с. – Текст : непосредственный.

8. Фоменко Н. Е. Курс лекций учебной дисциплины «геофизика» / Н. Е. Фоменко – Текст : непосредственный // ЮФУ. – 2012. – 31 С.

Научный руководитель: Паршукова Л. А., доцент, канд. техн. наук.

ИССЛЕДОВАНИЯ И ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СУПЕРПЛАСТИФИКАТОРА СП-1

Быков В. Д., группа БСб-19-1, г. Тюмень, valeriybykov2001@gmail.com

Щербич Н. Е., к. т. н., доцент, г. Тюмень, scherbichne@tyuiu.ru

Панченко Н. Б., старший преподаватель, ТИУ, г. Тюмень

Суперпластификатор предназначен для снижения необходимого количества воды при приготовлении тампонажного раствора. За счет снижения водопотребления резко улучшаются некоторые характеристики цемента и технологические параметры.

Суперпластификатор «Полипласт СП-1» изготавливает ОАО «Полипласт» по ТУ 5870-005-58042865-2005 [1] в виде порошка (микрогранул) и в виде водного раствора, двух типов: с обычным воздухововлечением и с пониженным воздухововлечением. Представляет собой смесь нейтрализованных едким натром полимерных соединений с различными средней молекулярной массой и шириной молекулярно-массового распределения, получаемый при конденсации сульфокислот нафталина с формальдегидом. Может содержать антивспениватель на основе высших жирных кислот и олигомерного лапромола.

Лабораторные исследования суперпластификатора СП-1 в составе тампонажных растворов проводились для определения их влияния на физико-механические и реологические свойства растворов, при этом оценивалась эффективность реагента и его наилучшая дозировка.

Серия опытов проводилась на базе портландцемента тампонажного ПЦТ I-50, выпускаемого по ГОСТ 1581-96 [2], производитель ОАО «Сухоложскцемент». В качестве жидкости затворения применялась вода. Водоцементное отношение составляло 0,4. Концентрация добавки составляла от 0,05 % до 0,60 % к массе цемента. Добавка вводилась в портландцемент в сухом виде, смесь тщательно перемешивалась вручную. Отмечено, что

тампонажный раствор с добавкой суперпластификатора в количестве 0,60 % имеет незначительный объем пены в результате неполного удаления пузырьков воздуха.

Определение основных свойств тампонажных растворов и камня проводилось в соответствии с требованием ГОСТ 26798.1-96 [3] при температуре (20 ± 2) °С.

Как указывалось ранее, испытываемый суперпластификатор является поверхностно-активным веществом (ПАВ), образующим на поверхности цемента пленку, устраняющую силу сцепления между зернами цемента.

Несомненно, по этой же причине все тампонажные растворы с добавкой СП-1 характеризуются наличием пузырьков воздуха и некоторым снижением технологических характеристик.

Суперпластификатор СП-1 способствует снижению вязкости тампонажных растворов. В диапазоне концентраций реагента от 0,05 % до 0,1 % показатель растекаемости тампонажных растворов изменяется слабо и составляет от 185 до 190 мм, в диапазоне 0,1 % - 0,6 % - увеличение показателя растекаемости происходит пропорционально изменению концентрации (рисунок 1).

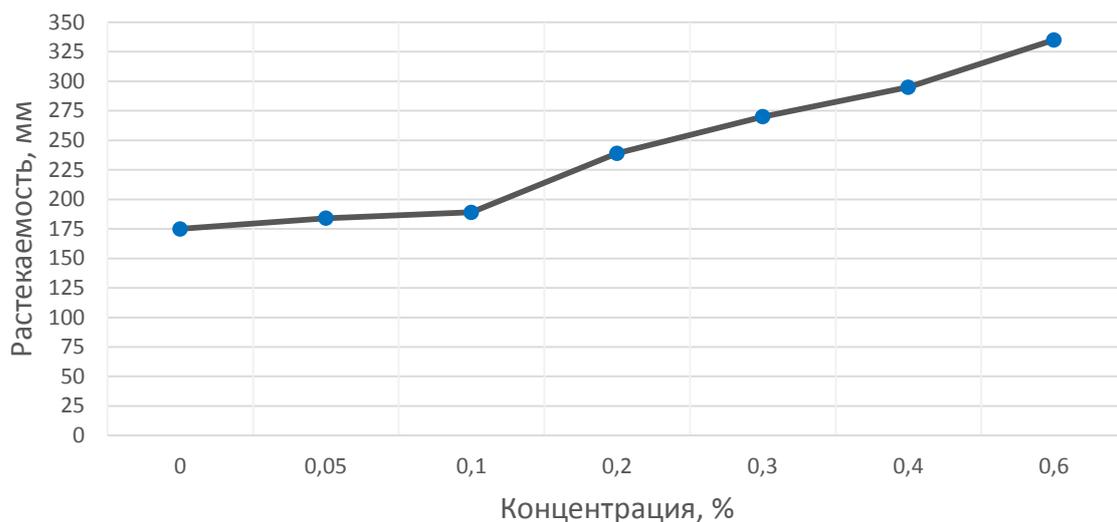


Рисунок 1 – Влияние концентрации суперпластификатора СП-1 на растекаемость тампонажных растворов на основе ПЦТ I-50, В/Ц=0,4

С увеличением концентрации данного реагента до 0,40 % и более отмечается седиментация в тампонажных растворах, расслоение, увеличение водоотделения и сроков схватывания.

Добавка реагента СП-1 не оказывают большого влияния на прочность цементного камня. С увеличением концентрации наблюдается незначительное снижение предела прочности при изгибе и увеличение предела прочности при сжатии.

Физико-механические свойства тампонажных растворов с добавками суперпластификатора СП-1 приведены в таблице 1.

**Физико-механические свойства тампонажных растворов с добавкой СП-1
при температуре 22 °С**

Добавка реагента, % (от массы цемента)	Плотность, кг/м ³	Растекаемость, мм	Водоотделение, мл	Сроки схватывания, ч-мин		Предел прочности камня через 2 суток, МПа		
				начало	конец	изгиб	сжатие	сцепление
-	1970	175	2,0	6:00	7:00	7,09	27,58	2,14
0,05	1970	185	1,6	5:45	6-30	5,88	28,20	1,39
0,1	1970	190	2,2	6:30	7:05	7,32	31,80	1,53
0,2	1970	239	2,6	7:15	7:50	6,69	31,71	2,62
0,3	1980	270	2,4	7:30	8:10	6,87	34,82	2,36
0,4	1970	295	4,0	9:00	10:00	7,41	36,27	2,68
0,6	1980	335	5,0	-	-	6,46	36,01	2,51

Примечание - Раствор с добавкой реагента 0,60 % нестабильный.

У тампонажных растворов с увеличением содержания реагента происходит снижение предельного напряжения сдвига и пластической вязкости. Тампонажные растворы с добавкой реагента от 0,05 % до 0,2 % являются вязкопластичными, тампонажные растворы с добавкой реагента от 0,3 % до 0,6 % являются дилатантными (это объясняется быстрым осаждением тяжелых частиц).

Исходя из проведенных лабораторных исследований, можно сделать вывод, что СП-1 во всем исследованном диапазоне концентраций эффективно снижает показатели вязкости и максимального напряжения сдвига, при этом, не ухудшая прочностные характеристики цементного камня. С учетом других технологических данных тампонажного раствора для практического применения можно рекомендовать концентрацию реагента от 0,1 % до 0,3 %.

Библиографический список:

1. Суперпластификатор «Полипласт СП-1». Технические условия.: ТУ 5870-005-58042865-2005. утв. ОАО «Полипласт»: введ. в действие с 2005 г. – Москва: ОАО «Полипласт», 2005. – 19 с. – Текст : непосредственный.
2. ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия. Введ. 1998–10-01. – Москва: Минземстрой России: ГУП ЦПП, 1998. – 13 с. – Текст : непосредственный.
3. ГОСТ 26798.1-96. Цементы тампонажные. Методы испытаний. Введ. 1998-10-01. – Москва: Минземстрой России: ГУП ЦПП, 1998. – 18 с. – Текст : непосредственный.

МЕТОДЫ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ

Ворона А. А. группа ЭДНб-19-1, г. Нижневартовск,
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске
Avacom233@gmail.com

Постепенное истощение запасов нефти и газа на суше и обостренно мирового энергетического кризиса обусловило необходимость все более и более широкого освоения нефтегазовых ресурсов морского дна, в недрах которого сосредоточено почти в 3 раза больше нефти и газа, чем на суше.

Около 22 % площади Мирового океана (примерно 80,6 млн. км²) занимает водная окраина материков, состоящая из трех зон: шельфа, материкового (континентального) склона и подножия. Из общей площади дна морей и океанов перспективны на нефть и газ около 75 млн. км² (примерно 21 %), в том числе на шельфе 19,3 млн. км², на материковом склоне 20,4 млн. км² и в пределах материкового подножия – 35 млн. км². Наиболее доступной является шельфовая зона. Под шельфом (англ. shelf) понимается выровненная часть подводной окраины материков с незначительным уклоном, примыкающая к суше и характеризующаяся общим с ней геологическим строением.

Бурение скважин на море в основном осуществляется с использованием такого же основного оборудования, как и на суше. Значительная сложность и специфика проведения буровых работ в море обуславливается окружающей средой, высокой стоимостью и уникальностью технических средств, необходимостью проведения работ под водой, организацией строительства и эксплуатации объектов в море. Особенностью континентального шельфа является то, что 75 % акваторий расположено в районах, которые продолжительное время покрыты льдами. Основными факторами, определяющими возможность строительства и эксплуатации нефтепромысловых объектов в море, являются глубина моря, температурные условия, ветер, волнение, течения, ледовый покров, химический состав воды.

Для успешного спуска эксплуатационных обсадных колонн на плановые глубины, а также для качественного цементирования скважин требуется привлечение самых современных разработок в этой области.

Факторы, влияющие на качество цементирования обсадных колонн, следующие:

- состояние ствола скважины и качество бурового раствора;
- центровка (центрирование) обсадной колонны относительно оси ствола скважины;
- расхаживание (либо вирамайна, либо вращение);
- сокращение времени на рабочие операции;
- скорость прокачки цемента.

Методы цементирования

Цементирование с вращением колонны

TESCO Corporation с 2015 г. в Российской Федерации успешно применяет свою инновационную разработку – вращение колонны при цементировании. Система CDS™ может оснащаться системой Cementing Plug Launching System (CPLS™), представляющей собой специальный цементировочный вертлюг Swivel/Side Entry Sub™ (SSES™) с возможностью вращения обсадных колонн при цементировании. Данная система уникальна, не имеет аналогов в мире. Только CPLS™, в отличие от конкурентов, позволяет в оперативном режиме (10-20 минут) осуществлять переход после промывки на забое к цементированию обсадной колонны с вращением обсадной колонны.

Очевидно, что чем меньше по времени ствол скважины остается открытым, тем лучше качество крепления. Поэтому отдельного внимания заслуживают не только технологические, но и технические преимущества. Меньшие габариты и меньший вес CDS™ и CPLS™ по сравнению с конкурентами – как следствие – ускорение времени на ПЗР, монтаж и демонтаж.

При вращении колонны перед и во время цементирования увеличивается коэффициент замещения бурового раствора цементным раствором и соответственно, улучшается распределение. Также данная технология способствует минимизации заколонных перетоков и межколонных давлений.

Цементирование водозащитной колонны производится с помощью бурильных труб, которые спускаются внутрь обсадной колонны и устанавливаются внутрь башмака. Низ бурильной колонны оборудован уплотнительным проводником. Основным преимуществом данного метода по сравнению с обычным способом цементирования является: сокращение сроков, уменьшение стоимости и улучшение качества цементирования.

После определения герметичности уплотнительного переводника в башмаке колонны, через бурильные трубы закачивается порция цементного раствора объемом, необходимым для заполнения заданного интервала кольцевого пространства, а затем продавочная жидкость и цемент поднимаются до дна моря, после чего, процесс цементирования прекращается и бурильные трубы извлекаются из обсадной колонны.

На этом первый этап бурения морской скважины считается законченным. После ОЗЦ водозащитная колонна оборудуется девертером, который представляет собой видоизмененный универсальный превентор и устанавливается под столом ротора. Задавливание скважины обеспечивается путем интенсивной закачки морской воды до прекращения выброса.

Цементирование обсадной колонны производится двухступенчатым методом, для этого в компоновку обсадной колонны включается муфта для двухступенчатого цементирования.

Двухступенчатым цементованием называется раздельное последовательное цементование двух интервалов в стволе скважины (нижнего и верхнего).

Этот способ по сравнению с одноступенчатым имеет ряд преимуществ. В частности он позволяет: снизить гидростатическое давление на пласт при высоких уровнях подъема цемента, существенно увеличить высоту подъема цементного раствора в затрубном пространстве без значительного роста давления нагнетания; уменьшить загрязнение цементного раствора от смешения его с промывочной жидкостью в затрубном пространстве; избежать воздействия высоких температур на свойства цементного раствора, используемого в верхнем интервале, что, в свою очередь, позволяет более правильно подбирать цементный раствор по условиям цементируемого интервала. Для осуществления двухступенчатого цементирование в обсадной, колонне на уровне, соответствующем низу верхнего интервала, устанавливают специальную заливочную муфту.

Этот способ позволяет повысить качество цементирование нижнего интервала за счет регулирования гидродинамического давления в затрубном пространстве.

Третью пробку (верхняя пробка второй ступени) вводят в колонну после подачи всего расчетного объема раствора для цементирование второй ступени. За третьей пробкой в скважину нагнетают продавочную жидкость. Эта пробка задерживается в заливочной муфте и под давлением смещает вниз втулку, которая перекрывает отверстия. Резкое повышение давления сигнализирует о завершении цементирование. После этого скважину оставляют в покое для формирования цементного камня.

Для повышения качества цементирование обсадная колонна спускается с цементирующими фонарями и лепестковой корзиной, которая устанавливается под муфтой 2-х ступенчатого цементирование, она позволяет на 10-15 атм. снижать давление от столба цементного раствора на стенки скважины, где возможны случаи поглощения промывочной жидкости или цементного раствора.

Манжетный метод.

Он используется в случае, если требуется предотвратить загрязнение продуктивного слоя цементом, обладающего низким уровнем давления. Метод подразумевает установку муфты с отверстиями напротив нижней точки отрезка колонны, чтобы через нее был пропущен раствор в пространство за обсадной трубой. В ходе заливки манжета расправляется и закрывает трубу так, что раствор только продвигается вверх, а ниже уровня муфты ставится клапан, закрывающий доступ в расположенный ниже сегмент.

Обратное цементирование.

При данном методе раствор заливается сразу в пространство за обсадной колонной, а раствор для бурения, который находился там, попадает в трубы и по ним поступает на поверхность земли. Данный способ цементирование достаточно сложен с технической точки зрения.

Вывод:

Применяемый метод должен обеспечить:

- цементирование предусмотренного интервала по всей его протяженности;

- полное замещение промывочной жидкости тампонажным раствором в пределах цементируемого интервала;
- предохранение тампонажного раствора от попадания в него промывочной жидкости;
- получение цементного камня с необходимыми механическими свойствами, с высокой стойкостью и низкой проницаемостью;
- обеспечение хорошего сцепления цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины.

Библиографический список:

1. Барановский В. Д. Крепление и цементирование наклонных скважин / В. Д. Барановский, А. И. Булатов, В. И. Крылов. - Москва: Недра, 1983. – 352 с. – Текст : непосредственный.
2. Басарыгин Ю.М. Ремонт газовых скважин / Ю. М. Басарыгин, П. П. Макаренко, В. Д. Мавромати. – Москва :Недра, 1988. – 271 с. – Текст : непосредственный.
3. Особенности бурения скважин на арктическом шельфе: учебное пособие / В. Г. Кузнецов, Н. Е. Щербич, А. И. Сазонов, С. Е. Кузьменко. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2016. – 53 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Шедь С. Н., ст. преподаватель.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБОВ ДОБЫЧИ ГАЗА ИЗ ГАЗОГИДРАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Дюмин Е. В., группа ЭДНБ-22, филиала ТИУ в г. Нижневартовске

Актуальность разработки газовых гидратов не оставляет никаких сомнений в связи с их широким распространением и гигантскими запасами метана. Установлено, что основная часть (98 %) газогидратных ресурсов залегает в акваториях мирового океана у берегов Южной и Северной Америки, Африки, Австралии, Азии, Северной Европы, а также на дне озера Байкал, Каспийского, Черного и Охотского морей. Остальные два процента газогидратных залежей расположены в приполярных частях материков. В арктической зоне газогидраты залегают на глубине от 250 до 1100 м, на морском дне от 1200 до 1500 м.

Газогидраты являются значительным ресурсным потенциалом, что связано с их физико-химическими особенностями аккумулировать большое количество газа в незначительных объемах. В последние три десятилетия проблеме поиска, оценки запасов и разработке способов извлечения нефтяного газа из осадочных горных пород, в структуре которых находятся газовые гидраты, уделялось большое внимание, как в России, так и за

рубежом: США, Япония, Германия Великобритания, Южная Корея, Китай и др. [2]. По современным оценкам 1 м³ гидрата в газогидратной залежи может содержать до 175 м³ газообразного метана, что может обеспечить промышленность на 60-100 лет [3]. По многочисленным информационным источникам, в том числе [1-5], установлено, что основными способами добычи газа из газогидратной залежи являются: разгерметизация; введение химических реагентов (ингибиторов); нагревание; комплексное воздействие разгерметизацией, ингибированием, нагреванием.

Существующие способы эксплуатации газовых залежей можно классифицировать в зависимости от метода воздействия на залежь для создания условий перехода газогидратов из стабильного состояния в нестабильное (рис.1).

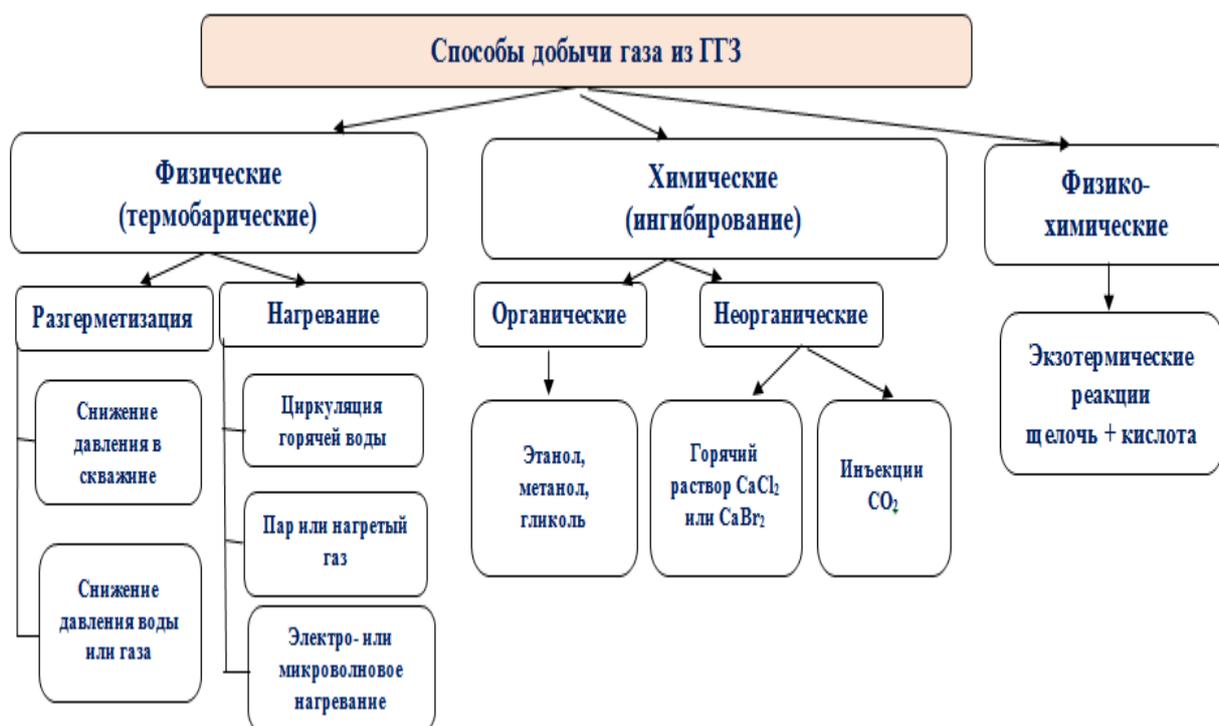


Рисунок 1 – Классификация методов добычи газа из газогидратных залежей

Технология разгерметизации газогидратной залежи основана на искусственном понижении давления в газогидратных залежах. При этом газогидрат переходит в неустойчивое состояние и из хрупкой кристаллической структуры распадается на газ и воду. Однако, этот метод малопродуктивен и применим лишь на глубинах более 700 м. При низких температурах высвободившаяся вода обратно превращается в техногенные гидраты, которые образуются в призабойной зоне снижая ее проницаемость, накапливаются в скважине и НКТ и препятствуют выходу газа.

Способ добычи газа из газогидратных залежей ингибированием, т.е. введением химических реагентов (гликоль, метанол, этанол, солевые растворы) приводит к нарушению фазового равновесия газогидрата и понижению температуры.

Однако эти известные методы имеют существенные недостатки: их относят к технологическим процессам с высокой стоимостью и медленными процессами химических реакций разложения газовых гидратов. Кроме этого, использование ингибиторов экологически не безопасно [6].

Нагревание является наиболее приемлемым способом разложения газового гидрата на газ и воду. Однако энтальпия плавления газового гидрата (в сочетании с метаном) оценивается как 3,06 кДж/г, а водяной лед плавится (для сравнения) при теплотреблении 2,83 кДж/г. Это требует высоких энергетических затрат на процесс разложения газового гидрата и создает риск возникновения экологических последствий в результате таяния вечной мерзлоты.

Анализ способов добычи газа из газогидратных залежей показывает, что физические (термобарические) методы наиболее просты в технологическом исполнении, не требуют денежных затрат на химические реагенты, специального оборудования, дополнительных трудозатрат на приготовление растворов и кроме того, экологически безопасны. Компенсировать энергетические затраты на нагревание возможно если использовать в качестве теплоносителя термальную воду из нижележащих «пластов-доноров».

Библиографический список:

1. Валяев Б.М. Арктические и приарктические регионы: специфика процессов нефтегазонакопления / Б. М. Валяев. – Текст : непосредственный // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2010. – Вып. 1.
2. Воробьев А. Е. Газовые гидраты. Технологии воздействия на нетрадиционные углеводороды: учебное пособие / А. Е. Воробьев, В. П. Малюков – 2-е изд., испр. и доп. Москва : РУДН, 2009. 289 с. – Текст : непосредственный.
3. Кэрролл Дж. Гидраты природного газа. Перевод с англ. / Дж. Кэрролл. – Москва: Премиум Инжиниринг, 2007. 316 с. – Текст : непосредственный.
4. Voxall J. Gas hydrate formation and dissociation from water-in oil emulsions / J. Voxall, D. Greaves, J. Mulligan. – Text : direct // Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2008). – July 2008 – Vancouver, British Columbia. – P. 215-234.
5. Кузнецов Ф. А. Газовые гидраты – неисчерпаемый источник углеводородного сырья / Ф. А. Кузнецов, Ю. А. Дядин, Т. В. Родионова. – Текст : непосредственный // Российский химический журнал. – 1997. – № 6. – С. 28-34.

Научный руководитель: Аксенова Н. А., канд. техн. наук, доцент кафедры «Нефтегазовое дело» филиала ТИУ в г. Нижневартовске.

УПЛОТНИТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ЛУЧШЕЙ ГЕРМЕТИЧНОСТИ СКВАЖИНЫ

Еремеев И. А., группа НТТ-21-1, г. Тюмень, eremeevvanya2003@mail.ru

Технологии обеспечения целостности скважины включают многие аспекты, касающиеся процессов эксплуатации скважины, обслуживания, целостности насосно-компрессорных труб, испытаний систем безопасности и т. д.

Очевидно, что эксплуатационные трубы имеют наибольшую вероятность выхода из строя, поскольку они подвергаются воздействию коррозионно-активных элементов добываемых флюидов. Кроме того, НКТ состоит из множества соединений, которые являются слабыми местами с высоким риском утечки. Международные стандарты требуют установки двух скважинных барьеров между резервуарами и окружающей средой, чтобы предотвратить потерю герметичности. Среди компонентов системы герметизации эксплуатационных труб, установленных для предотвращения потерь жидкости, оцениваются и сравниваются инновационные уплотнительные материалы. Наиболее распространенным герметизирующим материалом является цемент, который является общеизвестным и дешевым материалом. Но есть много свойств, не идеальных для решения проблемы целостности скважины, как, например, миграция газа через ее структуру, долговременная деградация из-за воздействия температуры и химических веществ, усадка и т. д.

Такие материалы должны обеспечивать ряд свойств, среди которых: низкая проходимость, способность приклеивания к обсадной колонне и стволу скважины, прокачиваемый без чрезмерных затрат, химически инертен и не вступает в реакцию с химическими веществами, присутствующими в пласте, безопасный в обращении и дешевый.

1. Sandaband – это запатентованный материал, принадлежащий компании Sandaband Well Plugging (SWP), состоящий на 70-80 % из твердых частиц кварца с переменным диаметром зерна (от 1 мкм до 2 мм). Остальной объем состоит из воды и химикатов, которые делают материал легко перекачиваемым. Все материалы, входящие в его состав, химически стабильны, не разрушаются с течением времени и не вступают в реакцию с другими химическими веществами. Важным свойством является то, что Sandaband ведет себя как Бингхэмский пластик, характеризующийся тем фактом, что ему требуется напряжение сдвига, чтобы начать течь, а затем имеет линейную зависимость между напряжением сдвига и деформацией, что позволяет материалам быстро образовывать твердое тело, поскольку перекачка остановлена. Также он обладает рядом непревзойденных свойств, что делает его превосходным материалом для герметизации скважин: долгосрочная целостность, съемный, пластичный, без усадки, экономически эффективным, химически инертен, газонепроницаемый, перекачиваемый, экологически безопасный. Испытания показали долговременную целостность в диапазоне температур от -10 °С до 250 °С, низкую проницаемость в условиях эксплуатации, отсутствие влияния на газо-плотность подвижек обсадной колонны и вибрации [1].

2. Thermaset представляет собой смолу на полимерной основе, используемую для решения ряда проблем с целостностью скважины, таких как потеря циркуляции, нарушение целостности ствола скважины, закупорка и ликвидация скважины, а также устранение устойчивых давлений в обсадной колонне. В виде жидкости ThermaSet легко перекачивается и впрыскивается, так как не содержит твердых частиц. Однако можно добавлять частицы для точного регулирования плотности жидкости. По сравнению с цементом, эта смола обладает более высокой прочностью на сжатие и растяжение, что улучшает механические свойства уплотняющего материала и его поведение при переменных нагрузках, которые могут быть вызваны циклами давления и температуры, вызывающими расширение и сжатие обсадной колонны, воздействующее на кольцевой материал [2].

Библиографический список:

1. Skalle P. Well Integrity behind casing during well operation. Alternative sealing materials to cement / P. Skalle. – Norway :Petroleum Engineering, 2013. – 76 p. – Text : electronic.

2. RashaAlo. How to seal a leak you cannot get to / R. Alo. – URL: <https://blog.wellcem.com/how-to-seal-a-leak-you-cannot-get-to> (date of the application 28.12.2022). – Text : electronic.

Научный руководитель: Курбатов И. А., доцент кафедры физики, методов контроля и диагностики ТИУ, канд. физ.-мат. наук.

ОСОБЕННОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ МНОГОЗАБОЙНОЙ СКВАЖИНЫ НА ШЕЛФЕ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Жуков В. А., Самарский Государственный Технический Университет,
г. Самара

Бурение многозабойной скважины подразумевает строительство ветвей от главного ствола. Эти ответвления могут быть как продуктивными, так и нагнетательными. Если месторождение располагается на мощных доломитных пластах с вертикальной трещиноватостью, то разветвление скважины позволяет существенно увеличить объемы добычи. Максимальная результативность возможна при подпоре залежи водой.

На месторождениях с большим количеством переслаивающихся песчаников разветвленные скважины также показывают результативность. Промышленная проводка и эксплуатация начинаются после геофизических исследований. Если условия пластов на определенной глубине являются похожими, то можно провести исследование лишь вертикального ствола. Ответвления проверяются более углубленно, с оценкой углов наклона и протяженности стволов.

При забурке многозабойных скважин применяется стандартная бурильная техника. Определяют подходящие показатели грузоподъемности и мощности оборудования. Учитывают силы сопротивления, возникающие при резком искривлении и в горизонтальных стволах. Строгое следование этим критериям гарантирует правильную работу обсадной и бурильной колонны. Ключевые требования к конструкции такой скважины: беспрепятственный проход по стволу к забоям; должна быть учтена возможность для интенсивных искривлений в любом месте ствола; возможность крепления каждого интервала с помощью обсадных труб; строительство ствола обязано гарантировать возможность проведения геолого-технических исследований [1].

Особенности конструкции горизонтально-разветвленных скважин

Забурка горизонтально-разветвленных скважин дает возможность использовать весь потенциал технологий, в диапазоне которых проходит горизонтальное и направленное бурение. Углеводороды добываются из стволов, предельно приближенных к вертикальному направлению, а остальные ответвления применяются как дренажные каналы – по ним извлекаемая нефть идет к основному стволу из дальних нефтеносных участков пласта.

Во время разработки месторождения могут сохраняться трещины и линзы с высокой продуктивностью – горизонтально-разветвленные скважины могут применяться для добычи нефти на этих участках. Разветвленные скважины могут кардинально отличаться по форме – забурка ответвлений возможна в главном стволе на любом участке, разрешены разные искривления и углы отклонения. Если необходимо, то возможно создание скважин с нужным наклоном к пласту. Выделяют следующие виды многозабойных скважин: двузабойная с противолежащими ответвлениями, рядная, разветвлённая, горизонтально разветвлённая и радиально горизонтально разветвлённая

К тому же, если скважина горизонтально-разветвленная, это обязательно, что ответвления горизонтальные на всем участке ствола. При забурке таких скважин используются такие же технологии, что и для наклонных, а зенитный угол в 90 градусов достигается лишь к завершающему интервалу [2].

Для расчета ответвлений нужно ориентироваться на толщину, которой обладает продуктивный пласт. Также, значимость имеет и литологическая характеристика. Необходимо учитывать пласты, которые до начала разработки должны быть изолированы. Профиль и остальные параметры ствола разветвленной скважины исходя из данных условий: уровень неоднородности и толщина нефтеносного пласта; устойчивость разреза; твердость пород и ее распределение в пласте.

До строительства такой скважины проводят полное исследование месторождения, с проверкой всех технических и геологических условий. По данным такого анализа разрабатываются рекомендации, касающиеся определенного месторождения [3].

Технология горизонтально-разветвленного бурения скважин

Некоторые коллекторы долго числились низкопродуктивными, потому что способы забурки только одного ствола не демонстрировали нужных результатов – вплоть до абсолютного отсутствия рентабельности. Забурка разветвленных горизонтальных скважин помогает решить данную проблему, причем бурение не только с начала, но и на основе действующих стволов. Применение разветвления помогает в следующем:

- Уменьшается количество скважин на месторождении, что существенно при разбурке залежей на шельфе. На суше сокращается организация инфраструктуры.
- Увеличиваются объемы добычи и нефтеотдача пласта.
- Обводнение происходит заметно медленнее.
- Результативный способ работы с низкопроницаемыми пластами, с линзовидными залежами, а также с большой вертикальной трещиноватостью.
- Простое и надежное поддержание давления в пласте.

Если кривизна такой скважины превосходит 190 м., то радиус является большим. Забурка идет с отклонением от вертикального направления, а протяженность горизонтального ствола может быть до 1500 м. Радиус кривизны 60-190 м. называется средним, подходящая протяженность ствола тут 450-900 м. Меньшая протяженность ответвления увеличивает экономичность скважины, потому что ствол, несомненно, попадает в нужное место [4].

Когда исследуемый пласт имеет довольно широкую толщину – от 100 м. и больше – забурка горизонтально-разветвленных скважин идет в несколько уровней. Эта вариация технологии зачастую используется для пластов, содержащих высоковязкую нефть. Средняя ветвь в этом случае применяется для закачки теплоносителя, а оставшиеся – для извлечения углеводородов.

Строительство многозбойных скважин

Способы бурения горизонтально-разветвленных скважин могут значительно различаться в зависимости от месторождения, но общий способ почти неизменен. Порядок следующий:

- К продуктивному пласту бурят классическую скважину.
- В самом пласте бурят горизонтальные ветви, притом сначала ответвление, обладающего наибольшим углом отклонения.
- Забурка других стволов – поочерёдное, от нижнего к верхнему.

Большее количество ответвлений разрешено в высокоустойчивых породах. Если пласт неустойчив, разрешено строительство лишь одной ветви, которая входит в пласт горизонтально. На участке забурки верхней из ветвей устанавливается обсадная колонна. Приведенный метод бурения многозбойных горизонтально-разветвленных скважин общераспространенный и надежный, он давно показал свои результаты. Отклонения от данной технологии допускаются при нестандартных условиях – например, при разработке пологих пластов [5].

Заключение

Увеличение объемов и качества бурильных работ – одно из основных требований заблаговременного и ритмичного наращивания запасов углеводородов для обеспечения сырьевыми ресурсами промышленности и сельского хозяйства.

Разветвленные скважины стали ключевыми технологиями, разработанными за последнее время. В данный момент особенно необходимо выработать и выбрать системы строительства многозабойных скважин с боковыми отводами для соответствия условиям пластов, полевым требованиям разработки, общим затратам и совокупному риску.

Библиографический список:

1. Нескоромных В. В. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин: учеб. пособие / В. В. Нескоромных. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2016. – 322 с. – Текст : непосредственный.
2. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А. С. Повалихин, А. Г. Калинин, С. Н. Бастриков, К. М. Солодкий. – 2012. – 645 с. – Текст : непосредственный.
3. Карпов К. А. Строительство нефтяных и газовых скважин: учебное пособие / К. А. Карпов, 2019 – 186 с. – Текст : непосредственный.
4. Пилипец В. И. Бурение скважин и добыча полезных ископаемых: В 2-х томах. Том 1. учебник для вузов / В. И. Пилипец. – Донецк, ООО «Типография «Новый мир» 2010. – 760 с. – Текст : непосредственный.
5. Климов М. Ю. Разработка и исследование нефтяных месторождений с использованием горизонтальных скважин: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: дисс. ...канд.тех.наук / М. Ю. Климов ; ТюмГНГУ. – Тюмень. – 2009. – 175 с.

Научный руководитель: Живаева В. В., зав. каф. БНГС, канд. техн. наук, доцент.

ИССЛЕДОВАНИЯ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ С СУПЕРПЛАСТИФИКАТОРОМ NTRF -29

Кильдеева К. Р., группа БСб-19-1, г. Тюмень, kildeeva.01@mail.ru

Щербич Н. Е., к. т. н., доцент, г. Тюмень, scherbichne@tyuiu.ru

Цементный камень подвергается негативному как внешнему, так и внутреннему влиянию, в это же время требуется применение материалов с лучшими характеристиками прочности и устойчивости к агрессивным воздействиям и реагентам. Одним из возможных методов улучшения физико-химических характеристик является суперпластификатор. Данная добавка позволяет придать смеси или раствору нужные свойства.

Для определения эффективности суперпластификатора NTPF-29 были проведены исследования влияния реагента в составе тампонажных растворов на физико-механические свойства растворов.

Опыты проводились на базе портландцемента тампонажного ПЦТ I-50, выпускаемого по ГОСТ 1581-96 [1], производитель ОАО «Сухоложскцемент». Добавка вводилась в портландцемент в сухом виде. Техническая вода применялась в качестве жидкости затворения. Водоцементное отношение составило 0,4, а концентрация добавки изменялась от 0,02 % до 0,40 % от массы цемента.

Определение основных свойств тампонажных растворов и камня проводилось в соответствии с требованием ГОСТ 26798.1-96 [2] при температуре (20 ± 2) °С.

Испытываемый суперпластификатор является поверхностно-активным веществом, он образует на поверхности частиц цемента пленки, практически снижающие силы сцепления между зернами цемента и тем самым улучшая смачивание их водой. Тампонажный раствор в таком случае характеризовался некоторым снижением плотности и повышенным пенообразованием при приготовлении.

NTPF-29 способствует существенному увеличению подвижности тампонажных растворов. Наблюдается закономерное увеличение как растекаемости так и концентрации в диапазоне от 0,02 % до 0,20 %, в диапазоне от 0,20 % до 0,40 % - увеличение показателя растекаемости происходит не столь значительно, а при концентрации 0,40 %, вероятно, приближается к максимально возможному значению (рисунок 1, таблица 1).

Добавки реагента от 0,02 % до 0,20 % не оказывают существенного влияния на прочностные характеристики камня. Незначительно увеличился предел прочности при сжатии для камня из растворов с добавкой реагента до 0,16 %. Предел прочности при изгибе остался равным бездобавочному цементу.

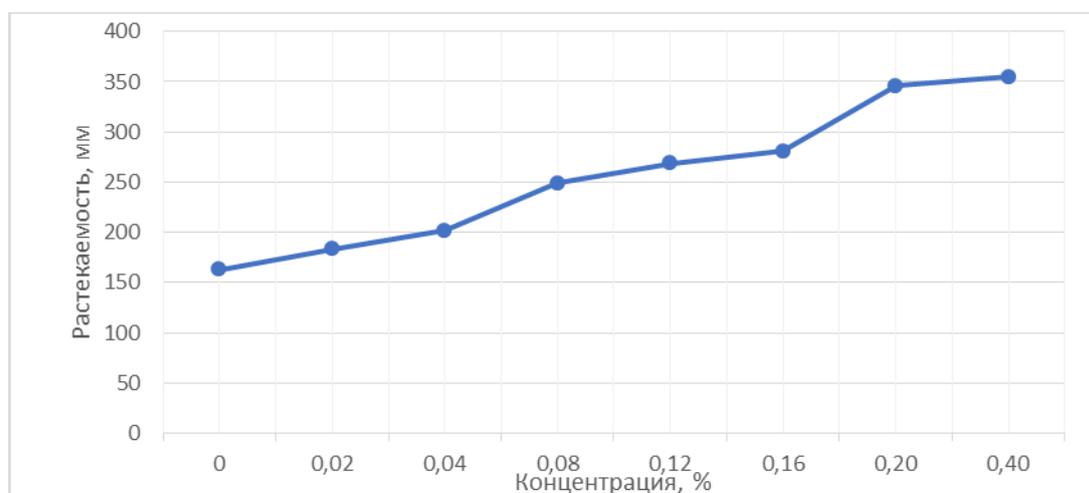


Рисунок 1 – Влияние концентрации суперпластификатора NTPF-29 на растекаемость тампонажных растворов на основе ПЦТ I-50, В/Ц=0,4

**Физико-механические свойства тампонажных растворов с добавкой NTPF-29
при температуре 22 °С**

Добавка реагента, % (от массы цемента)	Плотность, кг/м ³	Растекаемость, мм	Водоотделение, мл	Сроки схватывания, ч-мин		Предел прочности камня через 2 суток, МПа		
				начало	конец	изгиб	сжатие	сцепление
-	1970	173	0,4	5-55	7-05	7,09	27,58	2,14
0,02	1970	186	1,0	6-55	8-00	6,60	29,14	1,95
0,04	1970	202	1,2	7-50	10-05	6,46	27,22	1,87
0,08	1970	249	2,9	9-55	11-55	7,47	33,22	2,50
0,12	1970	269	2,4	11-40	14-35	7,53	35,60	1,96
0,16*	1970	291	4,0	12-20	17-25	7,72	32,63	2,52
0,20*	1970	334	6,0	13-15	18-25	7,00	30,21	2,46
0,40*	1970	355	10,0	22-45	30-40	4,27	14,85	1,16

Растворы с добавкой реагента 0,16 % 0,20% 0,40% нестабильный.

Соотношения пределов прочности при изгибе и сжатии тампонажного камня без добавки и с добавкой реагента в большую сторону связано, вероятнее всего, с увеличением хрупкости тампонажного камня при одновременном увеличении его прочности.

Добавка реагента в количестве 0,40 % от массы цемента оказывает негативное влияние на прочностные характеристики камня, снижая их показатели до 50 %. Помимо этого, с увеличением концентрации данного реагента отмечается увеличение водоотделения. Для состава 1,0 ПЦТ I-50 + 0,40 % NTPF-29 + 0,4 вода показатель водоотделения достиг почти 10,0 мл, а время начала схватывания выросло до 22 ч 45 мин.

Исходя из проведенных лабораторных исследований, можно сделать вывод, что СП-1 во всем исследованном диапазоне концентраций эффективно снижает показатели вязкости и максимального напряжения сдвига, при этом, не ухудшая прочностные характеристики цементного камня. С учетом других технологических данных тампонажного раствора для практического применения можно рекомендовать концентрацию реагента от 0,1 % до 0,3 %.

Библиографический список:

1. ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Общие положения : межгосударственный стандарт : издание официальное : внесен Минстроем России, принят Межгосударственной научно-технической комиссией по стандартизации, техническому нормированию и сертификации в строительстве

(МНТКС) 11 декабря 1996 года : введ. Впервые : дата введ. 1998–10-01 / разработан Российским государственным концерном "Цемент", фирмой "Цемискон", Акционерным обществом "НИИцемент", НПО "Бурение" (Всероссийский научно-исследовательский и проектный институт "ВНИИКрНефть") Российской Федерации. – Москва: Минземстрой России: ГУП ЦПП, 1998. – 13 с. – Текст : непосредственный.

2. ГОСТ 26798.1-96. Цементы тампонажные. Общие положения : межгосударственный стандарт : издание официальное : внесен Минстроем России, принят Межгосударственной научно-технической комиссией по стандартизации, техническому нормированию и сертификации в строительстве (МНТКС) 11 декабря 1996 года : введ. Впервые : дата введ. 1998–10-01 / разработан Российским государственным концерном "Цемент", фирмой "Цемискон", Акционерным обществом "НИИцемент", НПО "Бурение" (Всероссийский научно-исследовательский и проектный институт "ВНИИКрНефть") Российской Федерации. – Москва: Минземстрой России: ГУП ЦПП, 1998. – 18 с. – Текст : непосредственный.

3. Заканчивание скважин: учебное пособие для вузов / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев [и др.]. – Тюмень : Издательско-полиграфический центр «Экспресс», 2008. – 346 с. – Текст : непосредственный.

4. РД 39-00147001- 767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин – Краснодар, НПО «Бурение», 2000. – 278 с. – Текст : непосредственный.

5. ГОСТ 21119.1-75 Общие методы испытаний пигментов и наполнителей. Определение массовой доли воды и летучих веществ: введ. 1977-01-01. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 1999. – 4 с. – Текст : непосредственный.

6. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – Москва, 2020. – 368 с. – Текст: непосредственный.

АНАЛИЗ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ВЫСОТЫ ПОДЪЕМА ЦЕМЕНТА НОРМАЛЬНОЙ ПЛОТНОСТИ

Кузьмин Н. П., группа ВПСм-22-1, г. Тюмень, nikita.nik.kuzmin@mail.ru

Солодовников К. В., группа ВПСм-22-1, г. Тюмень,

Искандеров Ш. И., группа ВПСм-22-1, г. Тюмень

Крепление является важным этапом строительства скважины, который напрямую влияет на успешность проведения дальнейших работ и продолжительность успешной эксплуатации объекта.

Снижение себестоимости скважины, путем сокращения затрат на ее крепление являются одним из путей повышения экономической выгоды при строительстве скважины. Вследствие этого разрабатывается множество мероприятий и мер по повышению технико-экономической эффективности процесса строительства скважины, в том числе по ее цементированию. Рассматриваемая в данной работе технология, направленная на изменение высоты подъема цемента нормальной плотности, способна оказать положительный экономический эффект при креплении кондуктора.

Как известно, согласно утвержденным федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" цементирование кондуктора необходимо проводить до устья скважины на всю длину колонны [1]. При этом цементирование в основном проводится при помощи цементов нормальной плотности, легкого и облегченного цементных растворов. Более лёгкие цементы позволяют уменьшить опасность поглощения, которое может быть вызвано избыточным гидростатическим давлением столба цементного раствора. Раствор низкой плотности готовят путем добавления добавок с малой плотностью. При этом стоимость таких цементов, как правило, на порядок выше цементов нормальной плотности.

Целью научно практической работы является анализ возможности проведения работ по изменению высоты подъема цемента нормальной плотности в скважинах при креплении кондуктора. В последующем планируется произвести оценку возможности подъема уровня цемента нормальной плотности при сохранении технологических показателей и увеличении экономической эффективности при проведении работ по креплению кондуктора.

Планируемым результатом и практической значимостью применения альтернативного метода цементирования является сокращение материалов на работы по креплению кондуктора, с последующим увеличением экономической выгоды по строительству скважины за счет увеличения количества цемента нормальной плотности.

Разрабатываемая методика имеет отличительные особенности от базовой. Данная технология определяется несколькими технологическими этапами. На первом этапе осуществляется определение наиболее эффективного тампонажного материала цемента ОЦР для верхней порции. На следующих этапах производится максимально возможная высота подъема нижней порции цемента нормальной плотности.

Для успешного внедрения и проведения технологии по изменению высоты подъема цемента нормальной плотности для нижней порции учитывается возможность гидравлического разрыва пласта. ГРП ведет к поглощениям, потере циркуляции, перерасходу материалов, недоподъему раствора до проектного уровня, неполному заполнению нужного интервала заколонного пространства цементным раствором, нарушению технологического процесса строительства скважины, что в конечном итоге приводит к потере финансовых, материальных и временных ресурсов. Для выполнения усло-

вия недопущения гидроразрыва пласта и поглощения учитывается расчётные параметры для скважин. Основными показателями являются: давление гидроразрыва у башмака колонны, давление у башмака колонны в конце продавки, рассчитанный коэффициент безопасности (K_B) и др.

На сегодняшний день технология внедряется и активно применяется на скважинах кандидатах месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз» и других нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Опытно-промышленные работы (ОПР) по применению технологии проводились на нескольких скважинах месторождениях Сургутского района. При этом успешное применение технологии, без снижения технико-технических показателей, было осуществлено в 75% всех скважин.

На основе результатов проведения технологии отмечается увеличение объема цемента нормальной плотности, за счет чего происходит сокращение объема ОЦР для верхней порции. С учетом снижения необходимого количества материалов для облегченного цементного раствора итоговая стоимость на цементирование кондуктора сокращается.

В данной научно практической работе проведен анализ мероприятий по изменению высоты подъема цемента нормальной плотности в скважинах на месторождениях Западной Сибири. Проведена оценка возможности подъема уровня цемента нормальной плотности при сохранении технологических показателей и увеличении экономической эффективности при креплении кондуктора.

При первоначальной оценке технико-экономических показателей по проведению опытно-промышленных работ по применению технологии на скважинах было выявлено сокращение затрат на цементирование кондуктора, за счет изменения высоты подъема цементного раствора нормальной плотности и сокращения количества компонентов облегченного цементного раствора.

С учетом отсутствия негативного влияния на технологический процесс крепления, данную технологию можно рекомендовать к применению на скважинах для последующего исследования особенностей данной технологии.

Библиографический список:

1. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин: РД 39-00147001-767-2000: утв. Членом правления ОАО «Газпром» 25.03.2000: введен с 01.08.2000. – Москва: ОАО «Газпром», 200. – 100 с. – Текст: непосредственный.

2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – Москва, 2020. – 368 с. – Текст: непосредственный.

3. Мильштейн В. М. Цементирование буровых скважин / В. М. Мильштейн. – Краснодар: Просвещение – Юг, 2003. – 375 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Закиров Н. Н., профессор, д-р техн. наук.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ РАЗОБЩЕНИЯ ИНТЕРВАЛОВ ММП

Литвинов К. А., группа ТССм-22-1, г. Тюмень, kostya.12397@gmail.com

Многолетнемерзлые породы широко распространены на нашей планете, занимая при этом около 30 % суши. В России площадь распространения многолетней мерзлоты составляет примерно 47 % всей территории и в основном расположена к востоку от Урала. Именно этот район стал ареной поисков и интенсивного освоения природных богатств, а север Западной Сибири – основной топливно-энергетической базой страны. В связи с быстрым развитием нефтегазовой промышленности, а затем и с увеличением объемов буровых работ в северных регионах, необходимость в выборе подходящих тампонажных растворов возрастает.

Строительство скважин с дальнейшим обеспечением их надежности при ММП имеет повышенные риски осложнений и аварии, вызванные кавернообразованием в стенках скважины при проходке многолетнемерзлых пород, замерзанием жидкости в скважинах во время их простоев, некачественным цементированием обсадных колонн из-за низких температур окружающей среды (воздуха и массива пород), деформацией приустьевых участков с возможной потерей устойчивости обсадных колонн.

Обычные тампонажные растворы не гарантируют качественного крепления обсадных колонн из-за медленного твердения раствора. Поэтому применение специальных тампонажных растворов является необходимостью. К основным свойствам, которыми должны обладать тампонажные материалы в интервалах ММП можно отнести: способность схватываться за короткий период времени и не давать усадку. Исследование и разработка альтернативных тампонажных материалов ведется на протяжении многих лет. Среди множества предложенных решений стоит выделить несколько наиболее часто применяемых растворов.

Гипсоцементные растворы. Способом получения служит термическая обработка природного гипсового камня – сульфата кальция ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$). Основным преимуществом, выделяемом на фоне других материалов является способность относительно быстро схватываться и приобретать прочность при низких, отрицательных температурах, при этом не изменяя прочность цементного камня, обеспечивая хорошую адгезию. Основными недостатками являются низкая водостойкость и высокое водоотделение, с последующей усадкой.

Известково-цементные растворы. В основе состава лежит портландцемент, хлорид кальция и гидратная известь. Основным плюсом можно выделить высокую седиментационную устойчивость. Согласно исследованиям, твердение может происходить при температурах до минус 50 °С.

Растворы на алюминатной основе. К ним относят тампонажный быстротвердеющий материал ЦТБР, состоящий из высокоглиноземистого, доменного шлака а также гипса в соотношении 2:1:1. Быстрохватывающийся белито-алюминатный раствор БАЦ. Состоит из 85 % белито-алюминатного

шлама, предварительно обожженного и 15 % гипса. Главным недостатком данных материалов является большое тепловыделение, что может привести к быстрому схватыванию раствора и низкой долговечности.

Растворы на основе портландцемента и высокопрочного гипса. К ним можно отнести низкотемпературный тампонажный раствор, представляющий собой гидравлическое вяжущее вещество. Способом получения является помол высокопрочного гипса, заранее изготовленного из фосфогипса совместно с портландцементным клинкером в соотношении от 9:1 до 6:4. Применяется при температурах от 30 до минус 5 °С.

Раствор на основе металлургических шлаков. Получают путем охлаждения расплава, состоящего из флюсов, руд и золы топлива при выплавке чугуна. Химический состав схож с портландцементом. Преимуществом является медленного твердение при нормальных условиях, но если увеличить температуру до 100 °С, процесс твердения значительно увеличится, сопровождаясь образованием прочного тампонажного камня.

Оптимизация процесса бурения путем правильного выбора тампонажного раствора является необходимостью, поскольку от этого зависит дальнейшая эксплуатация скважины.

Библиографический список:

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: в 5 т.: учебник для студентов вузов / под общ.ред. В. П. Овчинникова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Тюмень: ТИУ, 2017. Т. 2 – 560 с. – Текст: непосредственный.
2. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин / П. В. Овчинников, В. Г. Кузнецов, А. А. Фролов, В. П. Овчинников [и др.] – Москва : Недра, 2002. – 114 с.– Текст: непосредственный.
3. Особенности строительства скважин в мерзлых горных породах / Н.Е. Щербич, В.Г. Кузнецов, А.Ф. Семенов, Д.А. Щербич. – Тюмень: Каравелла, 2021. – 304 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Овчинников В. П., профессор, д-р техн. наук.

РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ПУТЕМ ИЗМЕНЕНИЯ ПРОЦЕССА ЗАВОДНЕНИЯ

Литошенко А. А., группа ВСм-21-1, г. Тюмень, FufaevaAA@mail.ru,
Чекакина Ю. К., группа ВСм-21-1, г. Тюмень, Chekasina_97@mail.ru,
Терехова Н. В., Харитонова Т. А.

В настоящее время большинство нефтяных и газовых месторождений разрабатывается с применением метода заводнения. Данная технология основывается на закачке воды в нагнетательные скважины для вытеснения нефти к эксплуатационным скважинам и для поддержания пластового давления.

Эффективность современных методов контроля за разработкой нефтегазовых объектов во многом зависит от объема проведенных работ и их качества.

Часто оказывается невозможным установить, какие нагнетательные скважины, в которые закачивают воду, оказывают воздействие на добывающие скважины, а какие не оказывают, т.е. закачка является не эффективной.

На основании фактических промысловых данных эксплуатации скважин разработана новая форма динамических карт разработки. На карте компактно отображается изменение дебитов и закачки по каждой скважине в виде диаграмм (рис. 1).

При создании методики исходили из того, что добывающая скважина должна фиксировать импульс, создающийся в нагнетательной скважине при изменении объемов закачки, либо должна присутствовать взаимосвязь между скважинами.

Методика основана на самостоятельной разработке динамических карт, которые наглядно отображают изменение дебитов и закачки по каждой скважине, в виде лепестковых диаграмм.

Для изображения динамики полный круг диаграммы принимается за какой-либо период времени, который подвергается анализу. Область диаграммы делится на 12 секторов (лепестков), которые являются временными отрезками, месяцами с января по декабрь.

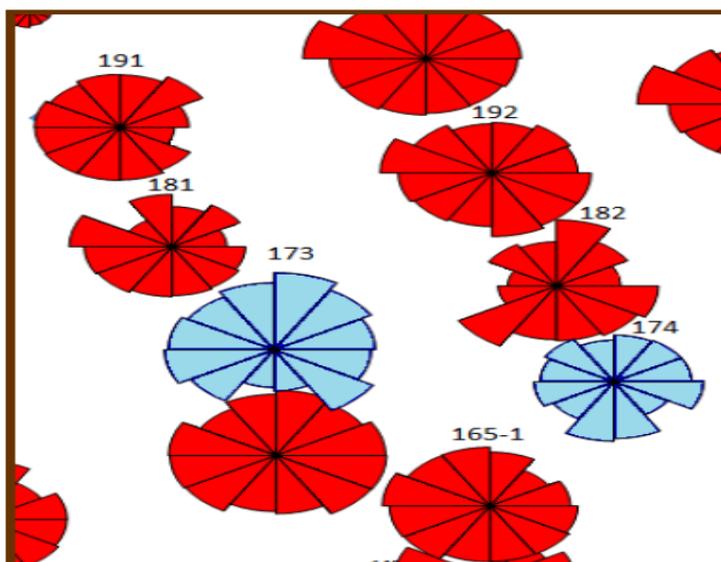


Рисунок 1 – Динамическая карта разработки

Методика владеет многими достоинствами, к которым относятся: малые временные затраты на построение динамических карт; наглядность, легкость в анализе карт; отсутствие финансовых затрат; анализ периодов разработки любой продолжительности, а также сравнение карт разных периодов.

Автором представленной методики является А. В. Горюнова.

Данную методику применили на одном из месторождений ТПП «Лагнеспаснефтегаз».

С помощью программного продукта Isoline8 построили карту взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин. Для анализа взаимовлияния построили карту по месяцам, как по нагнетательным, так и по добывающим скважинам. На ней можно выделить участки, где мы видим реакцию от нагнетательных скважин на добывающие. Но чтобы назначить ГТМ на добывающие скважины, нужно понимать есть ли там запасы.

Провели сравнение и увидели влияние по ряду скважин (рис. 2).

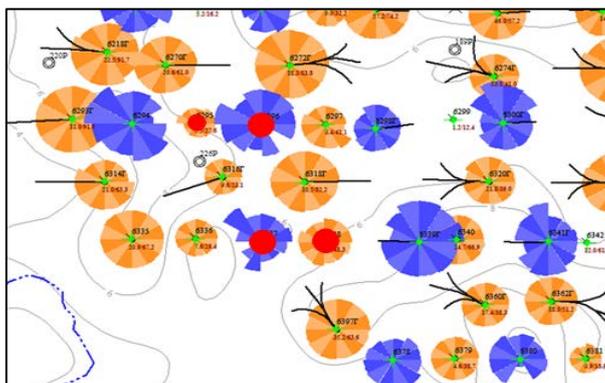


Рисунок 2 – Карта взаимовлияния по добывающим и нагнетательным скважинам

На основании диаграмм Вороного выделили зоны дренирования каждой скважины (рис. 3). Понимая, что закачка на объектах Западной-Сибири имеет поршневое вытеснение запасов, построили карту промытых зон и участков с локализацией остаточных запасов нефти.

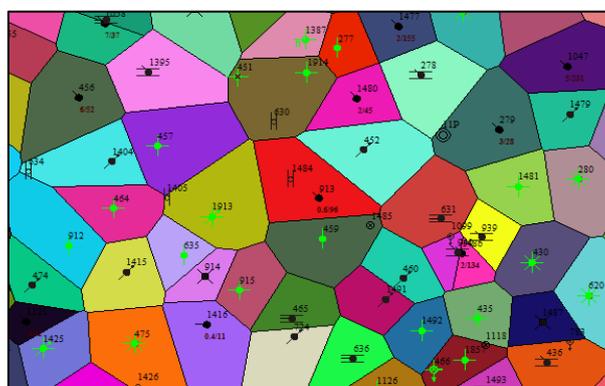


Рисунок 3 – Диаграммы Вороного

При помощи функций в программе Isoline8 рассчитали остаточные запасы в каждой ячейке. Далее сделали сравнение накопленных отборов и текущих запасов. Вычитая из расчетных остаточных запасов накопленные отборы и извлекаемые запасы получились как положительные, так и отрицательные значения. Отрицательные указаны синим цветом, что ассоциируется с промытой зоной. Соответственно коричневые зоны, это зоны где есть остаточные запасы. На карте видны как промытые зоны, так и зоны сосредоточения текущих запасов (рис. 4).

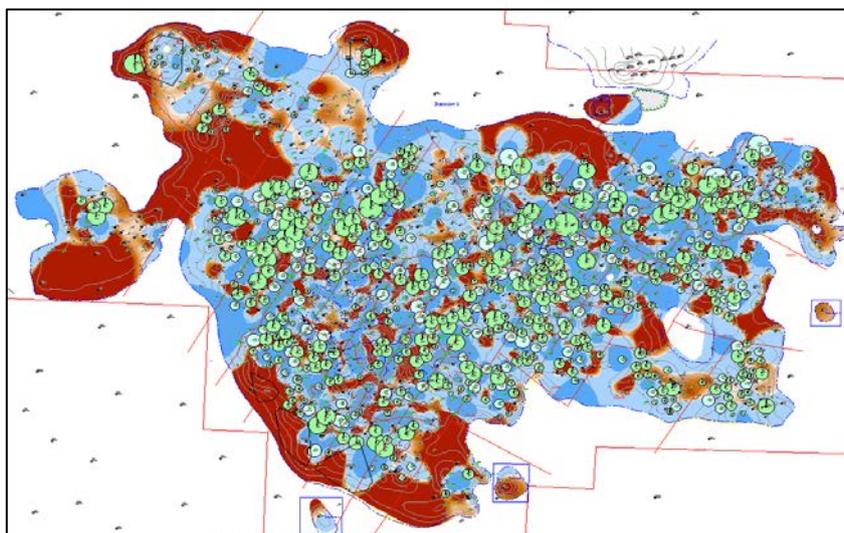


Рисунок 4 – Карта охвата заводнения по площади

Закключение

Разработанная методика позволяет провести комплексный анализ сложившейся системы заводнения.

Сложность данной методики в том, что это долгий процесс, ее можно автоматизировать чтобы можно было смещать эти параметры и переключать между собой.

Библиографический список:

1. ГОСТ Р 53710-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки: национальный стандарт Российской Федерации: утв. и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 декабря 2009 г. № 1152-ст / разработан Научно-исследовательским и проектным институтом нефти и газа Российской академии естественных наук, ТО «СургутНИПИнефть» ОАО «Сургутнефтегаз», Всероссийским нефтегазовым научно-исследовательским институтом им. академика А.П. Крылова, Некоммерческим Партнерством «Саморегулируемая организация «Национальная ассоциация по экспертизе недр» (НП «НАЭН»). – Москва: Стандартинформ, 2010. – 54 с. – Текст: непосредственный.
2. Горюнова А. А. Разработка методики визуального анализа эффективности закачки / А. А. Горюнова. – Текст: непосредственный // Научный форум: Сибирь. – 2015. – № 1. – С. 24-26.
3. Меркулова Л. И. Графические методы анализа при добыче нефти. / Л. И. Меркулова, А. А. Гинзбург. – Москва: Недра, 1986. – 123 с. – Текст: непосредственный.
4. Регламент комплексного контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». – Когалым, 2001. – 125 с. – Текст : непосредственный.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИЙ ОБСАДНЫХ КОЛОНН СКВАЖИН ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ РАСТЕПЛЕНИЯ МЕРЗЛЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

Мальков С. Н., магистрант, группа БГСмоз-21- 1,
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»,
Бастриков С. Н., д. т. н., профессор,
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Актуальность. Строительство эксплуатационных объектов в климатической зоне, для которой характерно наличие в разрезе мерзлых горных пород (МГП), требует решений по сохранению температуры под объектом строительства. С учетом этого будет проводиться проектирование схем размещения объектов относительно друг друга, выбор конструкций скважин, материалов и применяемых технологий строительства и способов эксплуатации. Все это соответственно влияет на стоимость строительства скважин, как эксплуатационных объектов. Проектирование и строительство данных скважин требует поиск инновационных технических решений, позволяющих препятствовать теплообмену в интервале МГП, что и объясняет актуальность данных исследований.

Одним из способов решения поставленной задачи строительства скважин в районах МГП является вопрос сохранения естественной отрицательной температуры в мерзлых породах в период эксплуатации скважины либо минимизировать передачу тепла в мерзлоту. В процессе проектирования определяется нормативное время эксплуатации скважины, в основе которого устанавливается период полезного и безопасного использования ее, как эксплуатационного объекта. В основе расчетов, как правило, лежит определение остаточных прочностных характеристик обсадных колонн, но при строительстве скважин в условиях МГП накладывается еще один дополнительный фактор, который и определяет безопасный период эксплуатации скважины. Это способ объединения группы скважин в пределах одной кустовой площадки, так называемый «кустовой способ бурения», где определяющим являются размеры оснований площадок и расстояние между скважинами, а при наличии в литолого-стратиграфическом разрезе интервала с мерзлыми горными породами фактор расстояния между устьями скважин является основополагающим, т.к. время растепления грунтов вокруг устья и ствола скважины будет влиять на период полезного использования объекта. Для установления времени растепления грунтов определяется радиус растепления грунтов вокруг устья скважин. В основе расчетов растепления грунтов лежит закон теплопроводности Фурье, передача тепла в мерзлоту. При бурении интервала МГП процесс теплообмена от промывочной жидкости носит кратковременный и циклический характер, при эксплуатации скважины процесс теплообмена происходит постоянно и температура флюида или нагнетаемого агента в пласт является основным фактором, определяющим размер ореола оттаивания грунта вблизи добывающих скважин (радиус растепления) и время, за которое последний

достигнет критических величин, что в итоге и повлияет на нормативный срок эксплуатации скважины, а при кустовом способе бурения на расстояние между скважинами.

Для увеличения периода безопасной эксплуатации скважины при кустовом способе бурения на практике применяются следующие способы:

1. Увеличение расстояния между скважинами, чтобы соприкосновение радиусов растепления заняло более длительный период времени, при этом расстояние между скважинами может достигать величин от 40 до 60 метров, что при кустовом бурении значительно увеличивает объемы капиталовложений на этапе строительства, а в ряде случаев при ограничениях в ресурсах строительных материалов, из которых строится площадка, приводит к невозможности разработки месторождения из-за нерентабельности.

2. На этапе строительства скважины применение тампонажных материалов, уменьшающих теплопроводность от обсадной колонны, но обеспечить полного препятствия передачи тепловой энергии в мерзлую горную породу они не могут, т.к. основным материалом при креплении скважины является цемент, а элементами, влияющими на уменьшение теплопроводности является наполнители (микросферы, алюмосилакиты и т. д.), вводимые в цементную смесь.

3. Использование специализированных дополнительных средств (термостабилизаторов) в период эксплуатации, которые препятствуют процессу теплообмена от скважины в МГП, но полностью его не исключают. Данный способ распространенный, но требует постоянного мониторинга, затрат на эксплуатацию и обслуживание. При этом термостабилизаторы имеют ограниченную глубину погружения в мерзлый грунт, что не позволяет поддерживать необходимую температуру во всем интервале пород. Учитывая, что интервал ММП достигает величины до 1000 метров, процессу теплообмена ниже глубины погружения термостабилизатора не создается дополнительных препятствий.

4. Применение теплоизолированных насосно-компрессорных труб (НКТ0 для уменьшения температурного воздействия на интервал МГП, что препятствует передаче тепла от скважины в породу, но полностью ее не исключают, при этом реализация данного подхода требует затрат в течении всего периода эксплуатации, т. к. трубы НКТ имеют ограниченный ресурс эксплуатации.

Все вышеперечисленные способы позволяют влиять на время растепление грунтов в интервале МГП, но требуют значительных финансовых затрат на этапе строительства либо в период эксплуатации скважины.

Решить вопросы предотвращения процесса растепления в интервале МГП, снизить капитальные и операционные затрат на эксплуатацию, а также эмпирически определить период растепления можно с помощью применения теплоизоляционных материалов в конструкции скважины, а именно: применением термокейса и термоизолированной трубы (термокондуктора) двух вариантов – безвакуумном и в вакуумном исполнении.

Термокейс (рис. 1) имеет длину от 9-12 метров, при использовании 2-3 секций крепление между секциями производится с помощью сварки, при фланцевом креплении с помощью болтовых соединений. Места соединения элементов теплоизолируются пенополиуретановыми скорлупами, далее устанавливается стальная обечайка. Пространство между колонной и скважиной заполняется специальными тампонажными смесями. Установка термокейсов происходит в период строительства кустового основания, бурение термокейсов производится "на сухую" с использованием шнеков. Работы по бурению и погружению термокейсов носят сезонный характер, а при наличии незамерзающей грунтовой воды и/или минерализованной воды в планируемом интервале погружения – бурение и последующее погружение термокейса зачастую невозможно в данных условиях. По глубине погружения термокейсов имеются ограничения связанных с бурением "на сухую", внешним диаметром самого изделия. Как правило глубины погружения варьируются от 20 до 50 метров.



Рисунок 1 – Термокейс и схема установки

Второй способ решения вопроса по предотвращению растепления МГП является более технологичным и имеет ряд преимуществ по сравнению с термокейсом, т. к. работы по спуску могут производиться в процессе бурения комплектованием верхних секций в составе обсадной колонны и не имеют сезонных ограничений и ограничений по глубине спуска.

Также имеются преимущества по способу теплоизоляции, что позволяет существенно снизить теплообмен в МПП, тем самым повлиять на период и радиус растепления. На Рисунок 2 приведена труба в вакуумном исполнении. Конструктивная особенность данной трубы позволяет снизить теплопроводность колонны до 0,010 Вт/м*К, что в 3 раза превышает изоляцию, выполненную с помощью пенополиуретана и позволяет снизить требования по теплопроводности цементного камня в интервале мерзлых пород.

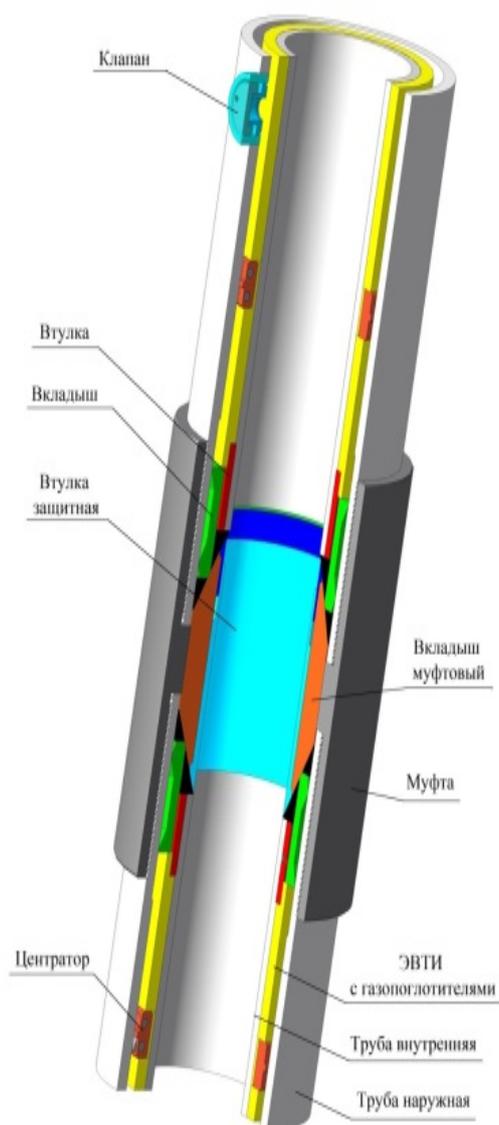


Рисунок 2 – Термоизолированная обсадная труба

Выполнены расчеты растепления горных пород от скважин, оборудованных термокейсом и с теплоизолированной трубой двух типов, выполненные в программе «FROST 3D Universal» с учетом коэффициентов теплопроводности материалов, приведенных в табл. 1.

Теплопроводность материалов

Наименование	Ед. измерения	Значение
Стальная труба	Вт/(м·К)	47,0
Цементный камень	Вт/(м·К)	1,28
Вода	Вт/(м·К)	0,683
Полиуретан	Вт/(м·К)	0,031
Термокондуктор в безвакуумном исполнении	Вт/(м·К)	0,03
Термокондуктор в вакуумном исполнении	Вт/(м·К)	0,012

Расчет распространения тепла в трехмерном пространстве в программе «Frost 3D Universal» основан на широко апробированном уравнении теплопроводности, в котором учтены фазовые превращения и перенос тепла за счет конвекции:

$$\left(C(T) + \rho_b L \frac{\partial w_w(T)}{\partial T} \right) \frac{\partial T}{\partial t} + \nabla \cdot (-\lambda(T) \nabla T) + C_w \mathbf{u} \nabla T = 0,$$

где T – температура, °С; $C(T)$ – зависимость объемной теплоемкости грунта от температуры, Дж/(м³·°С); $w_w(T)$ – зависимость количества незамерзшей воды в грунте от температуры, д.е.; ρ_b – плотность грунта, кг/м³; L – удельная теплота фазового перехода, Дж/кг; t – время, с; $\lambda(T)$ – зависимость теплопроводности грунта от температуры, Вт/(м·°С); C_w – объемная тепло-емкость воды, Дж/(м³·°С); \mathbf{u} – вектор скорости фильтрации грунтовых вод, м/с.

На основании значения объемной теплоемкости и теплопроводности грунтов для талого и мерзлого состояний в программе вычисляется температурная зависимость объемной теплоемкости и теплопроводности в соответствии с выражениями:

$$C(T) = C_f (1 - w_w(T)/w_{tot}) + C_{th} (w_w(T)/w_{tot}),$$

$$\lambda(T) = \lambda_f (1 - w_w(T)/w_{tot}) + \lambda_{th} (w_w(T)/w_{tot}),$$

где $C(T)$ – зависимость объемной теплоемкости грунта от температуры, Дж/(м³·°С); $\lambda(T)$ – зависимость теплопроводности грунта от температуры, Вт/(м·°С); w_{tot} – суммарная весовая влажность грунта, д. е.; $w_w(T)$ – зависимость количества незамерзшей воды в грунте от температуры, д. е.

В программе «FROST 3D Universal» создавалась расчётная область размерами 80x20x40 м (по осям x , y и z соответственно). По центру расчетной области (рис. 3) вдоль оси X перпендикулярно дневной поверхности проходят оси скважин, пересекающие вертикально всю область расчета. Рассматриваемая область моделирования является трехмерным фрагментом, ограниченным сверху дневной поверхностью, снизу – плоскостью,

расположенной на достаточно большой глубине, чтобы не оказывать влияния на процессы в интересующей части области. Для расчета были определены условия теплообмена рассматриваемого участка с внешней средой. На боковой границе расчетной области был задан тепловой поток, равный нулю (граничное условие второго рода). Это предполагает, что температура грунта за боковой границей расчетной области равна температуре на границе, и вследствие этого тепловой поток через боковую границу отсутствует. На нижней границе расчетной области также задается тепловой поток, равный нулю, поскольку предполагается, что за нижней границей расчетной области идет продолжение скважины. На границе расчетной области с атмосферой были заданы граничные условия третьего рода. В качестве исходных данных были определены периодические зависимости температуры от времени, коэффициента теплообмена от времени и толщины снегового покрова от времени. На границе грунта со скважиной были также заданы граничные условия третьего рода. В качестве температуры была взята температура продукта в скважине, а коэффициент теплообмена был вычислен исходя из свойств и толщины материалов, входящих в конструкцию скважины.

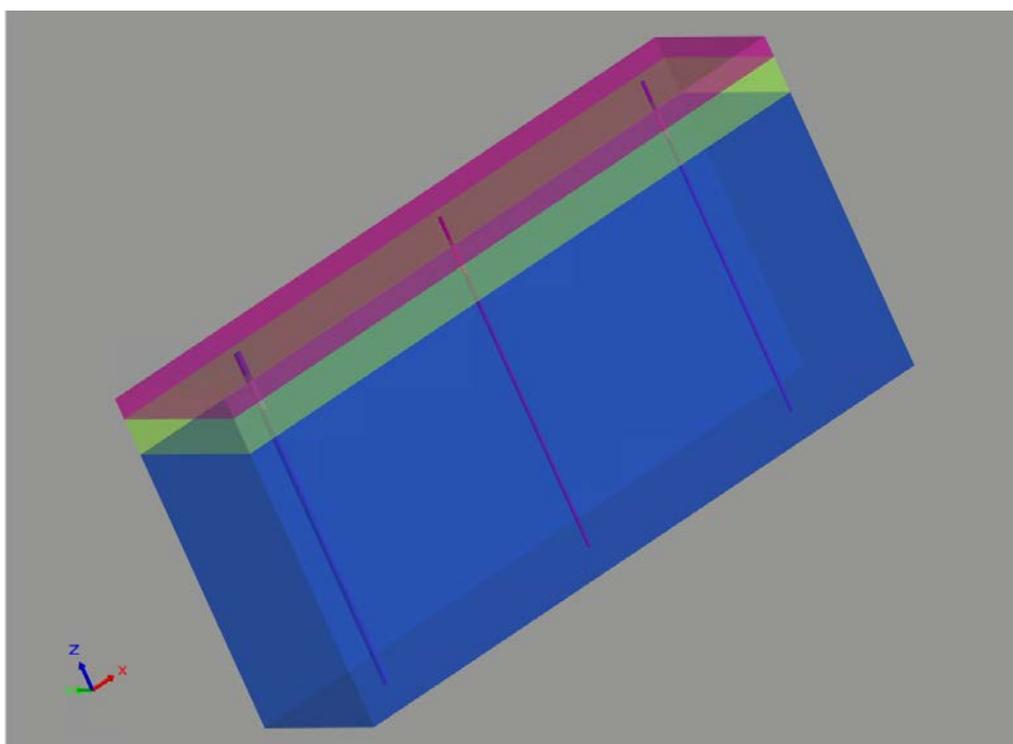


Рисунок 3 – Трехмерная геометрия расчетной области

Ореол оттаивания грунта вокруг скважины определялся на основании распределения количества незамерзшей воды в грунте в различные годы жизни скважины. При этом необходимо иметь в виду, что по глубине скважины присутствуют разные типы грунтов, которые имеют разную зависимость содержания незамерзшей воды от температуры (рис. 4).

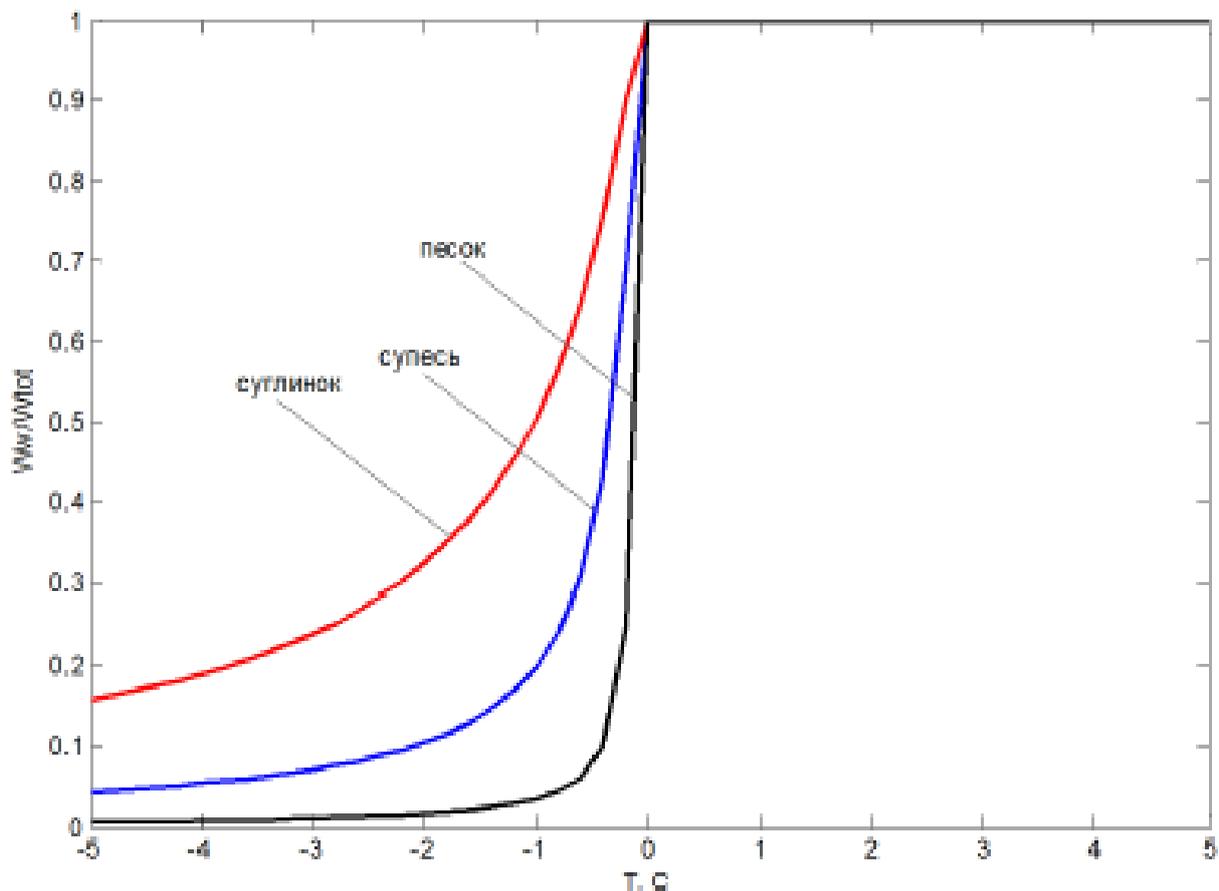


Рисунок 4 – Зависимость содержания незамерзшей воды от температуры для различных типов грунтов

Кроме этого, для различных типов грунтов задавалась разная температура начала фазового превращения «вода-лед». В связи с этим наблюдается сложная картина оттаивания грунта по глубине скважины. Ниже в таблице приведено расстояние от центральной оси скважины до места, в котором в грунте полностью отсутствует лед. Ореол оттаивания вокруг скважины анализировался на сентябрь месяц (поскольку в этом месяце за счет сезонного колебания температур наблюдается наибольшее растепление верхнего слоя грунта).

На рис. 5-6 представлены (соответственно, через 1 год и 25 лет) результаты распределения количества незамерзшей воды относительно общего значения влагосодержания грунта (W_w/W_{tot}) в сечении XZ. Красному цвету соответствуют области, в которых грунт находится в талом состоянии. Поскольку при температуре ниже температуры фазового перехода в грунте имеется определенное количество незамерзшей воды (в зависимости от типа и свойств грунта), то наблюдается градиент количества незамерзшей воды, визуализированной цветовой заливкой от красного к синему цвету. Аналогичные исследования выполнены для периодов 2, 3, 5, 10, 15, 20 и 25 лет.

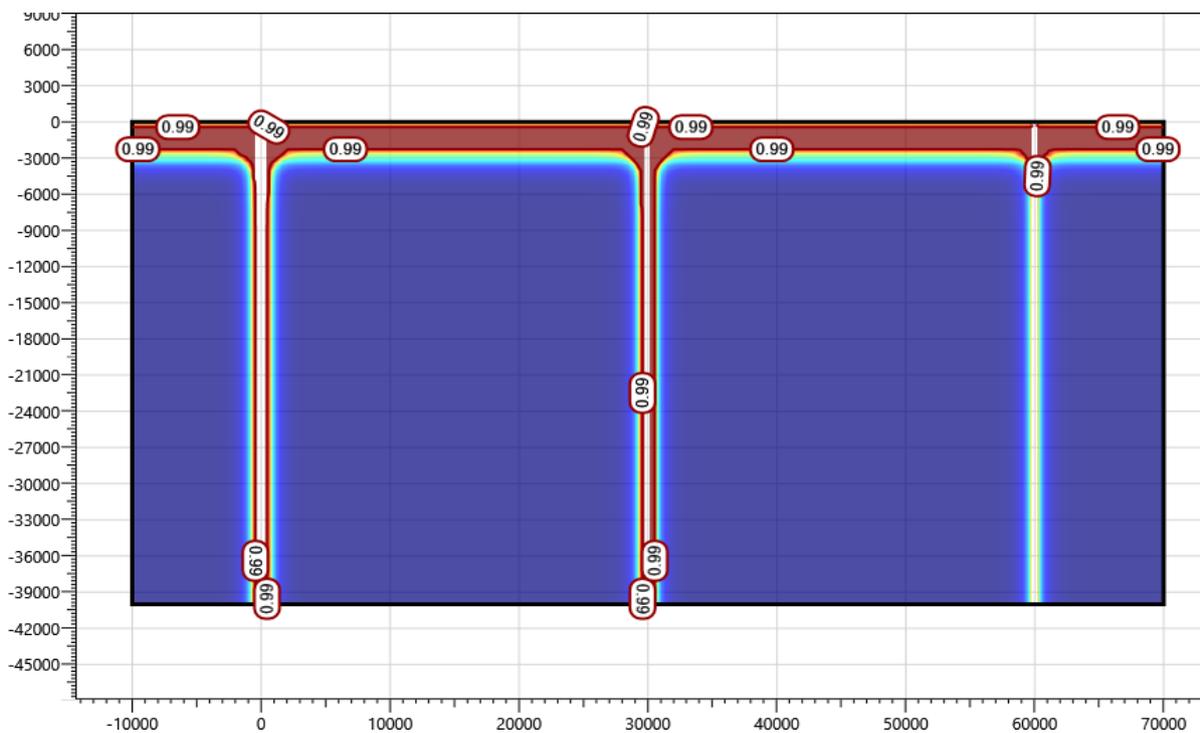


Рисунок 5 – Распределение количества незамерзшей воды в сечении XZ в сентябре через 1 год

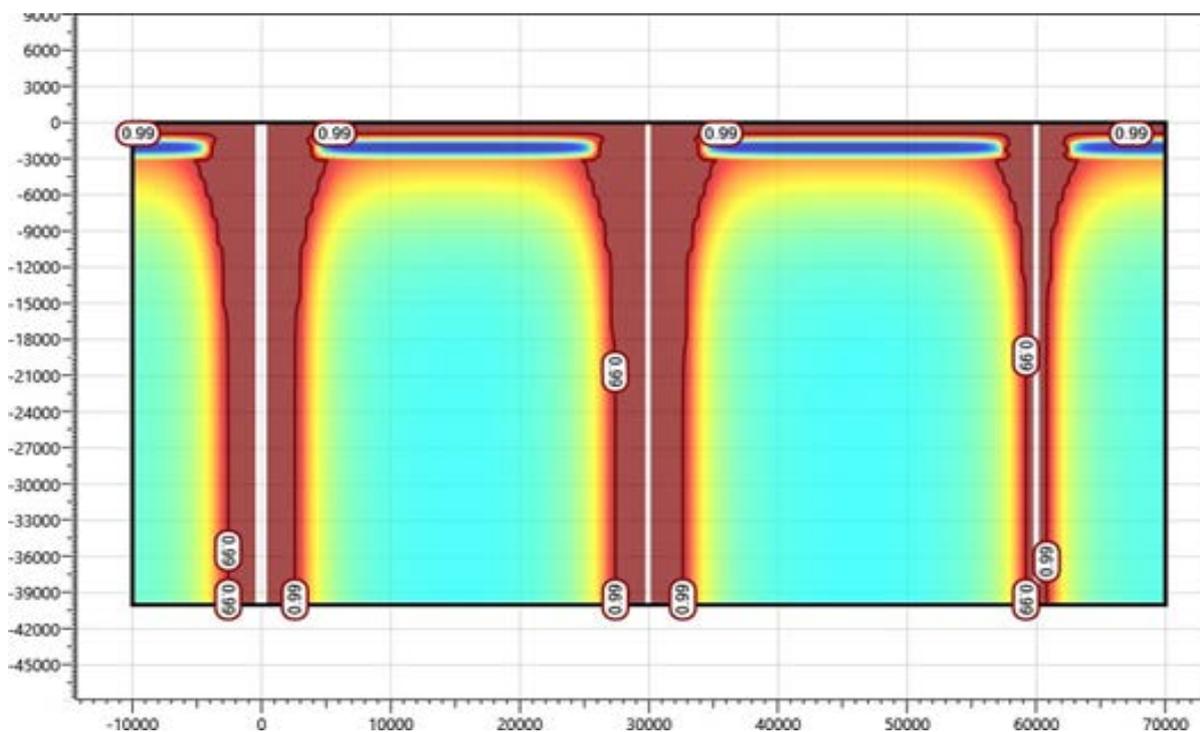


Рисунок 6 – Распределение количества незамерзшей воды в сечении XZ в сентябре через 25 лет

Радиусы растепления грунтов приустьевых зон скважины на конец летних периодов представлены в табл. 2-4.

Таблица 2

**Расстояние от скважины до области в грунте, где полностью отсутствует лёд
(термокейс 630/426)**

Температура флюида, °С	Глубина, м	Радиус оттаивания (м) по годам							
		Через 1 год	Через 2 года	Через 3 года	Через 5 лет	Через 10 лет	Через 15 лет	Через 20 лет	Через 25 лет
20	5,0	0,63	0,85	1,19	1,65	2,58	3,45	3,93	4,40
	10,0	0,45	0,63	0,85	1,18	1,66	2,17	2,84	3,20
	15,0	0,45	0,63	0,85	1,18	1,66	2,09	2,53	2,78
	20,0	0,45	0,63	0,85	1,18	1,66	2,09	2,53	2,78
	30,0	0,45	0,63	0,85	1,18	1,66	2,09	2,53	2,78

Примечание: Насыпной грунт 0 – 2,5 м.

Таблица 3

**Расстояние от скважины до области в грунте, где полностью отсутствует лёд
(термокондуктор 324/245 в безвакуумном исполнении)**

Температура флюида, 0С	Глубина, м	Радиус оттаивания (м) по годам							
		Через 1 год	Через 2 года	Через 3 года	Через 5 лет	Через 10 лет	Через 15 лет	Через 20 лет	Через 25 лет
20	0,52	0,63	0,77	1,13	1,56	2,61	3,36	3,87	4,37
	0,51	0,45	0,76	0,78	1,10	1,60	2,43	2,90	3,35
	0,51	0,45	0,76	0,78	1,10	1,60	2,01	2,46	2,90
	0,51	0,45	0,76	0,78	1,10	1,60	2,01	2,46	2,90
	0,51	0,45	0,76	0,78	1,10	1,60	2,01	2,46	2,90

Примечание: Насыпной грунт 0 – 2,5 м.

Таблица 4

**Расстояние от скважины до области в грунте, где полностью отсутствует лёд
(термокондуктор 324/245 в вакуумном исполнении)**

Температура флюида, 0С	Глубина, м	Радиус оттаивания (м) по годам							
		Через 1 год	Через 2 года	Через 3 года	Через 5 лет	Через 10 лет	Через 15 лет	Через 20 лет	Через 25 лет
20	5,0	0,22	0,33	0,38	0,76	1,14	1,62	2,04	2,47
	10,0	0,22	0,23	0,25	0,35	0,53	0,78	1,10	1,13
	15,0	0,22	0,23	0,25	0,35	0,53	0,60	0,78	0,81
	20,0	0,22	0,23	0,25	0,35	0,53	0,60	0,78	0,81
	30,0	0,22	0,23	0,25	0,35	0,53	0,60	0,78	0,81

Примечание: Насыпной грунт 0 – 2,5 м.

Результаты вычислений, показывают, что в расчетный срок 25 лет, при схеме расстановки скважин на расстоянии 30 м с разной конструкцией, получены следующие результаты:

1. Радиус растепления от скважины с применением в конструкции термокейса 630/426 составил 4,40 м;

2. Радиус растепления от скважины с применением в конструкции термокондуктора 324/245 в безвакуумном исполнении - 4,37 м;

3. Радиус растепления от скважины с применением в конструкции термокондуктора 324/245 в вакуумном исполнении - 2,47 м.

На основании анализа исследовательских работ можно сделать следующие выводы:

1. Применение теплоизолированной трубы в вакуумном исполнении показало наилучшие показатели по предотвращению растепления МГП. Это позволяет сократить расстояние между устьями скважин до 6 м при использовании трубы в вакуумном исполнении и до 9 метров в безвакуумном исполнении.

2. Отсутствие ограничений по глубине спуска термоизолированной обсадной трубы позволят избежать возникновения миграцию свободного метана в МГП, возникающего в процессе теплообмена от скважины, тем самым предупредить или исключить образование метановых скоплений возле стволовой части скважины на всем протяжении МГП, а также исключить разрушение цементной крепи из-за обратного промерзания после выполнения тепловых обработок скважины.

3. Применение теплоизолированной обсадной трубы во всем интервале МГП позволит увеличить нормативное время эксплуатации скважины и предупредить возникновение техногенных воздействий на окружающую среду, связанных со скоплением метана в этом интервале и последующим его выходом на поверхность.

Библиографический список:

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – Москва, 2020. – 368 с. – Текст: непосредственный.

2. Шанаенко В. В. Бурение в вечной мерзлоте больше не проблема / В. В. Шанаенко. – Текст: непосредственный // Территория нефтегаз. – 2013. № 11. – С. 13-15.

3. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: федеральный закон: № 116-ФЗ: принят Государственной Думой 20 июня 1997 года: в (с изменениями на 11 июня 2021 года) (редакция, действующая с 1 июля 2021 года). – ИС«Техэксперт: 6 поколение» Интранет. – 30 с. – Текст: непосредственный.

4. Зверев Г. В. Расчет анализов воздействия многолетнемерзлых пород на крепление скважины №338 Ванкорского месторождения в период эксплуатации / Г. В. Зверев, А. Ю. Тарасов. - Текст: непосредственный // Национальный исследовательский Иркутский государственный технический университет, Иркутск, Россия, Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - 2013. – № 8. – С. 41-51.

Научный руководитель: Бастриков С. Н., д-р техн. наук, профессор.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАБУХАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ПОЛИМЕРОВ ДЛЯ ЗАЛЕЧИВАНИЯ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

Маскенов А. С., группа А2147-21-01, г. Уфа, a-msken@mail.ru

Гайнулов Р. Ф., группа МГБ03-22-01, г. Уфа, rustemqua101@yandex.ru

На сегодняшний день крепление скважин является одним из самых проблемных видов работ, требующих особое внимание и индивидуальный подход. На скважину воздействуют множество нагрузок во время эксплуатации, таковыми являются: гидроразрыв, вторичное вскрытие пласта и опрессовка. К чему могут привести такие процессы? К потере герметичности и ранней обводненности продукции.

Основным решением потери герметичности кольцевого пространства на данный момент является проведение ремонтно-изоляционных работ, в процессе которых между колонной и стенкой скважины под большим давлением закачивается дополнительная порция тампонажного материала через специальные перфорационные отверстия. У данного способа решения проблемы есть минусы, такие как неточность в определении интервала потери герметичности и большие финансовые издержки.

Альтернативой выполнению ремонтно-изоляционных работ является разработка и применение такого тампонажного материала, который позволит увеличить прочность и долговечность цементного камня. При этом долговечность камня обеспечивается вводом специальных добавок, которые при определенных условиях восстанавливают герметичность камня, перекрывая образующиеся трещины. Таковыми являются самозалечивающиеся цементы.

Как это отразится на добыче нефти и газа? В первую очередь это повлияет на окружающую среду, то есть экологию, путем снижения количества утечек из скважины, что особенно актуально при морском бурении. Данная технология также снизит необходимость проведения ремонтно-изоляционных работ, что значительно повысит рентабельность строительства скважины и избавит недропользователя от лишних затрат.

Исходя из вышеперечисленного, нами была поставлена цель – исследование и разработка самозалечивающегося цемента. Для достижения этой цели был определен ряд задач, одной из которых является поиск добавок,

которые будут способны оптимизировать свойства традиционных составов. При этом были рассмотрены тенденции добычи нефтяных и газовых скважин в России с уклоном на импортозамещение технологий иностранных коллег.

Самозалечивающийся цемент — это по своей сути традиционный портландцемент тампонажный, имеющий в своем составе специальную модифицирующую добавку, принцип работы которой основан на набухании под действием пластовых флюидов, препятствуя тем самым дальнейшей миграции жидкостей через трещины. Этот процесс происходит без какого-либо вмешательства извне [1-3].

На сегодняшний день известно о трех возможных модифицирующих добавках, у каждой из которых свой определенный механизм срабатывания: инкапсулированные (гранулы), в оболочке сосуда (волокно), без оболочек. Работа механизма самозалечивания в большинстве случаев не зависит от среды, в которой используется модифицирующая добавка [4-5].

В наших исследованиях использовались модифицирующие добавки, такие как различные полимеры и резина.

Резина — это эластичный высокомолекулярный материал, который получают вулканизацией натурального каучука. Структура резины представляет собой хаотичную полимерную цепочку углеводов, соединенных атомами серы.

Основным свойством высокомолекулярных соединений является их набухание в различных жидкостях, связанное с процессами диффузии. Набухание происходит из-за проникновения молекул жидкости в межмолекулярное пространство изучаемых резин, что приводит к их дальнейшему разупрочнению и ослаблению. Степень набухания резин зависит от процентного соотношения добавляемых ингредиентов, природы исходного каучука, наличия различных примесей, условий их обработки и степени вулканизации каучука. Резины могут лишь частично набухать в исследуемых средах из-за сшитой пространственно-сетчатой структуры в отличие от каучуков. С увеличением количества примесей степень набухания резины уменьшается [6-7].

Полимеры, как и резина, является общим названием для высокомолекулярных материалов, состоящих из огромного числа атомных группировок.

На первом этапе нам необходимо было узнать пределы и период активной работы набухающих добавок. Для этого проводились замеры коэффициента набухания на приборе Жигача-Ярова в различных средах. В качестве среды использовались вода, щелочная среда, газовый конденсат. Как показали лабораторные исследования все реагенты за исключением органобентонита не набухают в воде и щелочной среде, что является положительным свойством, поскольку обеспечивает стабильность раствора во время затворения и закачки. Иная картина наблюдается при проведении испытаний в газовом конденсате (рис. 1). Органобентонит оказался наименее активным в углеводородной среде. При этом наилучшую набухающую способность проявил полимер КР654, максимальный коэффициент набухания, зафиксированный в течение первых суток эксперимента, составил 250 %.

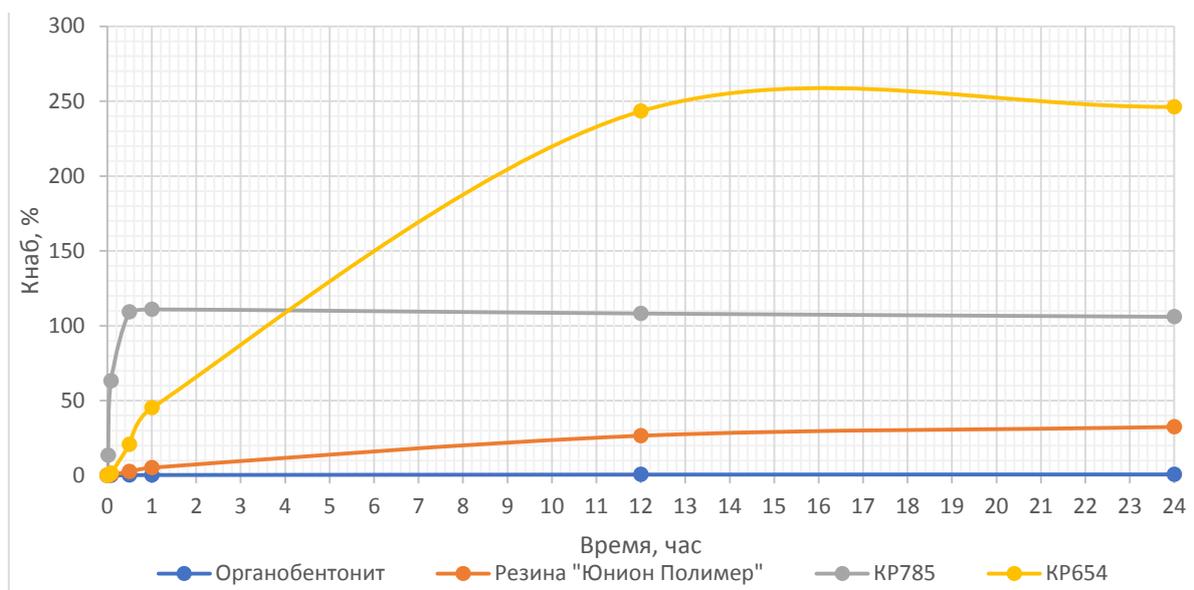


Рисунок 1 – Оценка набухающей способности различных добавок

Вывод

В данном исследовании с целью увеличения долговечности скважин в сложных горно-геологических условиях были исследованы следующие модифицирующие добавки: органобентонит, резина, полимеры серии КР. Результаты показали, что полимер КР654 является наиболее перспективной модифицирующей добавкой, так как он набухает активнее аналогов.

Данное исследование внесло значительный вклад в поиск оптимальной модифицирующей добавки. На следующем этапе планируется оценить набухающую способность ряда других добавок, а затем провести экспериментальные исследования с применением газов (пропан, метан).

Библиографический список:

1. Агзамов, Ф. А. Анализ материалов для залечивания водопроводящих каналов цементного камня / Ф. А. Агзамов, Э. Р. Исмагилова, З. И. Оздоев. – Текст : непосредственный // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 5 (121). – С. 11-27.
2. Агзамов, Ф. А. Исследование добавок для восстановления герметичности крепи скважины / Ф. А. Агзамов, А. С. Маскенов, Н. Н. Шантасов. – Текст : непосредственный // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 30-38.
3. Агзамов Ф. А. Самозалечивающиеся цементы – ключ к сохранению герметичности крепи скважин. Часть 2 / Ф. А. Агзамов, Э. Р. Исмагилова. – Текст : непосредственный // Нанотехнологии в строительстве. – 2019. – Том 11, № 6. – С. 730-742.
4. Browning R. Effectiveness of Self-Healing Cement Additives Based on Test Methodology Using Simulated Cement Sheath Cracks / R. Browning, D. Gaugler, P. Jones. – Text : direct // Society of Petroleum Engineers. – 2012. – SPE 161028.

5. Reddy, B. R. Self-Healing Cements That Heal Without Dependence on Fluid Contact: A Laboratory Study / B. R. Reddy, F. Liang, R. Fitzgerald. – Text : direct // Society of Petroleum Engineers. – 2010. – 12155-PA.

6. Synthesis and characterization of a new polymeric microcapsule and feasibility investigation in self-healing cementitious materials / L. Lv, Z. Yang, G. Chen, G. Zhu. – Text : direct // Construction and Buildings Materials. – 2016. – vol 105. – P. 487-495.

7. Sangadji S. Mimicking Bone Healing Process to Self Repair Concrete Structure Novel Approach Using Porous Network Concrete / S. Sangadji, E. Schlangen. – Text : direct // Procedia Engineering. – 2013. – vol. 54. – P. 315-326.

Научный руководитель: Агзамов Ф. А., профессор кафедры БНГС, д-р техн. наук, профессор.

МЕТОДИКА ВЫБОРА СКВАЖИННОГО ФИЛЬТРА ДЛЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С УЧЕТОМ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

Никишин В. В., доц. каф. БС, г. Санкт-Петербург, nikishin_vv@pers.spmi.ru

Блинов П. А., доц. каф. БС, г. Санкт-Петербург, blinov_pa@pers.spmi.ru

Терехин В. А., группа НБМ-21, г. Санкт-Петербург, terekhinvada@mail.ru

Аннотация. В данной статье представлена методика выбора скважинного фильтра для нефтяных скважин, разработанная по результатам анализа научной литературы. Представленная методика позволяет определить вид наиболее подходящего фильтра, в зависимости от геологических условий, и подобрать рабочие параметры скважинного фильтра, учитывая проектные технологические условия.

Введение. Ввиду постоянно растущих общественных потребностей замечен масштабный рост бурения скважин [1, 2]. При этом, данный процесс является сложным и комплексным, особенно если работы протекают в неустойчивых отложениях [3, 4, 5]. Поэтому, для получения готовой добывающей скважины необходим строгий и постоянный контроль всех этапов, протекающих при строительстве скважин [6, 7].

На заключительном этапе процесса строительства скважины на забой устанавливают специальное оборудование – скважинный фильтр. Он служит защитой от поступления в скважину различных механических примесей, которые негативно влияют на скважинное оборудование. Одними из наиболее положительных эффектов от использования скважинного фильтра являются – повышение межремонтного периода скважинного оборудования и улучшение качества откачиваемого флюида. Объект исследования – заканчивание скважин. Предмет исследования – совершенствование процесса заканчивания скважин путем разработки методики выбора наиболее подходящего скважинного фильтра с учетом геолого-технологических условий. Цель работы – разработать методику для выбора скважинного фильтра, учитывающую геолого-технологические условия скважины.

Задачи исследования: 1) выполнить анализ научных работ, схожих по тематике с данным исследованием; 2) отобрать наиболее значимые для разработки методики зависимости; 3) разработать методику выбора скважинного фильтра.

Методика исследования. Для решения поставленных задач был выполнен анализ тематической научной литературы.

Выбор типа фильтра в зависимости от геологических условий. Неправильно подобранный тип скважинного фильтра может привести к полной потере дебита. В процессе анализа возможных методов выбора типа фильтра, наиболее подходящий способ описан в работе [8], где используется матрица Д. Тиффина (таблица 1). Для правильного использования матрицы необходима информация о гранулометрическом составе горных пород в продуктивной толще.

Уточнение рабочих параметров скважинного фильтра в зависимости от технологических условий. Параметр скважности фильтра позволяет численно представить возможный дебит, поэтому он является наиболее важным при выборе рабочих параметров скважинного фильтра.

Таблица 1

Матрица Д. Тиффина [9]

Коэффициент сортировки	Коэффициент однородности	Содержание мелких фракций	Рекомендуемый тип противопесочной системы	Условия эффективного использования
<10	>3	<2	Любой тип фильтра	Хорошо отсортированный песчаник
<10	<5	<5	Проволочный, сетчатый и объёмные вставные фильтры	Умеренно отсортированный песчаник, высокое содержание мелкодисперсных частиц [9]
<20	<5	<5	Гравийный или расширяемый фильтры	Отсутствие слоистости и прослоев
<20	<5	<10	Намывной гравийный, или расширяемый фильтр	Плохо отсортированный песчаник
>20	>5	>10	Намывной гравийный, расширяемый или объёмные вставные фильтры	Очень плохо отсортированный песчаник. Рекомендуется увеличение площади контакта скважины с пластом [9]

Для нахождения параметра скважности забойного фильтра необходимо знать общее количество отверстий фильтра (n , шт) по всей длине его рабочей части (L , м), наружный диаметр фильтра (D_H , м) и площадь сечения одного отверстия в фильтре (F_0 , м²) [8]:

$$W = \frac{n \cdot F_0}{D_H \cdot L}$$

Зависимость ожидаемого дебита (м³/с) через скорость фильтрации, представленная в работе [10]:

$$Q = v_0 \cdot \pi \cdot D_H \cdot L \cdot W$$

где v_0 – скорость фильтрации флюида через фильтр в его наиболее проницаемой зоне, м/с.

Если выше от входной располагаются другие зоны отверстий, через которые возможна фильтрация, скорость фильтрации через них можно найти по зависимости из работы [11]:

$$v = v_0 \cdot ch\left(\frac{566 \cdot \mu \cdot n \cdot L}{D_H}\right)$$

где μ – динамическая вязкость фильтруемой жидкости, Па·с.

Размер отверстий скважинного фильтра подбирается с учетом предупреждения возможности выноса механических частиц из скважины через его отверстия. Математически такая зависимость представлена в работе [11]:

$$d_0 < d_1 \cdot k$$

где d_0 – размер отверстий фильтра, мм; d_1 – размер близлежащих к фильтру частиц, мм; k – коэффициент межслойности.

Заключение. Для использования данной методики необходимы данные гранулометрического состава горной породы в интервале установки скважинного фильтра. Конкретный тип фильтра выбирается проектировщиком по окончанию теоретических расчетов. Предлагаемая методика может быть использована для разработки проектов заканчивания для месторождений со сложными геологическими условиями. Однако, для установления границ ее применимости и уточнения математических формулировок требуются стендовые испытания.

Библиографический список:

1. Двойников М. В. Повышение эффективности бурения наклонных и горизонтальных скважин / М. В. Двойников, А. А. Куншин. – Текст : непосредственный // Деловой журнал Neftegaz. RU. – 2020. – №. 4. – С. 98-101.

2. New methods for preventing crumbling and collapse of the borehole walls / Chudyk I. I., Femiaki, Y. M., Orynychak, M. I., Sudakov. – Text : direct // Scientific Bulletin of National Mining University. – 2021. – №. 4 – 17-22.

3. Кадочников В. Г. Влияние пространственной формы бурильной колонны на вынос шлама в наклонно-направленных скважинах / В. Г. Кадочников, М. В. Двойников, П. А. Блинов – Текст : непосредственный // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2020. – №. 2. – С. 12-19.

4. Никишин В. В. Анализ проводки скважин и разработка бурового раствора для бурения горизонтальных скважин в терригенных отложениях / В. В. Никишин, П. А. Блинов, С. А. Болдырев. – Текст : непосредственный // Деловой журнал Neftegaz. RU. – 2022. – №. 4. – С. 14-17.

5. Изменение состава и структуры терригенных пород под воздействием буровых растворов / И. Л. Некрасова, К. П. Казымов, А. А. Предеин [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – №. 6. – С. 37-43.

6. М. В. Двойников. Исследования технико-технологических параметров бурения наклонных скважин / М. В. Двойников. – Текст : непосредственный // Записки Горного института. – 2017. – Т. 223. – С. 86-92.

7. Николаев Н. И. Теоретические и экспериментальные исследования эффективности бурения твердых горных пород / Н. И. Николаев, Е. Л. Леушева. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2015. – №. 15. – С. 38-47.

8. Ван Х. Выбор забойных фильтрующих средств, ограничивающих вынос песка из коллектора при освоении скважины / Х. Ван, В. М. Подгорнов. – Текст : непосредственный // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 408-415.

9. Рахмангулов Д. И. Совершенствование методов борьбы с пескопроявлениями в условиях заполярного месторождения / Д. И. Рахмангулов. – Текст: непосредственный // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2018. – №. 1. – С. 197-199.

10. Переверзева В. С. Расчет фильтров при проектировании водопроводных скважин / В. С. Переверзева, А. В. Кравцов. – Текст : непосредственный // Молодежь и системная модернизация страны. – 2018. – С. 217-220.

11. Башкатов, А. Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин / А. Д. Башкатов. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 554 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Никишин В. В., доцент кафедры БС, канд. техн. наук, доцент.

Научный консультант: Блинов П. А., доцент кафедры БС, канд. техн. наук., доцент.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИЙ И ТЕХНОЛОГИЙ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Овчинников П. В.,

Москва, Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), ovchinnikovpv@mgru.ru

В последние годы с целью с повышения эффективности, сокращения сроков и стоимости строительства, достижения максимальных эксплуатационных характеристик нефтяных и газовых скважин сложилась системная практика реализации наиболее перспективных технологий и решений в области крепления и заканчивания. Разрабатываются новые типы высокогерметичных и высокомоментных резьбовых соединений обсадных труб, обсадные и насосно-компрессорные трубы высокой прочности и для применения в условиях аномально-высоких температур. Реализована технология бурения на обсадных трубах. Выполняется постоянный поиск и внедрение современных буровых и тампонажных растворов. При заканчивании скважин применяются: современные модели противопесчаных проволочных фильтров, сетчатых (многослойных с сеткой сложного плетения и дисперсным/фильтрующим слоем) фильтров, фильтров с гравийной набивкой; набухающие пакера; оптоволоконные системы передачи данных; трассерные системы, устройства контроля притока (УКП) различных систем управления. Освоены системы заканчивания боковых стволов высокого уровня сложности (TAML-5), интеллектуальные системы заканчивания и управления работой скважин. Реализация современных технологий при строительстве скважин в Российской Федерации позволила достигнуть ряда мировых рекордов.

С учетом достигнутых результатов, можно выделить следующие актуальные направления и мероприятия:

1. Оптимизация конструкций скважин, за счет реализации следующих решений:

- снижение металлоемкости конструкций скважин при применении обсадных труб более высоких групп прочности при снижении толщины стенки с сохранением требований надежности (запаса прочности);

- уменьшение глубин спуска кондукторов и промежуточных колонн при уточнении геологических условий (отсутствие промежуточных напорных или продуктивных горизонтов, уточнение градиентов давлений по разрезу, уточнение характера насыщения пластов, применение эффективных буровых растворов в неустойчивых отложениях, ранее требовавших перекрытия удлиненным кондуктором или промежуточной колонной и др.);

- уменьшение диаметров обсадных колонн в связи с уточнением ожидаемых дебитов;

- исключение отдельных обсадных колонн в конструкции скважин (например, реализация трёхколонной конструкции скважин с горизонтальным окончанием в Западной Сибири, в том числе многозабойных). Достигнутая

эффективность – рекордное время бурения и крепление горизонтальной скважины на пласты группы АВ – 10...12 сут., снижение металлоемкости конструкции скважины – 20 %;

- замена сплошной эксплуатационной колонны на колонну хвостовик (в допустимых геолого-технических условиях);

- переход на строительство скважин малого диаметра (СМД) на месторождениях, находящихся в длительной разработке. В практике отнести к скважинам СМД скважины с эксплуатационной колонной диаметром 114,3 мм и менее. Многолетний опыт строительства СМД в ПАО «Татнефть» подтверждает возможность существенно сократить сроки и стоимость бурения. Техническая возможность строительства СМД апробирована на месторождениях Западной Сибири и в других регионах;

- детальный анализ геологической и технологической целесообразности бурения пилотных стволов при строительстве горизонтальных скважин с целью оптимизации количества бурения пилотных стволов (опыт крупных нефтяных компаний показывает возможность сократить необходимость бурения пилотных стволов с 70 % до 25 % от общего количества строящихся горизонтальных скважин).

2. Оптимизация комплекса ГИС будет способствовать как сокращению сроков бурения, так и упрощению конструкции скважины:

- опыт применения комплекса каротажа в процессе бурения LWD (logging while drilling) при бурении в Западной Сибири показал возможность сокращения времени бурения типовых горизонтальных скважин в среднем на 7,5 сут. за счет исключения традиционных ГИС и затрат времени на подготовку ствола для ГИС. В настоящее время разработан ряд отечественных модулей LWD для отдельных методов. Комплекс LWD позволяет получить материалы ГИС необходимой информативности, при этом сократить время работы в открытом стволе, способствует возможности объединения интервалов бурения транспортного и горизонтального ствола в один совместимый интервал (отказу от спуска отдельной транспортной колонны);

3. Технологические решения и приемы по оптимизации процессов крепления:

- опережающая забивка колонны направления из электросварных безмуфтовых труб с помощью сваебойного дизель-молота при кустовом бурении на суше;

- применение колонных головок типа ОУС (оборудование для обвязки скважины). Выпускаются односекционные, двух и трехсекционные модели. Верхние секции – равнопроходные и монтируются одновременно с нижней секцией. Колонны подвешиваются в трубодержателе муфтового типа. При применении многосекционной головки после спуска, цементирования и ОЗЦ кондуктора (промежуточной колонны) обеспечивается

возможность продолжить работы по бурению скважины под очередную колонну без перемонтажа ПВО. Ожидаемая экономия времени может составить до 24-36 часов на скважину (в зависимости от конструкции). Решение о применении устьевой обвязки данного типа необходимо принимать с учетом региональных геолого-технических условий (отсутствует возможность натяжения обсадной колонны).

4. Следует отметить необходимость разработки и организации производства современного отечественного оборудования заканчивания и управления притоком скважин, расширение размерного ряда освоенных элементов оборудования в связи с расширением размерного ряда диаметров эксплуатационных колонн (хвостовиков) при оптимизации конструкций скважин и бурении скважин СМД (фильтровые секции, фильтра с гравийной набивкой, заколонные гидромеханической активации и набухающие пакера, устройства контроля притока, разрывные, шаровые и многоразовые муфты ГРП, оборудование заканчивания для скважин СМД с ГРП и др.).

5. Необходимо отметить актуальность развития направления геомеханического моделирования, в том числе и для решения задач совершенствования конструкций скважин. Уточнение допустимой эквивалентной циркуляционной плотности и оптимизация профиля для ряда горизонтальных скважин с большим отклонением от вертикали на месторождениях Северного Каспия, в результате работ по геомеханическому моделированию, позволило пересмотреть диаметры используемых буровых долот, и уменьшить диаметры обсадных колонн.

Выводы

Реализация рассмотренных решений и технологий позволяет повысить эффективность и сократить сроки строительства скважин. Они актуальны, как для эксплуатационного, так и для разведочного бурения. Критерии и область эффективного применения каждой технологии, необходимо определять с учетом региональных условий производства работ.

Работу по совершенствованию конструкций и технологий заканчивания скважин необходимо проводить постоянно, оперативно реагируя на разработку новых технологий и оборудования, изменение рынка оборудования и услуг, уточнение геологических данных, обновление нормативно-правовой базы и актуальные задачи предприятия.

Устойчивое развитие отрасли требует решения задач импортозамещения высокотехнологичного оборудования, обеспечения технологического суверенитета в области современных передовых технологий, развития собственных технологических компетенций.

Рассмотренные решения и технологии, их составные задачи, вопросы методического, инженерного и программного обеспечения для их реализации, могут быть потенциальными темами исследовательских и проектных работ, выпускных квалификационных работ для студентов.

Библиографический список:

1. Современные технические средства для строительства скважин с различными геологическими условиями : учебное пособие / В. П. Овчинников, В. И. Вяхирев, С. Н. Бастриков [и др.]. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2020. – 209 с. – Текст : непосредственный.

2. Сооружение многоствольных (многозабойных) скважин с горизонтальным окончанием / Д. Л. Бакиров, В. П. Овчинников, М. М. Фаттахов [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 1 (625). – С. 64-69.

РАЦИОНАЛЬНЫЙ ПОДХОД ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Парфирьев В. А., Сургут, НГДУ «Талаканнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»,
Parfirev_VA@surgutneftegas.ru

Бурение скважин в сложных горно-геологических условиях на терригенные отложения в Восточной Сибири сопровождается рядом объективных проблем. Применение моно и полисолевых буровых растворов на водной основе недостаточно эффективно в решении безаварийной проводки ствола и первичного вскрытия продуктивного горизонта при строительстве эксплуатационных скважин. Наличие мощных солевых отложений Юрской свиты требуют применение буровых растворов, препятствующих их растворению, и формированию каверн. Однако в виду того, что в породе терригенного коллектора хамакинского горизонта присутствует до 25 % безводной формы сульфата кальция CaSO_4 (ангидрита), который способен увеличиваться в объеме на 30 % при контакте с водой, образуя гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) приводя к снижению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора, требуется применять безводные системы раствора. Ангидритизация терригенного коллектора является острым вопросом в поиске решений и рационального подхода к вскрытию продуктивного пласта [1].

Опыт строительства скважин на хамакинский горизонт с применением растворов на водной основе из-за ряда негативных особенностей показывает низкую эффективность первичного вскрытия продуктивного коллектора, которая подтверждается не достижением потенциального дебита скважин [2]. Совершенствование рецептур буровых растворов для обеспечения качественного первичного вскрытия продуктивных пластов является одним из необходимых условий повышения эффективности разработки месторождений. Разработка и применение раствора на углеводородной основе, удовлетворяющего геологическим параметрам коллектора, позволит обеспечить качественный и рациональный подход к первичному вскрытию продуктивного пласта и обеспечению высокой производительностью скважин.

Благодаря лабораторным исследованиям, производственному анализу и проведению опытно-промышленных работ при строительстве скважин в Восточной Сибири удалось вывести оптимальный буровой раствора на основе углеводородного сырья (дизельное топливо), изготовленного из нефти, добытой в данном регионе. Экспериментальные исследования в лабораторных условиях, а затем и промышленное апробирование разработанной рецептуры (таблица 1) доказали эффективность применения раствора на углеводородной основе (РУО) в части сохранения ФЕС пласта, в достижении высокой производительности скважин, в увеличении коэффициента нефтеизвлечения, в соблюдении технологических процессов строительства скважин, не требующих значительной переоснащённости буровых бригад [3].

Таблица 1

Рецептура и свойства разработанного РУО

№ п/п	Рецептура	Состав раствора, %	Э, В	Т, с	СНС, дПа	η, Па с	τ ₀ , дПа	В, см ³ /30 мин	ρ кг/м ³	μ
На основе дизельного топлива										
1	Дизельное топливо	60-80	350 - 500	35-45	18 – 20 / 20 - 25	19 - 25	45 - 60	0,5 – 1,5	950-1090	0,13 - 0,14
	Органобентонит	1-3								
	Водный раствор CaCl ₂	14,5-30,5								
	Эмульгатор (Cleave-FM, МР-150)	1,5-2,5								
	Негашеная известь со степенью активности не менее 60 %, СаО	0-2								
	Вторичный эмульгатор (ЛТМ)	0-2								
	Гидрофобизатор (АБР, Основа ГС)	1-2								

На основании проведенных расчетов и сравнений промышленных результатов можно утверждать, что технология вскрытия продуктивных горизонтов на растворах с углеводородной основой значительно выгоднее в сравнении с традиционной технологией применения растворов на водной основе и позволяет получить практически двукратное увеличение продуктивности скважины по проницаемости пласта [4]. Фактические дебиты по новым скважинам полностью соответствуют потенциальным (расчетным) дебитам. Сопоставление полученных значений продуктивности по скважинам показывает, насколько негативно влияет водный раствор на коллекторские свойства пласта хамакинского горизонта (рис. 1).

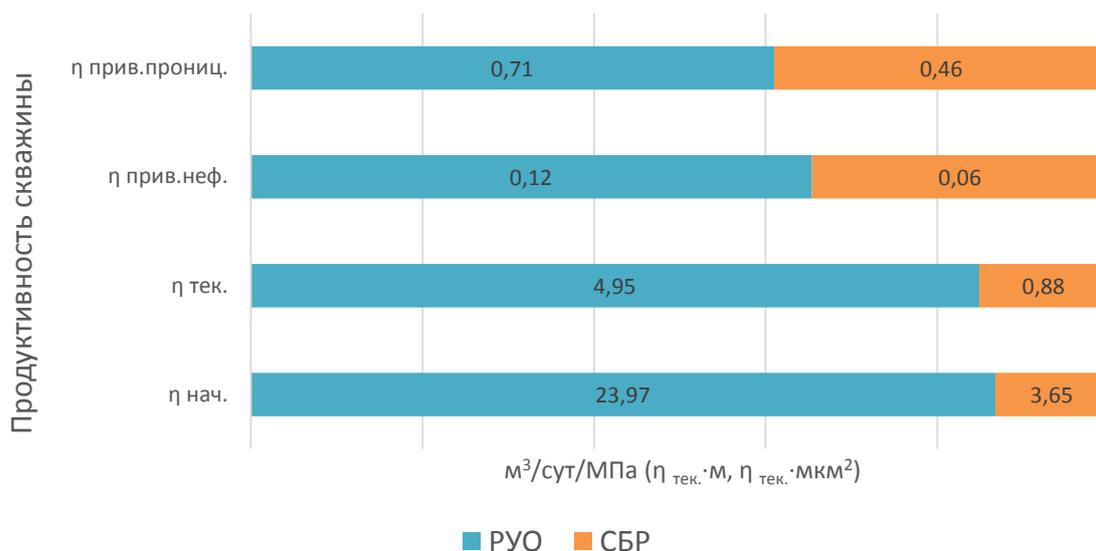


Рисунок 1 – Анализ продуктивности по скважинам, построенным на хамакинский горизонт по разным технологиям вскрытия пласта

Промышленное испытание раствора на углеводородной основе при строительстве скважин на Восточно-Алинском месторождении подтвердило результаты лабораторных исследований, теоретические предположения и инженерные расчётные показатели. В подтверждение рационального подхода к первичному вскрытию продуктивного горизонта с использованием разработанного РУО рассмотрим его с материальной точки зрения.

В результате проведённого экономического расчёта, в котором учитывались: стоимость растворов (традиционного солевого и РУО), дополнительного оборудования для приготовления РУО, средний дебит скважин по нефти, затраты на утилизацию нефтезагрязнённых отходов и др. получен материальный эффект превышающий 10 млн.рублей. на скважину.

Библиографический список:

1. Особенности моделирования терригенных отложений Восточной Сибири на примере Хамакинского горизонта / Д. В. Козиков, М. А. Васильев, К. В. Зверев, А. Н. Ланин [и др.]. – Текст: непосредственный // ПРОНефть. Профессионально о нефти. – 2021 – Т. 6, № 4. – С. 27-30.
2. Парфирьев В. А. К вопросу обоснования технологии вскрытия хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения / В. А. Парфирьев. – Текст: непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 07. – С. 88-90.
3. Парфирьев В. А. Разработка и применение технологических жидкостей для строительства скважин в условиях Восточной Сибири / В. А. Парфирьев, В. П. Овчинников, П. В. Овчинников, О. В. Рожкова. – Текст: непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 10. – С. 34-37.

4. Парфирьев В. А. Особенности освоения эксплуатационных скважин, пробуренных на терригенный коллектор хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения / В. А. Парфирьев, Н. Н. Закиров, С. А. Палеев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 5. – С. 96-98.

Научный руководитель: Закиров Н. Н., профессор кафедры БНиГС, д-р техн. наук, профессор.

ПОВЫШЕНИЕ ТЭП БУРЕНИЯ МЗС МЕТОДОМ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ КОНФИГУРАЦИИ ОТВЕТВЛЕНИЙ

Петров Д. Е., группа ВСм-21-1, г. Тюмень, ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг»

«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Danila.Petrov@lukoil.com

Кузнецов Д. В., группа ВСм-21-1, г. Тюмень, ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг»

«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Denis.Kuznetsov@lukoil.com

За последнее десятилетие одним из наиболее широко внедряемых на месторождениях Западной Сибири решений, направленных на увеличение дебита, повышение преждевременного обводнения, стало бурение горизонтальных скважин с разветвленно-горизонтальным окончанием [1-4].

На 2023 год, запланировано бурение 72 многозабойных скважин, преимущественно на месторождениях ТПП «1» и ТПП «2» (рис. 1).



Рисунок 1 – Бурение МЗС на месторождениях ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь

Около 50 % от общего количества горизонтальных скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» составляют многозабойные скважины с различным количеством ответвлений от основного ствола (от 3-х до 7-ми).

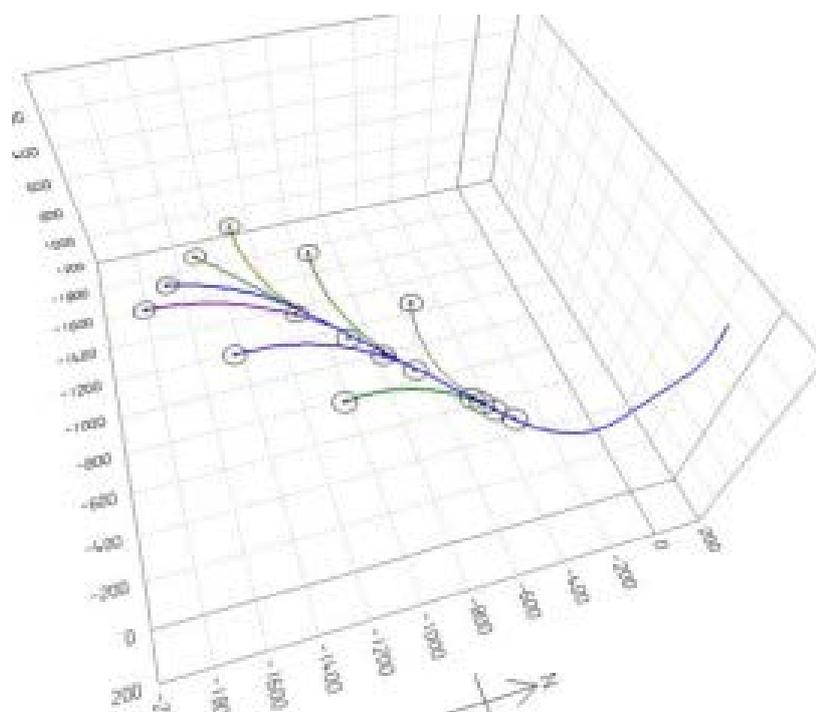


Рисунок 2 – 3D проекция МЗС типа «Фишбон»

Риск применения данной конструкции, это увеличение количества срезов, рост стоимости за счет дополнительного времени работы Hi-tech оборудования: РУС, LWD+MWD, доп срезки в режиме Time Drilling.

Компания Газпромнефть на ЛУ № 1 пробурила альтернативный вариант конфигурации ответвлений МЗС типа «Трезубец» (рис. 2) с заменой направленных в разные стороны боковых ответвлений, на параллельные ответвления от основного ствола. Длина основного ствола составила 1750 м, длина параллельных ответвлений 1650 м, 1550 м, 1450 м, 1350 м, общая проходка по коллектору: 7750 м. Срок бурения по данной конструкции составили 36.5 сут.

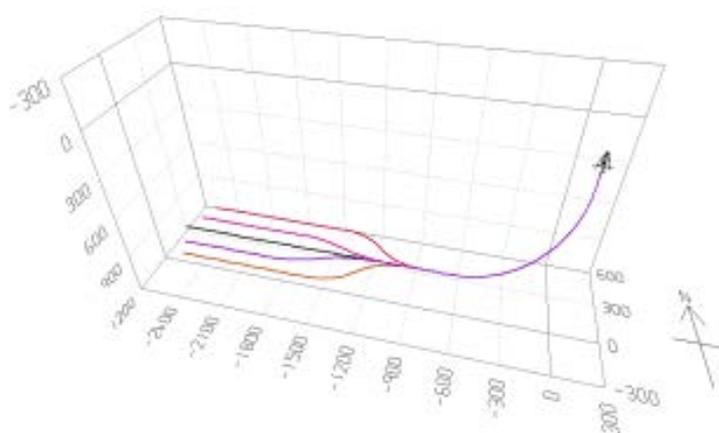


Рисунок 3 – 3D проекция МЗС «Трезубец»

Исходя из опыта на работы «Газпром нефть» на ЛУ № 1, было предложено провести ОПР и пробурить скважину конструкции МЗС «Трезубец» на месторождениях ОО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь». При этом уменьшается количество срезов в горизонтальном участке, за счет чего ожидается снижение продолжительности времени срезки в режиме Time Drilling и стоимости (за счет сокращения времени работы высокотехнологичного оборудования: РУС, LWD+MWD). Специалисты «Газпром нефть» также считают, что в скважине «Трезубец» максимальный контакт с коллектором будет выше, за счет отсутствия дополнительных срезов, которые в скважинах по типу «Фишбон» могут приводить к некачественному геостирингу из-за постоянного набора угла при бурении, что в дальнейшем ведет к недополучению потенциала скважин по стартовым дебитам.

Изначально скважину 1Г куст № 1 на месторождении 1 планировалось пробурить как многозабойную с четырьмя ответвлениями, проходка по данному варианту составила 5236 м.

При замене ответвлений на два параллельных ствола с сохранением одинаковой проходки по коллектору (рис. 4), проходка по скважине составит 5006 м. Проектное время строительства скважины сократилось на трие суток, экономия составила 4,7 %.

Для оценки добывных возможностей скважины с различными вариантами заканчивания (таблица 1) проведены расчеты потенциального дебита.

Таблица 1

Проектные режимы добычи по скважине 696Г

№ скважины	Куст	Пласт	Назначение	Расчетный режим			Накопленная добыча, т.н
				Q _ж м ³ /сут	Q _н т/сут	Обв %	
1Г	233	1	Доб	150	17	86	10
1Г «Трезубец»	233	1	Доб	150	17	86	10

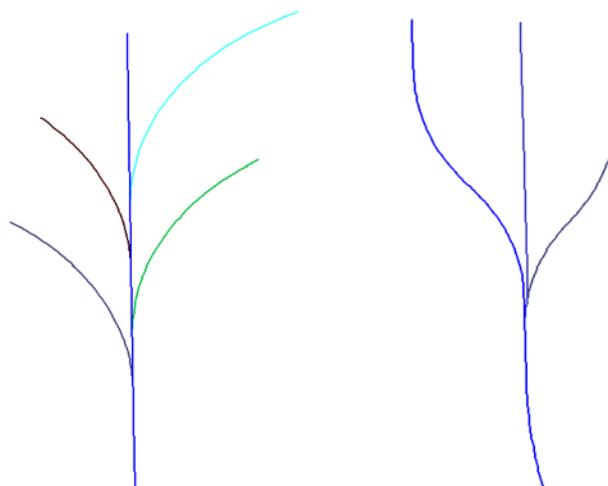


Рисунок 4 – Варианты конструкции скважины 696Г

По результатам бурения параметры целевого объекта БВ6 подтвердились (Кн/н план/факт 56 %/53 %). По результату ВНР отобрано 2800 м³ жидкости, обводненность 100 %. Принято решение о выполнении ПГИ Латераль, по результату обнаружен НЭК в колонне.

Для гидродинамического моделирования использовалась исходная геологическая модель без ремасштабирования. Расчеты по различным вариантам конструкции скважины № 2Г производились на секторной модели в одинаковых условиях. Результаты представлены на рисунке 6.

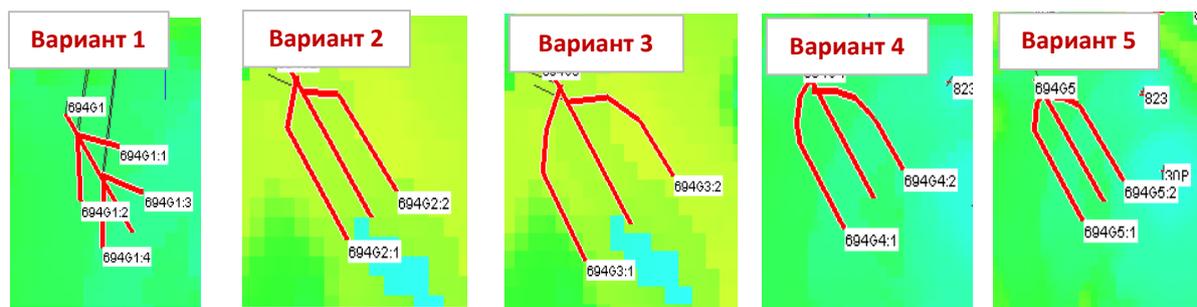


Рисунок 5 – Варианты конструкции скважины 694Г

№ п/п	Месторождение	Куст	Скважина	Пласт	Профиль	Назначение	Расчетный режим на ГДМ (1-ый месяц)			Расчетный режим на ГДМ (среднее за 3 месяца)			Накопл. добыча нефти, т.т.	Примечание
							Qж, м3/сут	Qн, т/сут	Обв, %	Qж, м3/сут	Qн, т/сут	Обв, %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		14
1	Вариант 1 (базовый)	1	2	1	МЗС	Доб	278	30	87	246	23	89	24,4	МЗС 5 стволов "ёлка"
2	Вариант 2 (500-100)	1	2	1	МЗС	Доб	184	24	85	161	19	86	27,2	МЗС 3 ствола "грезубец"
3	Вариант 3 (500-200)	1	2	1	МЗС	Доб	194	25	85	168	19	86	29,0	МЗС 3 ствола "грезубец"
4	Вариант 4 (700-200)	1	2	1	МЗС	Доб	221	29	85	188	22	86	31,8	МЗС 3 ствола "грезубец"
5	Вариант 5 (900-200)	1	2	1	МЗС	Доб	234	28	86	201	21	88	31,6	МЗС 3 ствола "грезубец"

Рисунок 6 – Расчет дебита скважины №2Г на ГДМ

Исходя из проведенных расчетов, с целью большего вовлечения запасов и улучшенного контакта с коллектором, наиболее подходящим вариантом для реализации скважины № 2Г, является вариант № 4 «Грезубец», по которому накопленная добыча выше, чем у базового варианта, а расчетный дебит по нефти соответствует базовому варианту, при меньшей обводненности. На данный момент решение о бурении скважины 2Г приостановлено, ожидаются решения по дальнейшей эксплуатации скважины 1Г.

Для оценки потенциала применения предложенных подходов при бурении скважин на ближайшую перспективу, проведена оценка возможности замены базовой конфигурации МЗС типа «Фишбон» на конфигурацию с двумя ответвлениями «Грезубец» скважины № 3Г куста № 2, месторождения 2 (рисунок 7).

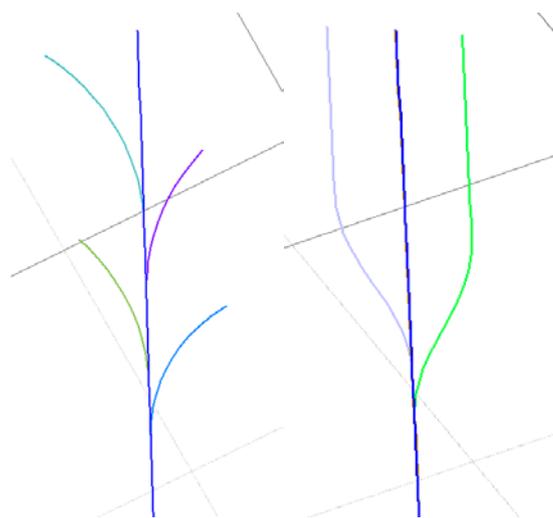


Рисунок 7 – Вариант изменения конфигурации заканчивания МЗС № 3Г с базовой «Фишбон» на конфигурацию с двумя ответвлениями «Трезубец»

Проходка по обоим вариантам составляет 3900 м, длина ответвлений в МЗС «Фишбон» от 280 м до 350 м, в варианте «Трезубец» от 500 до 750 м. Количество срезок сокращается в два раза.

С учетом запланированного на бурения на бурение в 2023 году количества скважин на кустовой площадке – № 2 месторождения 2 (рис. 8) замена конфигурации ответвлений, позволит сократить продолжительность строительства скважин на кустовой площадке на 18 дней.

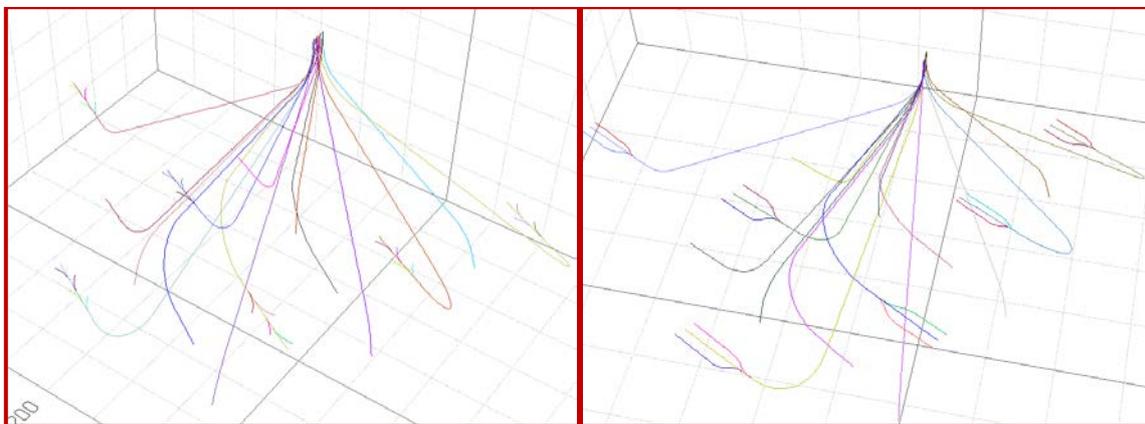


Рисунок 8 – Варианты разбуривания кустовой площадки №2 месторождения 2

Выводы:

1) Заканчивание МЗС по варианту «Трезубец» с параллельными ответвлениями от основного ствола позволяет сократить продолжительность бурения скважин за счет сокращения количества срезок, при сохранении одинаковой проходки по коллектору и площади дренирования.

2) Отличие конструкции ответвлений не влияет на изменение дебита нефти.

3) В соответствии с выполненными расчетами на моделях, по всем вариантам конструкции «Трезубец» накопленная добыча выше чем у стандартной МЗС типа «Фишбон» при меньшей обводненности.

4) Необходимо проведение ОПР по бурению нескольких скважин по варианту трезубец и оценка его эффективности в сравнении с базовым вариантом.

Библиографический список:

1. Эффективность внедрения технологии строительства многозабойных скважин с горизонтальным окончанием на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / М. М. Фаттахов, Д. Л. Бакиров, Л. С. Бондаренко [и др.]. – Текст: непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 10. – С. 42-45.

2. Совершенствование технологии строительства горизонтальных скважин / Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов, Э. В. Бабушкин [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 1. – С. 55-59.

3. Сооружение боковых отводов при строительстве многозабойных скважин : монография / В. П. Овчинников, М. М. Фаттахов, Д. Л. Бакиров [и др.]. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 130 с. – Текст : непосредственный.

4. Сооружение многоствольных (многозабойных) скважин с горизонтальным окончанием / Д. Л. Бакиров, В. П. Овчинников, М. М. Фаттахов [и др.]. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2020. – С. 28-33.

НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Прохоров В.В., группа БНГС-18-1с, г. Пермь, zneel1400@gmail.com

Процесс вскрытия продуктивных пластов характеризуется снижением проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) [1, 2]. Для того, чтобы обеспечить сохранность коллекторских свойств ПЗП, в данной статье выполнена оценка эффективности технологии «фишбон».

Применение технологии «фишбон» на этапе заканчивания скважин позволяет повысить нефтеотдачу продуктивных пластов. Особенностью данного метода вскрытия является процесс формирования нескольких каналов, направленных радиально основному стволу, которые напоминают «скелет рыбы» [3].

Максимальная длина формируемых каналов составляет 10 м при диаметре 40 мм.

Для количественной оценки эффективности применения данной технологии была создана конечно-элементная схема околоскважинной зоны (рис. 1) при создании каналов (рис. 2) в программном продукте ANSYS.

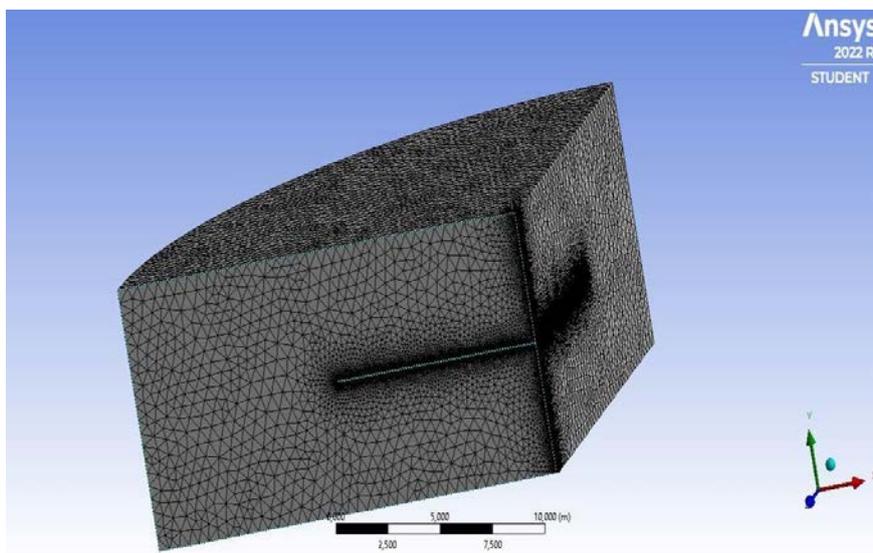


Рисунок 1 – Общий вид модели

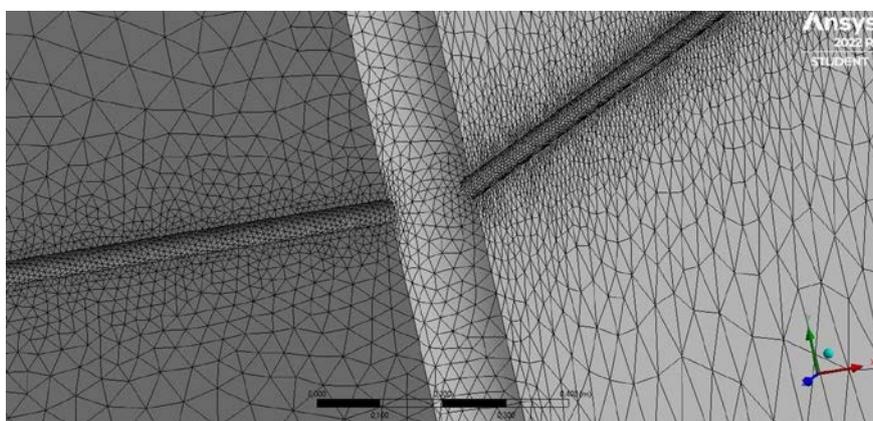


Рисунок 2 – Ствол скважины и два радиальных канала

В классической теории пороупругости [4], консолидации грунтов [5] происходит два параллельных процесса - изменение объёма жидкости в поровом пространстве и изменение объёма породы.

Данные процессы описаны уравнением:

$$\sigma = \sigma' + \alpha p$$

где σ – полные напряжения; σ' – эффективные напряжения; α – коэффициент Био; p – поровое давление.

Будем считать, что изменение объёма жидкости существенно мало, поэтому принимаем, что полное напряжение равно эффективному.

$$\sigma = \sigma'$$

Зависимость, позволяющая оценить восстановление проницаемости в пристволенной зоне имеет экспоненциальный характер [6, 7, 8].

В данной работе будем использовать следующую зависимость, предложенную авторами Nazarova, L и другими в работе [8]:

$$k = k_0 * e^{-b*\sigma_e}$$

где k , k_0 – искомая и начальная проницаемость соответственно; σ_e – величина эффективных напряжений, b – эмпирический коэффициент.

Для модели были заданы основные механические свойства, представленные в таблице 1. Рассматриваемая модель представляет из себя поровый терригенный коллектор, плотностью $2,6 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$. Проницаемость коллектора (S_0) до применения технологии составляет 83,6 мД.

Таблица 1

Механические свойства модели

№	Характеристика	Значение
1	Модуль Юнга, ГПа	1,3
2	Коэффициент Пуассона, д.е.	0,28
3	Прочность при растяжении, МПа	1,6
4	Прочность при сжатии, МПа	26,4
5	Начальный угол внутреннего трения, град	61,8
6	Начальное сцепление, МПа	3,4
7	Угол дилатансии, рад	0
8	Остаточный угол внутреннего трения, град	61,8
9	Остаточное сцепления, МПа	3,4
10	Глубина пласта, м	785

Результаты расчета распределения напряжений в окрестностях формируемых радиальных каналов представлены на рисунке 3.

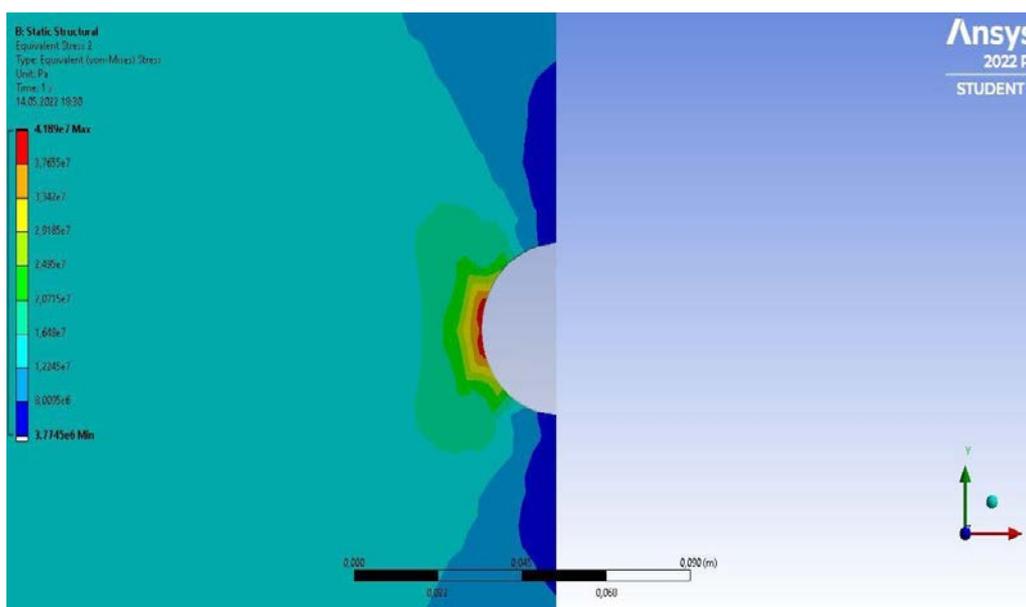


Рисунок 3 – Распределение напряжений в окрестностях формируемого канала

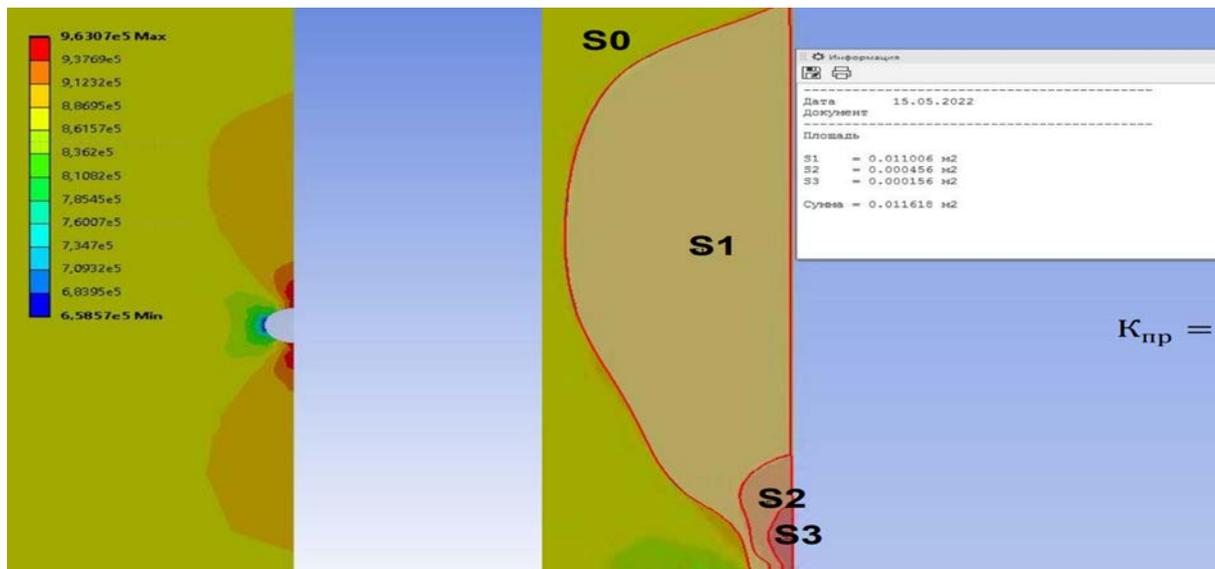


Рисунок 4 – Распределение проницаемости в окрестностях канала, мД*10⁻⁴

Для количественной оценки величины изменения проницаемости (рис. 4) предлагается произвести расчёт средневзвешенной проницаемости по площади:

$$K_{\text{пр}} = \frac{K_{\text{пр}1}S_1 * K_{\text{пр}2}S_2 * K_{\text{пр}3}S_3}{S_1 + S_2 + S_3} = 91,39 \text{ мД}$$

Относительное изменение проницаемости составляет:

$$\frac{K_{\text{пр}} - K_{\text{пр}0}}{K_{\text{пр}0}} * 100\% = 10,4\%$$

По результатам расчетов установлено, что за счет эффекта разгрузки горных пород коллекторов в окрестностях формируемых каналов в продуктивном пласте по технологии «фишбон», проницаемость восстанавливается до значения 91,39 мД.

В ходе проведения исследований была создана конечно-элементная схема околоскважинной зоны и выполнено моделирование изменения напряженно-деформированного состояния околоскважинной зоны при создании радиальных каналов по предложенной технологии.

Библиографический список:

1. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин: учебное пособие /Л. Н. Долгих : Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 2007. – 189 с. – Текст : непосредственный.
2. Управление гидродинамическими процессами при вскрытии проницаемых пород / Ю. С. Кузнецов, А. Ф. Аржанов, В. Ю. Артамонов [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 50-60.

3. Fishbone AS : Нефтесервисная компания : [сайт]. – URL : <https://www.fishbones.as>. – Text : direct.

4. Флорин В. А. Основы механики грунтов в 2-х томах / В. А. Флорин. Т. 2: Деформация и устойчивость оснований сооружений. – 1961. – 543 с. – Текст : непосредственный.

5. Xu C. An experimental study on porosity and permeability stress sensitive behavior of sandstone under hydrostatic compression: characteristics, mechanisms and controlling factors / C. Xu. – Text : direct // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2018. – Т. 51. – №. 8. – p. 2321-2338;

6. Stress-Dependent Permeability of Reservoir Rock and Its Influence on Well Flow Rate: Experiment and Simulation / In: Karev, V., Klimov, D., Pokazeev, K. (eds) Physical and Mathematical Modeling of Earth and Environment Processes (2018). – Text: direct

Научный руководитель: Чернышов С. Е., зав. каф. НГТ, д-р техн. наук, доцент.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАСШИРЯЮЩЕЙСЯ ДОБАВКИ RD НА ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ, КОНТРАКЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ НОРМАЛЬНОЙ ПЛОТНОСТИ

Родер С. А., ведущий инженер ОССС, ООО «Газпромпроектирование»,
г. Тюмень,

Овчинников В. П., д. т. н., профессор, заведующий кафедрой
«Бурение нефтяных и газовых скважин», ТИУ, г. Тюмень,

Щербич Н. Е., к. т. н., доцент, ТИУ, г. Тюмень,

Семенов А. Ф., старший преподаватель, ТИУ, г. Тюмень

Обеспечение герметичности затрубного пространства при цементировании обсадных колонн является главной задачей для безопасной и успешной эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин. Для реализации этой задачи применяют тампонажные растворы с расширяющимися добавками, позволяющие формировать напряженный контакт камня с ограничивающими поверхностями за счет увеличения объема камня при твердении тампонажного раствора и компенсации усадки корки бурового раствора.

В лаборатории тампонажных растворов Тюменского филиала ООО «Газпром проектирование» были проведены исследования данной добавки. В качестве базовых тампонажных портландцементов использовались ПЦТ I-100 и ПЦТ I-G-CC-1, в качестве жидкости затворения применялась техническая вода. Дозировка добавки составляла 20 % от массы цемента. Расширяющаяся добавка представлена реагентом RD, состоящим из тонкоизмельченной смеси оксидов: CaO – не менее 16 %; MgO – не более 3 %.

Приготовление и определение основных технологических свойств тампонажных растворов и камня осуществлялось в соответствии с ГОСТ 34532-2019 [1].

Величина контракции при 75 °С определялась на приборе 4268 ES фирмы «Chandler Engineering» с избыточным давлением 40 МПа, время выхода на режимные параметры составляло 60 мин. Исследования выполнялись с созданием режима, обеспечивающего твердение тампонажного раствора с доступом воды (условия цементирования открытого заколонного пространства скважины). Изменение объема тампонажного камня фиксировалось по окончании тестирования путем замера штангенциркулем размеров камня и последующим расчетом.

Результаты выполненных исследований влияния добавки RD на величину расширения раствора/камня и основные физико-механические свойства приведены в таблицах 1, 2 и на рисунке 1.

Таблица 1

**Физико-механические свойства тампонажных растворов с добавкой RD
при T = 22 °С**

Состав раствора, мас. ч.	Плотность, г/см ³	Растекаемость, мм	Водоотделение, %
1 1,0 ПЦТ I-100 + 0,5 вода	1,85	274	2,2
2 0,8 ПЦТ I-100 + 0,2 RD + 0,5 вода	1,84	306	5,2
3 0,8 ПЦТ I-G-CC-1 + 0,2 RD + 0,44 вода	1,89	287	4,2

Таблица 2

Свойства тампонажного раствора/камня (4268 ES)

Состав раствора, мас. ч	Значение по прибору, %	Изменение объема камня, %	$\sigma_{сц}$, МПа
1 1,0 ПЦТ I-100 + 0,5 вода	- 3,4	- 5,2	2,9
2 0,8 ПЦТ I-100 + 0,2 RD + 0,5 вода	- 3,5	- 3,6	3,6
3 0,8 ПЦТ I-G-CC-1 + 0,2 RD + 0,44 вода	- 3,7	- 1,4	3,6

Как видно в таблице 1 тампонажные растворы с добавкой RD имеют большие значения растекаемости и водоотделения по сравнению с бездобавочным раствором. Отсутствие загущающего действия RD и усиление водоотделения в отношении базового тампонажного раствора говорит об отсутствии связывания воды расширяющейся добавкой в начальный период после затворения, необходимой для гидратации добавки. Следовательно, гидратационная активность добавки и ее расширяющее действие при нормальной температуре не проявляется.

На рисунке 1 приведены графики характера изменения во времени объема тампонажного раствора по прибору 4268 ES после стабилизации при режимных условиях. Анализируя графики можно судить практически о том, что добавка RD не оказывает влияния на характер изменения объема раствора во времени, а это значит, что для протекания химических реакций

не требуется дополнительной воды и не будет происходить дополнительного (помимо портландцемента) подтягивания флюидов по контакту тампонажный раствор/камень – горные породы.

По окончании каждого опыта производился замер фактического объемного изменения тампонажного камня (таблица 2). Значения усадки камня для тампонажного раствора состава - 0,8 ПЦТ I-100 + 0,2 RD + 0,5 вода составило 3,6 % (в 1,5 раза меньше по сравнению с бездобавочным), и для состава - 0,8 ПЦТ I-G-CC-1 + 0,2 RD + 0,44 вода – 1,4 % (в 3,7 раза меньше по сравнению с бездобавочным).

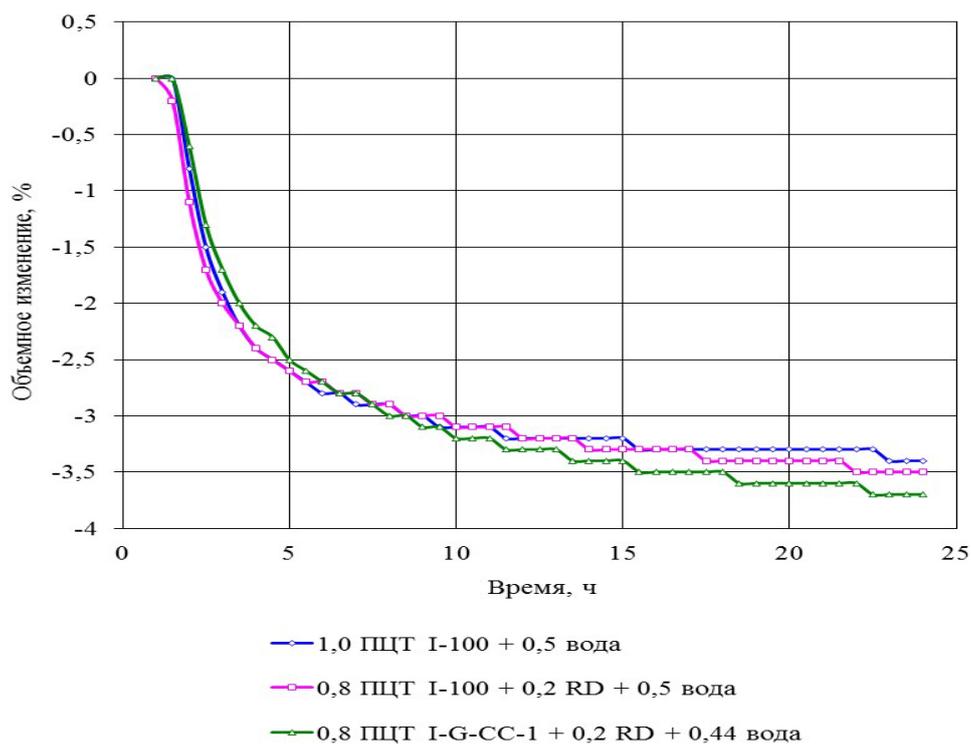


Рисунок 1 - Характер изменения во времени объема тампонажного раствора/камня по прибору 4268 ES

Сопоставив значения водоотделения и фактические изменения объема сформированного камня были получены следующие значения для составов:

- 1,0 ПЦТ I-100 + 0,5 вода – усадка 3,0 %;
- 0,8 ПЦТ I-100 + 0,2 RD + 0,5 вода – расширение 1,6 %;
- 0,8 ПЦТ I-G-CC-1 + 0,2 RD + 0,44 вода – расширение 2,8 %.

Это указывает на то, что добавка RD в некоторой степени скомпенсировала усадочные явления, вызванные высоким водоотделением, а также позволила увеличить прочность сцепления камня с металлом в 1,24 раза.

Для получения расширяющегося или безусадочного тампонажного камня с добавкой RD необходимо предусматривать применение стабилизирующих добавок, понизителей водоотдачи для снижения водоотделения, обеспечения высокой седиментационной устойчивости и однородности рас-

твора. Частичная замена портландцемента минеральными добавками позволит снизить водоотделение, контракцию, увеличить прочность сцепления тампонажного камня с металлом обсадных труб и горными породами.

Библиографический список:

1 ГОСТ 34532-2019. Цементы тампонажные. Методы испытаний : межгосударственный стандарт : издание официальное. – Москва: Стандартинформ, 2019. – 28 с. – Текст : непосредственный.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ШЛАКОВ НА ПРОЦЕССЫ ГИДРАТАЦИИ И СТРУКТУРООБРАЗОВАНИЯ ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ

Рожкова О. В., старший преподаватель каф. НБ, ТИУ,
г. Тюмень, rozhkovaov@tyuiu.ru

Важнейшим направлением для обеспечения высоких темпов прироста добычи газа является освоение продуктивных глубоко залегающих горизонтов. На многих месторождениях Западной Сибири продуктивные горизонты залегают на глубинах 4-6 тыс. м, где температура достигает 220 °С. С ростом глубин бурения значительно влияют на качество цементирования скважин гидротермальные условия геологического разреза и высокая минерализация среды. Успешное строительство скважин связано с рядом сложных проблем и во многом зависит от качества цементирования, что чаще всего определяется свойствами тампонажных материалов.

С ростом глубин, положительных температур и давлений в условиях агрессивных воздействий сероводорода и углекислого газа к тампонажным цементам предъявляются особые требования. Для успешного цементирования тампонажный цемент должен иметь достаточные сроки прокачиваемости, а цементный камень - необходимую прочность, непроницаемость, коррозионную стойкость и долговечность. Традиционные цементы не соответствуют указанным требованиям уже при температурах свыше 90 °С [1].

Наиболее пригодны для этих условий цементы на основе различных шлаков. Поэтому целесообразно рассмотреть шлаки как потенциальное сырье для производства вяжущего материала для крепления горячих скважин в условиях воздействия агрессивных сред. Кроме того, наряду с технико-экономической эффективностью использования шлаков не меньшее значение имеют и экологические аспекты утилизации отходов, которым уделяется особое внимание.

Для изучения были выбраны следующие материалы: никелевые кислые шлаки Побужского никелевого завода, кислый доменный отвальный шлак Алчевского металлургического комбината; доменный гранулированный шлак ООО «Мечел-Материалы» челябинского металлургического комбината, ванадиевый шлак Алапаевского металлургического завода.

Исследование процессов структурообразования в цементных пастах и растворов, а также их эксплуатационных свойств осуществляли как стандартными, так и специальными методами. Использованы рентгено-структурный, дифференциально-термический, микроскопический анализы. На основе полученных данных сделан выбор добавок в тампонажные цементы для горячих скважин. При разработке вяжущих необходимо руководствоваться конкретными условиями месторождения. Каждый слой, который несет в себе флюид, характерен своими особенностями, температурой, давлением, химическим составом вод.

В скважине возникают свои особенности в зависимости от свойств бурового раствора, конфигурации ствола скважины, поперечного сечения на разных глубинах. Все эти условия предъявляют к тампонажным цементам требования, которым в целом не соответствует ни один из цементов, выпускаемых отечественной промышленностью.

Проведенные еще в прошлом веке исследования показали, что на кислых шлаках можно получить вяжущее вещество, на основе которой цементный камень имеет необходимую прочность. Оптимальные составы изученных вяжущих приведены в табл. 1.

Для подтверждения полученных данных были изучены проведенные исследования на балочках-образцах 4 разных составов. Полученные балочки были испытаны на прочность на сжатие. Все исследуемые образцы показали низкую прочность на сжатие на первые сутки. На третьи и последующие сутки твердения у образцов цементов с добавкой шлака наблюдается ускорение набора прочности. опыты показали, что добавление шлака с более высокой дисперсностью положительно повлияли на свойства образцов. Наибольшее ускорение набора прочности наблюдается у составов с добавкой шлака фирмы «Мечел». Очевидно, это связано с тем, что в этом шлаке повышенное количество оксида кальция по сравнению со шлаками других производителей.

Таблица 1

Составы исследуемых вяжущих

Показатель	Производитель шлака			
	Побужский никелевый завод	Алчевский металлургический комбинат	Челябинский металлургический комбинат	Алапаевский металлургический завод
Тип шлака	никелевый	свинцовый	чугунный	ванадиевый
Основность	1,6-3,4	1,8-2,2	0,7-0,8	0,5
Удельная поверхность, м ² /кг	300±20	400	450	200
Активность*, МПа	11,24	13	35,53	20,6
Добавки, %	Гидроксид натрия, 6-8	ССБ, 0,2	нет	Магнетитовый песок, 0,1
В/Т	0,4	0,36	0,5	0,33
Плотность, кг/м ³	1850	2200	1790	2300
Водоотделение	5,81	4,2	1,5	3,2

Наиболее эффективным способом повышения прочности шлаковых цементов является использование тонкодисперсного шлака с оптимальными параметрами (дисперсностью и содержанием), а также их сульфатно-щелочная активация, позволяющая получать высокопрочные цементы. Однако, необходимо отметить, что производство шлаковых цементов ввиду нестабильности их свойств и сложности технологии не получило массового внедрения. Поэтому дальнейшая разработка теоретических и практических рекомендаций по повышению эффективности использования тонкодисперсного доменного гранулированного шлака является одной из наиболее актуальных и перспективных научных проблем, имеющей экологическое значение [2]. В отличие от металлических шлаков, челябинские шлаки обладают достаточно стабильным составом, который не варьируется от места и условий расположения шлаковых отвалов.

Библиографический список:

1. Овчинников В. П. Тепловыделения при гидратации тампонажного шлакопортландцемента / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова. – Текст : непосредственный // Международная научно-практическая конференции им. Д.И. Менделеева, посвященная 90-летию профессора Р. З. Магарила. Материалы конференции. Отв. редактор А.Н. Халин. – Тюмень, 2022. – С. 45-47.

2. Доменные гранулированные шлаки при производстве многокомпонентных цементных систем: технология производства и особенности применения / И. Л. Ципурский, А. А. Кокконова, Е. Д. Данилова [и др.]. – Текст : электронный // Интернет-журнал «Транспортные сооружения». – 2018. – № 1. – URL : <https://t-s.today/PDF/18SATS118.pdf> (дата обращения : 15.01.2023).

ТЕХНОЛОГИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ГЕРМЕТИЧНОГО СТЫКА ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН МЕТОДОМ ЗАРЕЗКЕ БОКОВОГО СТВОЛА С СОХРАНЕНИЕМ ДЕБИТА ИЗ МАТЕРИНСКОГО СТВОЛА

Солодовников К. В., группа ВПСм-22-1, г. Тюмень,
solodovnikov_kirill00@mai.ru

Кузьмин Н. П., группа ВПСм-22-1, г. Тюмень

Искандеров Ш. И., группа ВПСм-22-1, г. Тюмень

В настоящее время для подбора скважин-кандидатов предъявляется требование к дебиту, который должен быть не более 3 т/сут при обводненности не менее 90 %. А также в результате выполненного анализа всех технических и технологических моментов можно подчеркнуть следующие критерии:

1) Исправное техническое состояние эксплуатационной колонны выше интервала установки насосного оборудования;

2) Траектория нового ствола должна иметь минимальную вероятность пересечения с существующими и проектными стволами соседних скважин куста, а также скважин соседних кустов;

3) В материнском стволе скважины в интервале вырезки окна надежная цементация;

4) Интервал вырезки окна не должен располагаться в водопроявляющем горизонте.

Существует зависимость между количеством критериев применимости любой технологии и ее эффективностью, которая заключается в следующем: чем больше критериев применимости, тем менее эффективна сама технология как в части организации процесса, так и в части достигаемых технико-экономических показателей ее применения.

Опыт строительства многоствольных скважин

Для достижения указанной цели нами составлен список критериев совершенствования технологии ЗБС:

1) Исключить проведение работ по фрезерованию внутрискважинного оборудования в процессе формирования стыка бокового ствола с основным;

2) Обеспечить возможность проведения в боковом и в основном стволах всех известных видов работ на протяжении жизненного цикла скважин;

3) Обеспечить минимальное количество спуско-подъемных операций при формировании стыка, простоту и надежность используемого при этом оборудования.

Данные критерии необходимо соблюсти при формировании технико-технологических решений. Данный список сформирован на основании анализа опыта строительства многоствольных скважин в Пермском крае по технологии компании Baker Oil Tools, а также в Западной Сибири по технологии компании Halliburton. При испытании данных технологий возникли аварии и инциденты, связанные с конструктивными особенностями оборудования для формирования стыка, а также с необходимостью выполнения работ по фрезерованию элементов оснастки в интервале вырезки окна. Непроизводительное время при этом достигало 76 % от общего времени строительства.

Формирование технико-технологических предложений по совершенствованию технологии зарезки боковых стволов.

Для реализации технологии, было сформировано 2 алгоритма для двух компаний (рис. 1, 2).

Отличие 2-го от 1-го алгоритма заключается в том, что хвостовик спускается в две секции, а также извлечение клина происходит перед спуском второй секции и ее цементированием. Сделано это для того, чтобы исключить риск недоспуска хвостовика и неизвлечения клина.

Текущее состояние разработки оборудования для реализации усовершенствованной технологии ЗБС:

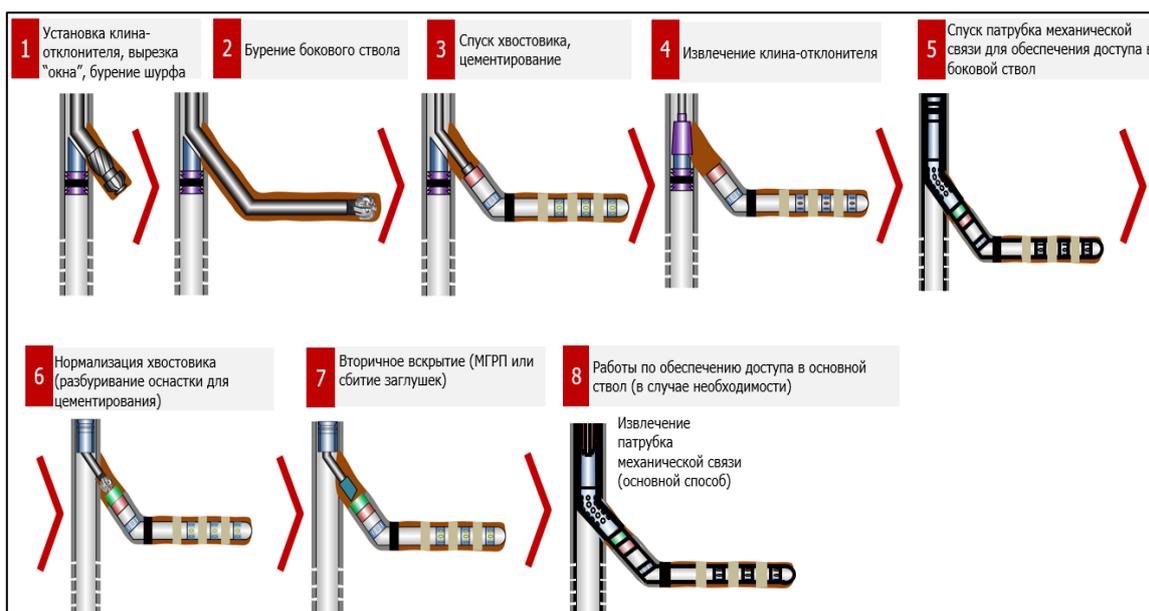


Рисунок 1 – Формирование алгоритма строительства для компании №1

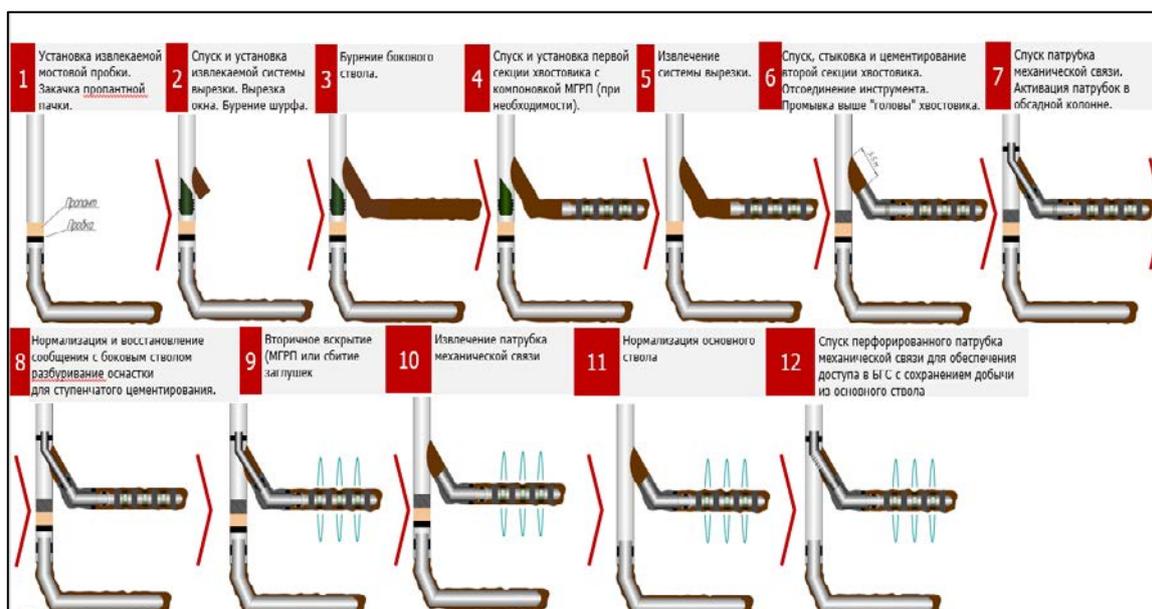


Рисунок 2 – Формирование алгоритма строительства для компании №2

На производственной площадке компании №1 ведутся стендовые испытания опытных образцов оборудования для формирования стыка в соответствии с первым алгоритмом. ОПР запланированы в 2023 году на 2-х скважинах (рис. 3).

В компании №2 разработаны чертежи для изготовления оборудования для формирования стыка в соответствии со вторым алгоритмом, стендовые испытания запланированы на 1-ый квартал 2023 года, ОПР запланированы в 2023 году на 1-ой скважине и в 2024 году на 1-ой скважине.

Отработка технологии (предложения применения)

Для отработки данной технологии предлагается рассмотреть участок скв. № 179 и № 2029 Южно-Ягунского месторождения (пласт БС₁₀¹), базовые показатели скважин кандидатов.

В результате выполненного анализа скважина кандидат № 179 является наиболее выгодным вариантом, так как проходка бокового ствола на 411 метров меньше в сравнении со скв. № 2029. По предварительным подсчетам сокращается время на строительство скважины, нет затрат на глубинное насосное оборудование, снижается количество обсадных труб и уменьшается объем тампонажного раствора. Экономическая эффективность по всем показателям составляет 3-5 млн. рублей. Применение данной технологии ЗБС позволяет вести одновременную эксплуатацию бокового и материнского стволов с сохранением исходного дебита (12,3 т/сут) в основном стволе.

Библиографический список:

1. Исследования на стенде осложнений, полученных при формировании многоствольных стыков / Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов, Я. И. Баранников [и др.] – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 10. – С. 39-45.

2. Опыт строительства многоствольных скважин / Н. А. Лядова, С. Е. Ильясов, Г. В. Окроелидзе [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 3. – С. 58-60.

Научный руководитель: Щербич Н. Е., доцент, канд. техн. наук.

ОБЗОР МЕТОДОВ СНИЖЕНИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Требунский Д. В., группа ТССм-22-1, г. Тюмень, bombaxer1@mail.ru
Красильникова Е. Е., группа ВПСм-22-1, г. Тюмень, krasilnikovae@tyuiu.ru

Высокие забойные давления являются одной из наиболее актуальных на сегодняшний день проблем, возникающих при цементировании обсадных колонн. Как было показано в данной главе, первопричин, как и последствий, у данной проблемы может быть множество. Среди основных причин можно выделить режим закачки, повышенная плотность тампонажного раствора, геологические условия, неисправность оборудования и другие. Наиболее очевидные и серьезные последствия, к которым приводят высокие забойные давления – поглощения пластом тампонажного раствора и гидравлический разрыв пласта.

Численное значение давления на пласт в процессе цементирования определяется как сумма гидростатического давления в обсадной колонне и гидродинамического давления в заколонном пространстве. Несмотря на известность предполагаемых первопричин, эти давления зависят от многих факторов, влияние которых изучено слабо [1].

Согласно статистике, ежегодные затраты времени на ликвидацию поглощений по нефтегазодобывающим предприятиям составляют 600-700 тысяч часов, что в денежном эквиваленте составляет 500-600 тысяч рублей, при этом порядок потери времени составляет до 10 % календарного времени бурения [2]. Данный факт подтверждает гипотезу о том, что поиск решений для снижения забойных давлений является актуальной проблемой для компаний, деятельность которых связана со строительством скважин.

Существует спектр методов, позволяющих контролировать забойное давление. В широком смысле их можно классифицировать по трём принципам воздействия: методы, основанные на воздействии на тампонажный раствор; методы, основанные на способе цементирования; методы, основанные на воздействии на режим закачки.

Одним из наиболее очевидных решений проблемы снижения забойного давления является введение облегчающих добавок в тампонажный раствор для снижения его плотности и, как следствие, снижения гидростатической составляющей забойного давления.

Исследованию вопросов, связанных с применением тампонажных растворов пониженной плотности, уделяется большое внимание. Разработаны рецептуры облегченных цементных растворов с добавлением в качестве наполнителей вспученного перлита, керамзита, туфа [3], микросфер [4] и других материалов. Установлено, что добавление к цементному раствору различных материалов, снижающих его плотность, часто ухудшает физические и структурно-механические свойства раствора. Это приводит к увеличению гидравлических сопротивлений при прокачивании и снижению механической прочности цементного камня.

Также стоит отметить, что применение тампонажных растворов пониженной плотности допустимо не во всех геологических условиях, что ограничивает применимость данного метода.

Возможность регулирования забойного давления в широких пределах появляется при использовании обратного способа цементирования обсадных колонн. Также данный способ позволяет уменьшать гидродинамические воздействия на пласты, использовать безнапорную закачку тампонажного раствора на скорости, при которой достигается турбулентный режим течения.

К недостаткам данного метода снижения забойного давления можно отнести невозможность точного определения момента достижения цементным раствором башмака обсадной колонны (инновационные устройства, позволяющие зафиксировать данный момент, имеют низкую степень доверия), а также риск снижения качества тампонажного раствора у башмака ввиду его частичного смешения с буферной жидкостью.

На сегодняшний день одними из наиболее распространённых методов борьбы с высокими забойными давлениями являются технологии, сущность которых заключена в создании противодействия путём дросселирования потока жидкости на устье в заколонном пространстве, также называемые цементированием под управляемым давлением.

Технология цементирования под управляемым давлением даёт возможность провести цементирование в условиях поглощений и высоких пластовых давлений. Для этого задействовано оборудование для бурения под управляемым давлением [5].

Применяя технологию МРС, операторы имеют возможность изменять устьевое противодействие и контролировать эквивалентную циркуляционную плотность (ЭЦП, т. е. плотность циркулирующей жидкости, возникающую в результате суммарного влияния гидростатического давления и давления трения) без изменения производительности насосов и других характеристик.

С целью снижения рисков осложнения был разработан план по цементированию с управляемым давлением с использованием имеющегося оборудования МРД: перед цементированием скважина переводится на облегченный буровой раствор; для предотвращения ГНВП разница между гидростатическим и пластовым давлением компенсируется с помощью противодействия с устья; по мере подъема цемента по затрубную противодействие снижается согласно гидравлическим расчетам [6].

К недостаткам технологий, основанных на данном методе, является повышение риска гидроразрыва пластов в связи с человеческим фактором, неисправностью оборудования и другими причинами, которые могут привести к обратному от ожидаемого эффекту (повышение давления).

Наиболее перспективным направлением решения проблемы высоких забойных давлений на данный момент является создание технических устройств, суть работы которых заключается в перераспределении потоков жидкости. Одно из таких устройств, описанное в [1], принципиально отличается тем, что устанавливается вблизи забоя скважины, то есть включается в технологическую оснастку обсадной колонны.

Устройство состоит из расчетного количества инжекторов низконапорного типа, установленных во внутренней части самого устройства коаксиально центра, которые оборудуются рабочими соплами, камерами смешения и диффузорами. На внешнем корпусе имеются боковые приёмные каналы, которые связаны с камерой смешения инжекторов.

Принцип действия устройства заключается в следующем. На протяжении всего цикла цементирования скважины рабочие жидкости (буферная, продавочная, тампонажный раствор) движутся по обсадной колонне и поступают в рабочие сопла инжекторов устройства. На выходе рабочей жидкости из сопел и входе в камеры смешения рабочее давление потока снижается и передаётся через боковые приёмные каналы в межколонное пространство скважины. Моделирование данного процесса и расчёты показали, что с помощью предлагаемого устройства забойные давления при креплении скважин можно снижать в среднем до 15 %.

На основе анализа существующих методов борьбы с высокими забойными давлениями был сделан вывод о том, что разработка новых технических и технологических решений должна соответствовать ряду требований: не оказывать влияние на состав тампонажного раствора; исключить риски снижения качества крепи по вине применяемого метода снижения

забойного давления; иметь минимально возможное влияние человеческого фактора и вероятность отказа оборудования при высокой предсказуемости результата; не создавать условий возникновения резких скачков давления.

Библиографический список:

1. Шлеин Г.А. Устройство для снижения забойных давлений при цементировании обсадных колонн / Г. А. Шлеин, В. Г. Кузнецов, Н. Е. Щербич. – Текст : непосредственный // Материалы XI Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, посвященной 40-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса». – Тюмень: ТИУ, 2021. – С. 349-352.

2. Облегченный тампонажный состав для борьбы с поглощениями различной степени интенсивности в процессе строительства скважин / А. В. Самсыкин, Р. А. Мулюков, И. И. Ярмухаметов [и др.]. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2012. – № 2. – С. 14-16.

3. Исмаилов А. А. Технология цементирования скважин в условиях низких пластовых давлений: специальность 25.00.15. «Технология бурения и освоения скважин» : автореф. дис.... канд. тех. наук / А. А. Исмаилов – Астана, 2004. – 47 с. – Текст : непосредственный.

4. Мерзляков М. Ю. Применение тампонажных растворов с включением полых микросфер при креплении скважин в криолитозоне / М. Ю. Мерзляков, А. А. Яковлев. – Текст : непосредственный // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2015. – С. 370-376.

5. Цибульский М. А. Цементирование скважин под управляемым давлением / М. А. Цибульский, Е. А. Головкин, А. В. Фоменков. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2019. – № 3. – С. 36-39.

6. Дьяченко, К. В. Цементирование под управляемым давлением: методика МРС / К. В. Дьяченко. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2022. – № 20 (415). – С. 18-19.

Научный руководитель: Шлеин Г. А., доцент кафедры НБ, канд. техн. наук.

ОБ ОБЕСПЕЧЕНИИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Федорова Н. Г., Северо-Кавказский федеральный университет (СКФУ),
д-р техн. наук, г. Ставрополь, nfedorova@ncfu.ru.

Димитриади Ю. К., Северо-Кавказский федеральный университет (СКФУ),
канд. техн. наук, iudimitriadi@ncfu.ru

Строительство скважин в сложных (специфических для какого-либо конкретного региона) горно-геологических условиях сопровождается ответными проблемами, возникающими при проводке и креплении ствола скважин. Решение проблем заключается в ответах на следующие вопросы:

– как пройти бурением интервал с особыми горно-геологическими условиями без осложнений;

– как исключить отказы крепи, связанные с наличием этих условий.

Решение задач, связанных с проводкой ствола скважин, в общем случае, требует следующего:

– уточнения геологической информации о строении и свойствах горных пород, проходка которых вызывает осложнения или возникновение аварийных ситуаций;

– анализа промысловых данных об осложнениях (интервалах осложнений, наблюдаемых признаках и времени возникновения осложнения, их характере и т. п.);

– анализа мероприятий, предпринимаемых для ликвидации осложнений, и их эффективности.

По результатам такой работы могут определяться:

– рациональные технологии и параметры режима бурения;

– требования к породоразрушающему инструменту;

– требования к свойствам промывочной жидкости;

– необходимость применения дополнительных устройств в компоновке бурильной колонны (например, калибратора, создающего на стенках скважины временную крепь) и т. д.

В итоге должны быть разработаны мероприятия, позволяющие выполнять буровые работы в специфических условиях без осложнений.

Отметим, что решение проблем, возникающих при проводке ствола скважин в сложных горно-геологических условиях, может выполняться в рамках научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, требующих наличия коллектива квалифицированных исполнителей и опытно-экспериментальной базы.

Проблемы крепления (в особых горно-геологических условиях) связаны с отказами обсадных колонн и осложнениями, возникающими при их цементировании.

Рассмотрим алгоритм решения задач, связанных с повреждением (разрушением, разгерметизацией) обсадных колонн. В общем случае это требует выполнения следующего:

– установить, что отказы колонны действительно происходят под действием нагрузок, не учитываемых при расчете обсадных колонн в соответствии с действующей инструкцией [1];

– определить характер особых нагрузок (давление негидростатического характера, подвижное температурное поле, давление вторичного смерзания и т.д.) и установить их величину.

Другими словами, требуется получить расчетную схему конструкции, работающей в особых условиях нагружения;

– выполнить расчеты на прочность и определить прочностные характеристики конструкции (трубы), обеспечивающие ее надежную работу при установленных особых нагрузках.

В этой связи хочется отметить, что в нефтегазовой отрасли не раз разрабатывались методики расчета на прочность обсадных труб на особые виды нагрузений. Например, на неравномерное, по сути, контактное давление текучих соляных пород [2, 3]; на подвижное температурное поле [4].

Классикой является получение расчетной схемы для обсадных труб, работающих на давление текучих солей [2, 3]. Рисунок 1 иллюстрирует последовательность ее получения:

– схема нагружения обсадных труб текучей породой обоснована экспериментально и теоретически. В промысловых условиях получены кавернограммы участка ствола скважины с текучими породами, проясняющими характер их взаимодействия с трубами обсадной колонны.

Теоретически обоснована величина угла φ охвата текучей породой поперечного сечения труб, когда их несущая способность к неравномерному давлению минимальна, $\varphi = 50^\circ$;

– величина неравномерной нагрузки (контактного давления) W_y была определена при моделировании взаимодействия обсадных труб с деформируемыми соляными породами. При получении формулы для расчета W_y использовались: теории подобия; анализ размерностей; выполнялись эксперименты для определения связи между параметрами, входящими в искомую функциональную зависимость.

Несущая способность труб к неравномерному давлению исследовалась экспериментально. Была получена формула для расчета минимальной величины неравномерного давления $P_{\text{мин}}$, которое выдержат обсадные трубы и сформулировано условие прочности: $P_{\text{мин}} \geq W_y$.

В дальнейшем [5] несущая способность обсадных труб к неравномерному давлению исследовалась методом конечных элементов, но расчетная схема была принята именно та, которую получили авторы [2, 3].

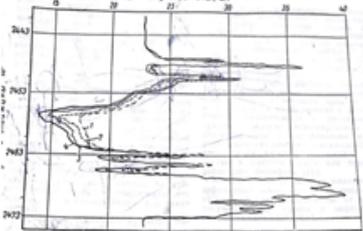
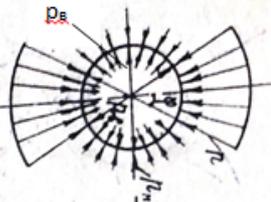
Характерный профиль течения солей	Расчетная схема трубы, работающей на неравномерную нагрузку	Контактное давление W_y текучей породы
 <p>Кавернограммы ствола скважины.</p> <p>Время после начала подъема буровой колонны: 1 – 3 ч 30 мин; 2 – 4 ч 30 мин; 3 – 5 ч 30 мин; 4 – 6 ч 25 мин</p>	 <p>p_n, p_v – гидростатическое наружное и внутреннее давление соответственно; p – неравномерное давление текучей породы</p>	$W_y = 3\tau$ <p>τ – предел прочности на сдвиг текучей породы</p>

Рисунок 1 – Этапы получения расчетной схемы для обсадных труб, работающих на неравномерное давление текучих солей

Последовательность получения расчетной схемы для труб обсадной колонны, работающей на неравномерное давление текучих соляных пород, приведена не случайно.

Дело в том, что для труб обсадной колонны, работающей в условиях вторичного смерзания водосодержащих масс, расчетная схема не получена.

Существуют нормативные документы, регламентирующие расчет давления, которое должны выдерживать обсадные трубы при замерзании в затрубном пространстве водосодержащих масс, например, [6].

В нем указано, что если температура замерзания водосодержащих масс не ниже минус 4-5 °С, то расчет максимальной величины давления P_{\max} надо выполнять по формуле Клапейрона-Клаузуиса (1), а при более низких температурах P_{\max} рекомендуется рассчитывать по формуле Бриджмена-Таммана (2):

$$P_{\max}(T) = 0,1 + 13,4 \cdot (T_3 - T_{\phi 0}). \quad (1)$$

$$P_{\max}(T) = 0,1 + 12,7 \cdot (T_3 - T_{\phi 0}) - 0,1519 \cdot (T_3 - T_{\phi 0})^2 \quad (2)$$

где T_3 – абсолютное значение температуры замерзающей воды, °С

$T_{\phi 0}$ – абсолютное значение температуры начала фазового перехода вода-лед, °С.

Существенно, что обе формулы дают величину давления, возникающего при замерзании двухкомпонентной системы вода-лед в **замкнутом** объеме, что не соответствует процессам промерзания влагосодержащих масс в скважине.

Попытки объяснить механизм образования замкнутых полостей в затрубном пространстве скважин предпринимались не раз, но убедительная расчетная схема не получена [7].

Не установлена причина существенного расхождения в величинах давления обратного промерзания, измеряемых в промысловых и лабораторных условиях, единицы и десятки МПа соответственно [7].

Не находит объяснения наблюдаемый на практике факт деформации обсадных колонн в различных интервалах залегания мерзлой толщи. Это расходится с экспериментальными данными, свидетельствующими о том, что более низким температурам соответствуют большие значения давлений вторичного смерзания и т. д.

Как видно, в вопросах, касающихся понимания механизма (или механизмов) деформирования и получения соответствующей расчетной схемы для труб обсадной колонны, работающих в условиях вторичного смерзания, больше вопросов, чем ответов.

Задача требует решения, поскольку это связано с надежностью работы крепи, как известно, обеспечивающей долговечность и герметичность скважины.

Отметим, что за время, прошедшее от начала исследований взаимодействия многолетнемерзлых пород с обсадными колоннами, накопился значительный промысловый материал.

Анализ промыслового материала, переосмысление на фоне фактических данных результатов имеющихся экспериментальных исследований (в том числе о промораживании водосодержащих масс с оттоком и без оттока жидкости) вполне возможно, приведут к пониманию механизма (или механизмов) происходящего явления.

Понятно, что отдельной задачей при этом будет являться организация сбора промысловой информации.

Представляется, что получение адекватной расчетной схемы, выполнение расчетов на прочность и определение прочностных параметров обсадных труб, выдерживающих давление вторичного смерзания водосодержащих масс, имеет существенное практическое значение в связи с продвижением регионов добычи флюида на Север, и может явиться темой диссертационного исследования.

Библиографический список:

1. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – Москва : ВНИИТнефть, 1997. – 196 с. – Текст : непосредственный.

2. Еремеев Ю. А. О сопротивляемости обсадных труб неравномерному сминающему давлению соляных пород / Ю. А. Еремеев, Е. Г. Леонов, Б. С. Филатов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 1. – С 21-23.

3. Еремеев Ю. А. К расчету обсадных труб неравномерным давлением соляных пород / Ю. А. Еремеев, Е. Г. Леонов, Б. С. Филатов. – Текст : непосредственный // РС «Бурение газовых и газоконденсатных скважин», 1974. – № 7. – С. 21-27.

4. Девятое Е. В. Расчет температурных напряжений в обсадных трубах геотермальных скважин / Е. В. Девятов, Н. Г. Федорова. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 4. – С.59-62.

5. Федорова Н. Г. Расчет обсадных колонн на давление текучих горных пород / Н. Г. Федорова. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – Москва. – 2012. – № 2. – С. 29 – 31.

6. Руководство по термометрическим методам контроля качества строительства, крепления скважин в многолетнемерзлых и низкотемпературных породах. – Текст : непосредственный: ВРД 39-1.9- 015- 2000: утв. ОАО «Газпром» 26.04.01 : ввод. в действие с 15.06.01 Москва: ООО «ИРЦ Газпром», 2001. – 64 с.

7. Антипов В. И. Физические основы расчета устойчивости труб в скважинах в криолитозоне / В. И. Антипов, В. Б. Нагаев, А. Д. Седых. – Москва: Недра, 1995. – 166 с. – Текст : непосредственный.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИМПУЛЬСНО-ВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ТАМПОНАЖНЫЙ РАСТВОР С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Федоров Н. Г., группа ТССм-21-1, г. Тюмень, thetime13@mail.ru;
Матвиенко И., группа ТССм-21-1, г. Тюмень matviyenko_is@mail.ru

В настоящее время повышение качества цементирования скважин является одним из наиболее важных и обсуждаемых вопросов в строительстве скважин на нефть и газ. Более того, дальнейшая эксплуатация скважин в значительной степени зависит от качества цементирования, возникающих проблем во время и после этого технологического процесса, особенно в долгосрочной перспективе.

Существует несколько негативных факторов, возникающих в процессе цементирования скважин:

- Неоднородность замещения бурового раствора тампонажным в затрубном пространстве
- Неполная однородность цементного раствора в процессе смешивания
- Зависание тампонажного раствора
- Образование «эффекта вакуума»
- Защемление бурового раствора, воздуха цементным раствором
- Отсутствие контакта, частичный контакт с колонной/породой

Технология вибро-волнового воздействия при цементировании решает данные проблемы благодаря созданию в жидкой среде волны Рэлея устьевым генератором силовых волн (УГСВ), образующим около 6000 колебаний в каждой точке заколонного пространства.

Суть метода заключается в том, что при цементировании обсадных колонн, после получения сигнала «СТОП», производится вибрационно-волновое воздействие на цементный раствор, находящийся в кольцевом пространстве. Стоит отметить, что вибрационно-волновая обработка цементного раствора производится до начала времени схватывания цемента.

Существует несколько способов обвязки устья при применении данной технологии, представленные на рис. 1-2.

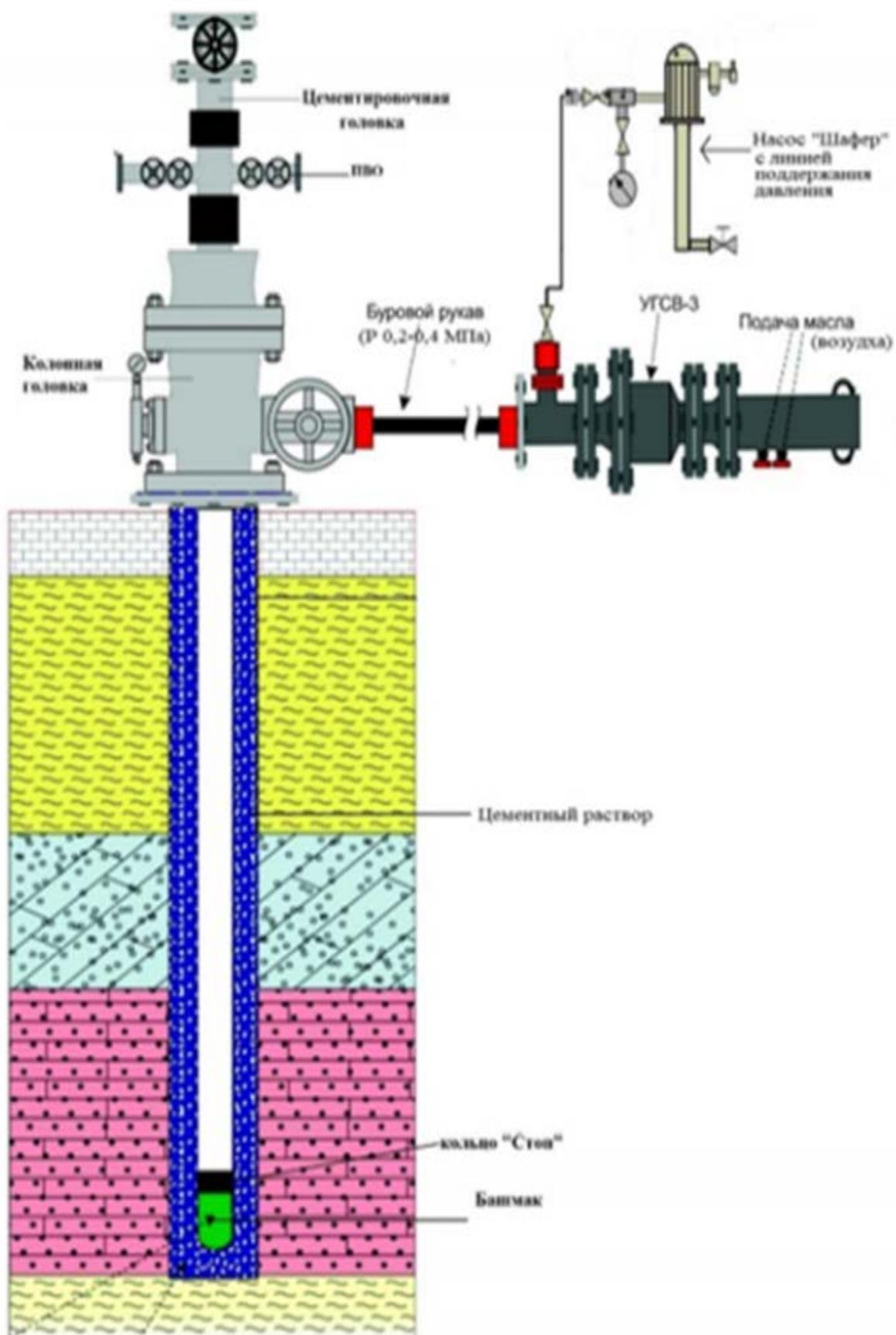


Рисунок 1 – Вариант 1 установки УГСВ

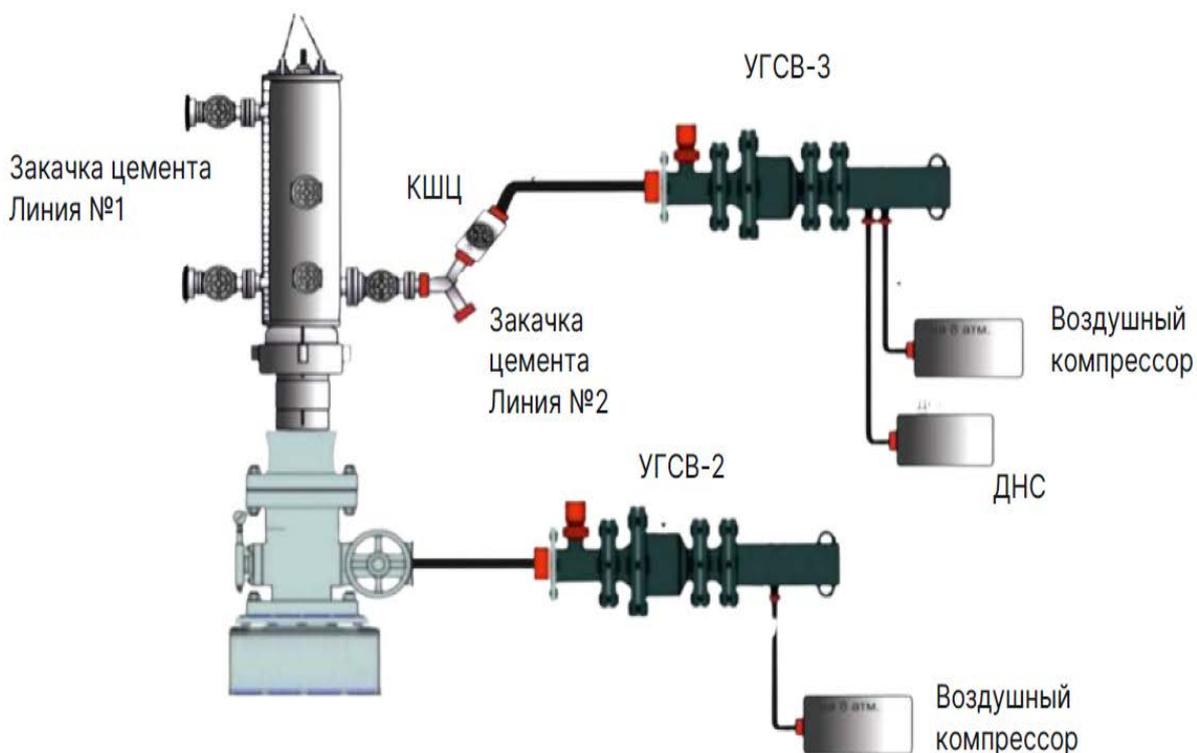


Рисунок 2 – Вариант 2 установки УГСВ

Достигаются следующие положительные эффекты:

- уменьшение сроков схватывания тампонажного раствора посредством ускорения процессов структурообразования;
- равномерное распределение дисперсной фазы в жидкости затвердения;
- улучшение структуры и прочности цементного камня благодаря повышению седиментационной устойчивости, равномерного распределения плотностей;
- усиление массообмена и теплообмена цементного камня.

Немаловажным является повышение герметичности и прочности контактных зон цементного камня. В него можно включить такие решаемые проблемы как усиление смачиваемости тампонажным раствором зон контакта, разрушение коагуляционной структуры раствора.

Импульсно-волновое воздействие впервые было применено на Астраханском ГКМ. Процедура проводилась при креплении секции промежуточной колонны Ø324 на шести скважинах, спущенной на глубину 1930,4 м. Воздействие в процессе продавки и на закачанный раствор проводилось через цементировочную головку установкой УГСВ-3, с частотой 150-160 уд/мин.

Анализ цементирования данных секций обсадных колонн показал, в целом, хорошие результаты по наличию сплошного и частичного контакте цемента с обсадной колонной (в среднем 52 %). На одной из скважин данный показатель составил свыше 90 %.

Применение технологии импульсно-волнового воздействия позволяет достичь до 90 %:

- сплошного и частичного контакта цемента с обсадной колонной;
- однородного распределения цемента.

Таким образом исключаются риски:

1. неконтролируемого поступления скважинного флюида в заколонное и межколонное пространство;
2. образования техногенных залежей.

Библиографический список:

1. Заканчивание скважин: учебное пособие для вузов / В. П. Овчинников, Ф. А. Агзамов, Н. А. Аксенова, О. В. Нагарев. – Тюмень, 2011. – 452 с. – Текст: непосредственный.

2. Патент РФ № 2736429, 21.12.2018. Способ цементирования скважины // Илалов Рамиль Салахутдинович, Новиков Михаил Сергеевич, Новикова Ольга Павловна, Новиков Сергей Сергеевич: сайт. – URL: <https://findpatent.ru/patent/273/2736429.html> (дата обращения: 05.01.2023). – Текст: электронный.

3. Primary Cementing Improvement by Casing Vibration During Cement Curing Time // Neuberger N., Adidharma H., Fan M. Graphene - Journal of Petroleum Science and Engineering. – 1988. – Vol. 167. – P. 152-159. – Text: electronic. – URL: <https://onepetro.org/PO/article-abstract/3/03/339/75336>.

Научный руководитель: Салтыков В. В., д-р техн. наук, профессор.

АНАЛИЗ НЕДОСТИЖЕНИЯ ВЫСОТЫ ПОДЪЁМА ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА ДО УСТЬЯ ЗА КОНДУКТОРОМ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Хабибуллин Т. Р., Белоусов А. О., Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени,
Timur.Khabibullin@lukoil.com, Andrey.Belousov2@lukoil.com

Аннотация. В работе рассмотрены вопросы недостижения высоты подъема цементного раствора до устья скважины за обсадными колоннами кондукторов. Проведен анализ зависимости высоты подъема цементного раствора от вида облегченного цементного раствора. Установлено, что недоподъёмы цементного раствора до устья за обсадными колоннами кондукторов выявлены с применением всех видов облегченных цементных растворов.

Ключевые слова: цементный раствор, недоподъём, цементирование скважин, кондуктор.

В процессе строительства скважин важным является качественное цементирование обсадных колонн, с целью увеличения срока годности скважин и дальнейшей разработки. Кондуктор - колонна обсадных труб, предназначенная для крепления верхнего интервала скважин с целью перекрытия горных пород, склонных к обрушению или поглощению промышленной жидкости.

В результате оценки качества цементирования кондукторов скважин на месторождениях Западной Сибири часто фиксируются недоподъёмы цементного раствора до устья скважины. Требование подъёма тампонажного раствора до устья за кондуктором регламентируются правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [1].

Предполагается, что недоподъём цементного раствора в скважине обычно обусловлен неучтенным влиянием одного или нескольких следующих факторов: отфильтрование части жидкой фазы тампонажного раствора, водоотделение цементного раствора, поглощение цементного раствора горными породами, изменчивая во времени кавернозность пройденных скважиной пород [2].

В этой связи, целью представленной работы является проведение сравнительного анализа скважин, в зависимости от применения различных видов облегченных цементных растворов.

С целью выяснения количества недостижения высоты подъёма цементного раствора до устья за обсадными колоннами кондукторов произведен анализ скважин на которых применялись следующие виды тампонажных материалов:

- для крепления верхних интервалов кондукторов используются облегченные цементные растворы (далее ОЦР) плотностью 1350-1500 кг/м³: Гельцемент, получаемый смешением серийно выпускаемого цемента ПЦТ-I-50 (86 %) и глинопорошка (14 %), ЦТОС-3-СО-50, ЦТРО, ЦТРОС-4, CemFrostLite-4, ЦТОС-5-80.

- для цементирования нижней части (в среднем 150 м от башмака кондуктора, в зависимости от геолого-технических условий строительства скважины) применяются тампонажные растворы нормальной плотности (1800-1850 кг/м³) ПЦТ-I-50.

В качестве буферной жидкости при цементировании кондукторов применялась техническая вода в объеме 6 м³.

Общее число проанализированных скважин составило 701, сданных в разработку за один год: из них недоподъёмы цементного раствора за кондуктором до устья выявлены в 463 скважинах (66 %).

В таблице 1 представлены данные по количеству недоподъёмов с применением различных ОЦР.

Таблица 1

Распределение количества недоподъемов по видам ОЦР

Материал ОЦР	Количество скважин, шт.	Количество недоподъемов, шт.	% недоподъемов от общего кол-ва скважин
Гельцемент	267	186	69,7
ЦТОС-3-СО-50	181	89	49,2
ЦТРОС-4	56	35	62,5
ЦТОС-5-80	181	144	79,6
ЦТРО	16	9	56,3

Анализ скважин с применением в качестве ОЦР геляцемента, показал, что из 267 скважин недоподъемы выявлены в 186 скважинах, что составило 69,7 %; при использовании ЦТОС-3-СО-50 из 181 скважины недоподъемы выявлены в 89 скважинах, что составило 49,2 %; при использовании ЦТРОС-4 из 56 скважин недоподъемы выявлены в 35 скважинах, что составило 62,5 %; при использовании ЦТОС-5-80 из 181 скважины недоподъемы выявлены в 144 скважинах, что составило 79,6 %; при использовании ЦТРО из 16 скважин недоподъемы выявлены в 9 скважинах, что составило 56,3 %.

Если рассматривать количество и высоту недоподъемов цементного раствора по видам ОЦР, то можно выделить группы, представленные в таблице 2, при этом минимальная и максимальная высота недоподъема равна 8 м и 39,4 м соответственно.

Таблица 2

Процентное соотношение количества недоподъемов по видам ОЦР

Вид ОЦР	ВПЦ за кондуктором, м			
	8-10 (116 шт.)	10-20 (319 шт.)	20-30 (27 шт.)	30-39,4 (1 шт.)
	Соотношение, %			
Гельцемент	39,7	42,0	48,1	0
ЦТОС-3-СО-50	25,9	16,6	11,1	0
ЦТРОС-4	8,6	7,2	3,7	0
ЦТОС-5-80	24,1	32,3	33,3	0
ЦТРО	1,7	1,9	3,7	100

Из представленных данных в таблице 2 видно, что максимальное количество недоподъемов приходится на интервал 10-20 м (319 шт.), при этом в распределении по видам ОЦР установлено, что геляцементный раствор и цемент ЦТОС-5-80 характеризуются равнозначными значениями и являются преобладающими в каждом интервале. Цементы ЦТОС-3-СО-50 и ЦТРОС-4 преимущественно обладают минимальными мощностями недоподъемов цементного раствора за кондуктором. Максимальная мощность недоподъема равная 39,4 м зафиксирована с применением ЦТРО.

Факт отсутствия прямой зависимости недостижения высоты подъема цементного раствора до устья за кондуктором от вида облегченного цементного раствора подтверждает совокупное влияние множества факторов, а также необходимость дальнейшего изучения проблемы.

Библиографический список:

1. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности : утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 534 от 15.12.20 : введены в действие 01.01.21. – Санкт-Петербург : Издательство ДЕАН, 2021. – 512 с. – ISBN 978-5-6045879-4-2.

2. Белей И. И. Типы применяемых облегченных тампонажных растворов для крепления скважин на газоконденсатных месторождениях Севера Тюменской области / И. И. Белей, В. Ф. Штоль, Н. Е. Щербич. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – № 3. – С. 30-32.

АВТОНОМНЫЕ УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ПРИТОКА. ТЕХНОЛОГИЯ. ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Чифилёв С. М., группа ЦТНм21-1, г. Тюмень, mr.chifiliov@mail.ru

На сегодняшний день в нефтегазовой промышленности появляется всё больше инновационных технологий, которые меняют наш взгляд на разработку и эксплуатацию скважин. Не исключением стала технология автономных устройств контроля притока (АУКП). Данные устройства разработаны с целью предупреждения конусообразования и преждевременного обводнения продукции скважин, также АУКП снижают газовый фактор скважины.

Клапаны АУКП являются интегральной частью противопесочных фильтров, спускаются совместно с хвостовиком. Клапан АУКП работает по принципу Бернулли. Существует несколько поколений АУКП, они различаются по своей конструкции, но принцип работы остаётся неизменным.

Рассмотрим технологию работы АУКП «АльфаДирект» от компании ООО «Альфа Горизонт». Технология клапана основана на использовании эффекта воздействия перепада давления для разных течений флюида (ламинарный и турбулентный) в зависимости от вязкости, плотности и скорости потока.

Под цифрой 1 обозначен главный приток, цифра 2 – это ламинарная линия, своеобразный байпас. Около 3 % потока проходит через ламинарную линию. Поток через ламинарную линию создаёт восходящую силу на диск 3. Восходящая сила зависит от создаваемого перепада давления в ламинарной линии, который в свою очередь зависит от вязкости и плотности флюида. Нефть имеет большой перепад давления в ламинарной линии, создавая меньшее усилие на диск 3. Под цифрой 4 обозначен турбулентный элемент потока. Таким образом, клапан находится в открытом положении для нефти.

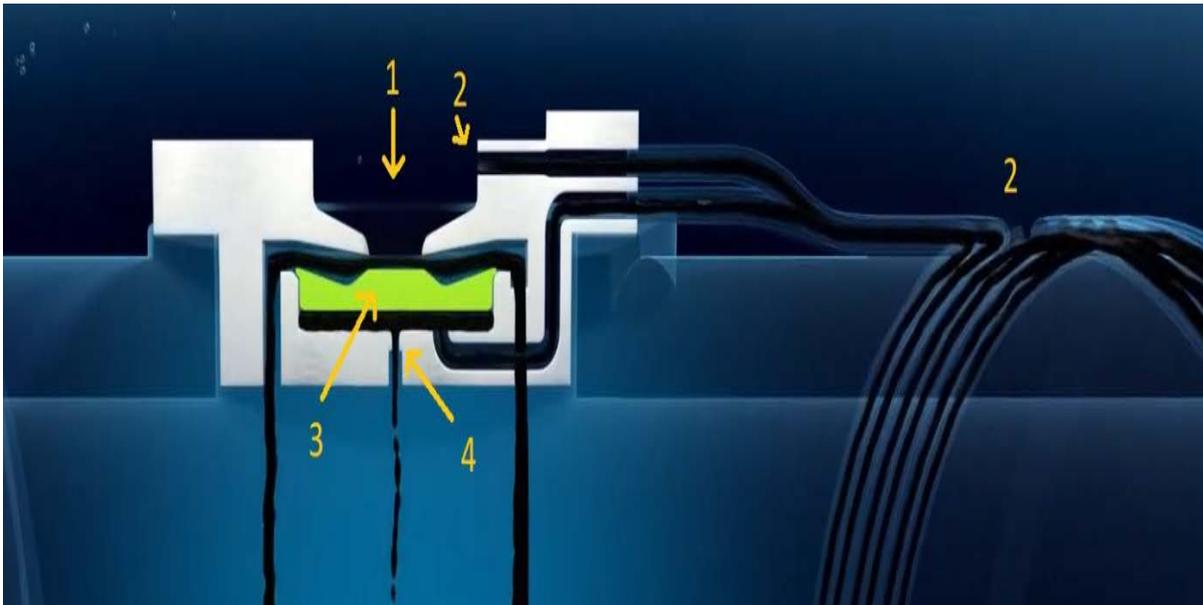


Рисунок 1 – Клапан «АльфаДирект». Флюид – нефть

Вода же создаёт меньший перепад давления в линии 2, создавая большую силу закрытия диска 3. Таким образом, диск 3 перекрывает главный приток.



Рисунок 2 – Клапан «АльфаДирект». Флюид – вода

«АльфаДирект» полностью реверсивен и вновь откроется для нефти. В случае с газом, диск также перекрывает главный приток.

Часто нефтяные пласты чередуются с водоносными и газовыми пластами, поэтому АУКП могут стать действенным инструментом, предотвращающим снижение нефтяного дебита, связанного с попаданием в скважину низковязких флюидов.

Существуют определённые технологические риски при использовании данной технологии. В таблице 1 приведены риски и способы их предотвращения.

Таблица 1

Технологические риски и способы их предотвращения

№	Риск	Способ предотвращения риска	Способ предотвращения наступившего риска
1	Забитие фильтр-элемента при спуске хвостовика	Замещение на раствор без содержания твердой фазы непосредственно перед спуском хвостовика, либо мониторинг качества бурового раствора (PST-тест). Отработка данной практики на двух скважинах	Размещение брейкера в открытом стволе. Подъем хвостовика для инспекции фильтров
2	Забитие фильтров песком во время эксплуатации (снижение добычи)	Подбор скважин-кандидатов без осложнения мех.примесями. Проведения дополнительных исследований фильтрационных характеристик	В случае критического снижения добычи возможно открытие циркуляционной муфты
3	Эрозия клапана АУКП	Применение АУКП прошедших стендовые испытания на эрозионный износ	Не требуется. В случае эрозии клапана УКП будет работать как обычный фильтр
4	Отличия реальных характеристик пласта от прогнозных	Проведение каротажа во время бурения. Расстановка АУКП согласно данных каротажа	Расстановка АУКП согласно данных каротажа. Проведение повторного гидродинамического моделирования

Рассмотрим опыт применения технологии АУКП на предприятии АО «Мессояханефтегаз».

В периметре компании технология испытывается на двух ОПИ скважинах, на пластах ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения, которое характеризуется высоковязкой нефтью, сложной тектоникой, наличием разломов и трещин. Нефтяные пласты чередуются с водоносными и газовыми пластами, поэтому применение АУКП виделось особенно актуальным.

Результат работ:

Скважина № 1:

- Снижение обводнённости на 8 % согласно моделированию;
- Текущий дебит нефти на 6-8 м³/сут выше, чем при базовом заканчивании и эксплуатации на Рзаб = 50 бар.

Скважина № 2:

- Снижение обводнённости на 8 % согласно моделированию;
- Текущий дебит нефти на 5-6 м³/сут выше чем при базовом заканчивании и эксплуатации на Рзаб = 50 бар.



Рисунок 3 – Результат моделирования скважина № 1

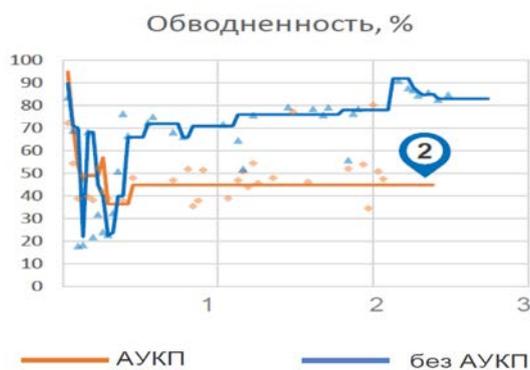


Рисунок 4 – Результат моделирования скважина № 2

Итак, технология АУКП является весьма перспективной. К сожалению, в открытом доступе сейчас нет результатов ОПИ скважин с АУКП на Восточно-Мессояхском месторождении. Однако, опыт использования технологии на других месторождениях показывает, что результаты моделирования работы АУКП зачастую совпадают с реальностью.

Библиографический список:

1. АльфаДирект. Фильтр прямой намотки с автономным клапаном контроля притока АICV: [сайт]. – URL : <https://alfahorizont.ru/equipment/detail/alfadirekt-aicv> (дата обращения: 24.12.2022). – Текст : электронный.
2. Восточно-Мессояхское месторождение. Скважины с автономными устройствами контроля притока: [сайт]. – URL : <https://neftegaz.ru/news/drill/195699-ctoby-ne-bylo-lishnego-na-vostochno-messoyakhskom-mestorozhdenii-postroeny-skvazhiny-s-avtonomnymi> (дата обращения: 24.12.2022). – Текст : электронный.

Научный руководитель: Пимнев А. Л., канд. техн. наук, доцент.

ПРИМЕНЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Шаляпин Д. В., группа ТБСаз-19-1, г. Тюмень shaliapin2015@yandex.ru

Крепление скважины представляет собой сложный многофакторный процесс, от качества выполнения которого зависит срок ее эксплуатации. На некоторых месторождениях Западной Сибири несмотря на применяемые классические методы (новые типы тампонажных растворов, совершенствование конструкции оборудования) повышения адгезии цементного камня с горной породой и с обсадной трубой, не удается существенно улучшить ситуацию [1, 2]. Проводимый статистический анализ на основе малой выборки скважин и влияющих параметров не позволяет выявлять скрытые взаимосвязи, соответственно качество моделирования процесса крепления остается на неудовлетворительном уровне. Решить данную проблему возможно с использованием современных средств математического и статистического анализа данных (Дерево решений, метод Байеса, кластеризация, нейронные сети и проч.). Алгоритмы машинного обучения в мировой практике исследования большого массива данных применяются для нахождения сложных нелинейных взаимосвязей.

В ходе выполнения анализа фактической информации по креплению скважин была разработана и оптимизирована методика применения машинного обучения и нейронных сетей для моделирования цементирования. В анализ были включены более 6000 скважин различной конструкции за последние 10 лет месторождений Западной Сибири.

На основании проведенного литературного анализа установлено, что в мировой практике цементирования скважин нет универсального подхода к определению наиболее влияющих факторов на качество крепления [3, 4]. Также отсутствует методика определения оптимальных диапазонов варьирования ключевых параметров. Таким образом, предлагаемая методика применения машинного обучения и нейронных сетей на данный момент не имеет аналогов в мировой практике моделирования процесса крепления скважин. Эффективность алгоритмов подтверждается данными, описанными в трудах отечественных и зарубежных специалистов, которые в совокупности не опровергают полученные в ходе данной работы результаты.

Библиографический список:

1. Применение методов машинного обучения для повышения качества крепления скважин / Д. В. Шаляпин, Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов [и др.]. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 5. – С. 81-93.
2. Шаляпин Д. В. Перспективы разработки математической модели для повышения качества крепления скважин на месторождениях Западной Сибири / Д. В. Шаляпин, А. Д. Бакирова, В. Г. Кузнецов. – Текст : непосредственный // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири.

3. Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири: материалы докладов Международной академической конференции. – Тюмень: ТИУ, 2020. – с. 142-146. – Текст : непосредственный.

4. Шаляпин Д. В. Разработка технологических решений по подготовке ствола скважины к цементированию и повышению качества крепления с использованием искусственного интеллекта для Пякяхинского месторождения / Д. В. Шаляпин, А. Д. Бакирова. – Текст : непосредственный // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. – Томск, 2020. – С. 436-437.

Научный руководитель: Кузнецов В. Г., профессор кафедры НБ, д-р техн. наук, профессор.

АНАЛИЗ КОМПОНОВОК ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

Шамсутдинов А. Э., группа ТССм-22-1, ТИУ, г. Тюмень

Бастриков С. Н., д. т. н., профессор, ТИУ, г. Тюмень, bastrikovsn@tyuiu.ru

В данной работе анализируются различные способы заканчивания скважин с горизонтальным окончанием с целью повышения эффективности их применения в различных геолого-технических условиях. Актуальность проблемы объясняется тем, что на 2022 г. по данным Минприроды доля трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) углеводородов на территории Российской Федерации составляет 33 % (10,2 млрд. тонн), то есть около трети всех извлекаемых запасов. Разработка ТриЗ требует куда больших затрат как финансовых, так и временных по сравнению с добычей традиционных углеводородов, поэтому в отрасли разработаны и предложены различные пути решения данной проблемы. Известно, что прирост запасов нефти и газа возможен в случае повышения коэффициента извлечения нефти или за счёт открытия новых разведанных месторождений. Однако современное смещение приоритетов в сторону наращивания объемов работ по освоению скважин в сложных условиях их строительства требует применения новых оборудования и технологий, направленных на повышение эффективности их эксплуатационных характеристик. Бурение скважин с горизонтальным окончанием стало одним из важнейших направлений в повышении производительности нефтегазодобывающей индустрии, что, в свою очередь, привело к формированию нового ряда проблем.

Что в целом подразумевает под собой понятие «заканчивание скважины»? Заканчивание скважины – это в первую очередь завершающий этап ее строительства, включающий в себя совокупность различных процессов, таких как: первичное вскрытие продуктивного пласта бурением, возможно несколькими стволами; закрепление стенок скважины и зоны забоя обсадными трубами с последующим их цементированием и перфорацией, либо фильтровыми колоннами, а также освоение с вызовом притока флюида из пласта для последующего вывода скважины на режим эксплуатации.

Наиболее актуальным и эффективным способом с точки зрения увеличения зоны дренирования продуктивной части пласта для наклонно – направленных и скважин с горизонтальным окончанием является многозабойное заканчивание. Но перед тем, как формировать архитектуру разветвленной части ствола в пласте аналогично корневой системе питания дерева необходимо осуществить бурение направляющей части ствола до кровли продуктивного горизонта. В ходе выполнения данных работ могут возникать различные осложнения, такие как: прихваты, посадки хвостовика-фильтра в процессе его спуска в скважину, не полный спуск хвостовика, проведение дополнительных операций по подготовке ствола скважины к спуску обсадной колонны, контроль притока. Данные осложнения могут быть вызваны неконтролируемостью геомеханических процессов в скважине, обусловленных деформациями горных пород, а также естественными геологическими условиями [3].

Различные компании, скважины которых находятся в самых разнообразных местах нашей страны, для решения проблем и осложнений, вызванных при строительстве скважин с горизонтальным окончанием, применяют различные технологии и методы ведения работ.

Так, например, при разработке компанией ЛУКОЙЛ месторождения им. Ю. Корчагина, во избежание осложнений была опробована система с пассивными устройствами регулирования притока наряду с песочными фильтрами. Принцип работы заключался в мониторинге температуры в реальном времени по всей длине скважины, а также использовании пассивных устройств регулирования притока, которые представлены в виде фильтров с внутрискважинными штуцерами разного диаметра. Данная система относится к новейшим технологиям, что позволяет определить участки прорыва газа в стволе скважины, а также выравнять профиль притока [2].

В свою очередь на Русском месторождении компанией «Роснефть» во избежание проблем пескопроявлений вместо штуцеров были использованы системы для сдерживания выноса песка, набухающие пакеры, а также оборудование позволяющее проводить промывку стволов скважины в процессе спуска фильтров [3]. В тоже время на Среднеботуобинском месторождении была разработана инновационная конструкция заканчивания скважины в виде березовый лист. Конструкция включает в себя 15 боковых стволов, каждый из которых делится еще на два. Данная разработка позволяет наиболее эффективно добывать углеводороды из пласта, который имеет газовую шапку (рис. 1).

На Юрубчено-Тохомском месторождении (ЮТМ), расположенном в Эвенкийском муниципальном районе Красноярского края из-за наличия потерь давления на трение и неоднородностей в распределении проницаемости прорыв газа происходит неравномерно вдоль ствола скважины, что приводит к падению продуктивности скважины, уменьшению времени ее эксплуатации и снижению объема извлекаемых запасов нефти. Решением проблемы является использования новейшей технологии контроля притока Inflow Control Device (ICD), которая является аналогом используемой на раннее упомянутом месторождении им Ю. Корчагина. На сегодняшний день на рынке нефтегазового оборудования представлены два типа ICD, использующих различные механизмы создания дополнительного сопротивления притоку из пласта: 1) винтовые каналы; 2) керамические штуцеры [1].

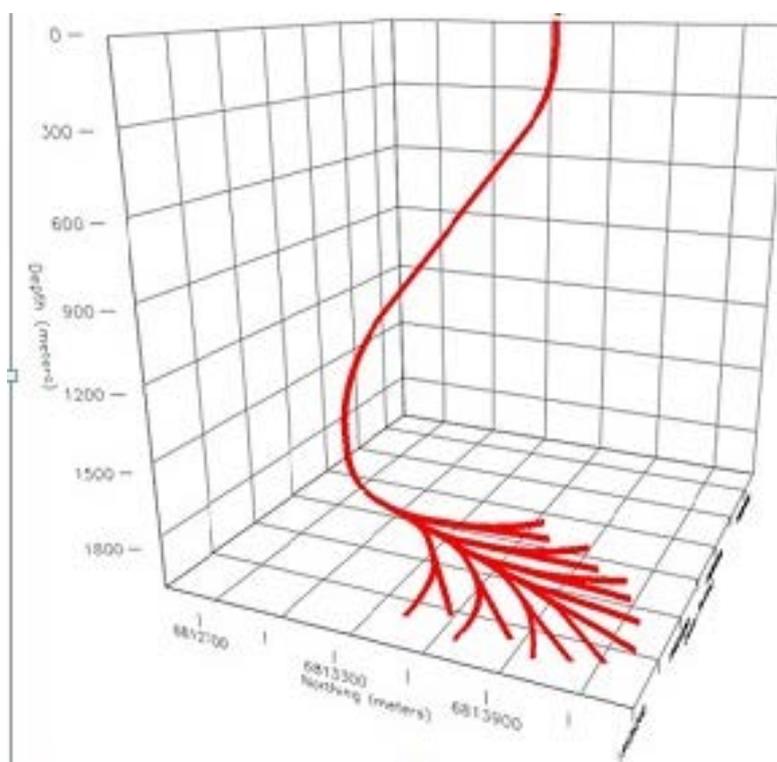


Рисунок 1 – Технология «Березовый лист» (источник: www.seanews.ru/2020/01/30)

При выборе ICD первого типа, то есть винтовых каналов, усложняется процесс оперативной корректировки комплектации непосредственно на буровой, так как особенность данного оборудования заключается в его размерах (длине), а также количестве спускаемых секций, что в свою очередь не позволяет изменить конструкцию или оборудование по полученным данным в короткие сроки. В связи с чем использование керамических штуцеров является более гибким решением изменения непосредственно буровой по результатам интерпретации геоинформационной системы, так как в отличие от первого типа ICD достаточно заменять штуцеры разных диаметров без необходимости замены самих секций ICD.

На основе полученной информации можно сделать вывод о том, что штуцерование является одним из самых перспективных способов заканчивания горизонтальных скважин. Данный вывод подтверждается многочисленными существующими примерами использования данной технологии, а также заинтересованностью других компаний по внедрению ее на других месторождениях. Темпы развития данной технологии можно наблюдать по многочисленным статьям, а также отчетам компаний по изучению штуцерования. Конечно, спорные случаи требуют более детального технико-экономического обоснования, но методика является универсальной, что делает ее применимой на месторождениях с аналогичными геолого-техническими условиями.

Библиографический список:

1. Анализ применения устройств контроля притока как способ эффективного закачивания на Юрубчено-Тохомском месторождении Красноярского края / Е. Г. Тимонов, В. В. Вараксин, В. Н. Суртаев [и др.] - Текст : непосредственный // Территория нефтегаз – 2011. – № 4. – С. 58-62.
2. Елисеев Д. А. Моделирование спуска комбинированного заканчивания в горизонтальные скважины месторождения им Ю. Корчагина / Д. А. Елисеев, М. В. Куренов. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. – 2013. – № 4. – С. 150-158.
3. Заканчивание горизонтальных скважин на пилотном кусте Русского месторождения / Е.А. Большев, А. М. Нуйкин, Э. Я. Муслимов, Е. М. Макаров. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». – 2014. – № 2. – С. 3-13.

Научный руководитель: Бастриков С. Н., профессор кафедры НБ, д-р техн. наук, профессор.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИТОКА ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА ПРИ БУРЕНИИ С УПРАВЛЯЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ

Щербачков Р. Э., группа А1-75, г. Томск, res718@bk.ru

Ковалев А. В., г. Томск, Kovalevav@tpu.ru

Бурение с управляемым давлением (MPD) ознаменовало эпоху высокоточного контроля давления в скважине в процессе бурения. Современные системы MPD не только могут работать в сложных геолого-технических условиях, но и, что более важно, обеспечивают динамическое управление скважинным давлением в режиме реального времени. Данная технология обеспечила доступ к залежам, которые ранее считались практически «непригодными для использования».

Одной из основных причин успеха данной технологии является автоматизация процесса бурения скважин. Развитие технологии бурения с управляемым давлением (MPD) не только способствовало внедрению инновационных решений по управлению давлением в скважине, но и стимулиро-

вало разработку автоматизированных систем, контролирующих процессы в режиме реального времени, предвещающая эпоху высокоточного контроля давления в скважине. Автоматизация позволила обеспечить такие уровни функционального контроля, которые трудно обеспечивать оператору.

Основная задача применения технологии бурения с управляемым давлением заключается в контроле забойного давления (ВНР) в заданных пределах с целью предотвращения потери жидкости, разрыва пласта, а также нежелательного притока пластовых флюидов в ствол скважины. Однако если в течение некоторого периода времени наблюдается приток пластовой жидкости из открытого ствола скважины или присутствуют потери бурового раствора, то осуществлять контроль забойного давления в заданных пределах не представляется возможным. В данном случае требуется использование дополнительного метода или алгоритма, отмечающего такие периоды и сигнализирующего оператору или контролирующей системе о наличии притока или поглощения.

В отечественной литературе подробно описаны причины возникновения газонефтеводопроявлений (ГНВП) и их первичные признаки [1], а также мероприятия по недопущению возникновения подобных осложнений в условиях традиционного бурения на репрессии [2].

Помимо теоретической базы в работах отражены результаты применения современных методов машинного обучения для выявления различных осложнений и аварий в процессе бурения, в том числе ГНВП. В работах отражена статистика по метрикам качества выявления описанных инцидентов, что немало важно, результаты получены на основании данных с реально пробуренных скважин, что позволяет с большей уверенностью полагаться на них. Однако стоит заметить, что описанные в данных работах подходы применялись в условиях традиционного бурения на репрессии, поэтому в случае с бурением с управляемым давлением эффективность представленных методов необходимо оценить.

В отечественной практике бурения метод управления забойным давлением уже нашел свое применение при строительстве скважин в карбонатных и трещиноватых пластах. Однако в научной литературе еще пока не поднимался вопрос предотвращения притока пластового флюида при бурении с управляемым давлением. Достаточно широко эта тема освещена в зарубежной научной литературе.

В следующей работе описаны основные методы выявления притока пластового флюида как на устье, так и на забое скважины при бурении с управляемым давлением, а также приведено кратко описание промышленных систем, поставляемых Weatherford, Schlumberger и другими нефтесервисными компаниями [3]. Кроме того, в работе отражены результаты лабораторного эксперимента по имитации притока пластового флюида и его определению различными датчиками. Практическая значимость работы в

описании поведения показаний датчиков в момент притока и в процессе его вымыва по затрубному пространству. Однако, в данном эксперименте не имитировалось разрушение горной породы на забое скважины, поэтому лабораторный стенд может только отчасти воспроизвести процесс бурения и его физические и гидродинамические процессы.

В данных работах [4] приведено описание методов определения притока пластового флюида, поглощения бурового раствора, закупорки долота и промыва бурильной колонны посредством контроля изменения давления на стояке и устьевого затрубного противодействия при бурении с управляемым давлением. В работе отражены практические методы по выявлению данных случаев оператором на месторождении. Кроме того, приведен анализ скорости и точности выявления случаев в процессе бурения при помощи дополнительных датчиков.

В работе [5] описаны основные методы выявления притока пластового флюида при помощи алгоритмов машинного обучения, а также их краткое описание. Также в работе приведены результаты определения притока при помощи LSTM модели машинного обучения на искусственно сгенерированных данных. В данных работах результаты получены на синтетических данных, и не подкреплены результатами с фактически пробуренных скважин.

В работе [7] приведен алгоритм определения притока при помощи математической модели, однако данный метод использует ряд допущений, и является вычислительно сложным. В работах [8, 8] приведены результаты применения классических алгоритмов машинного обучения для выявления притоков в процессе бурения и СПО.

Резюмируя вышеизложенное, можно сделать вывод, что в отечественной научной литературе тема прогнозирования и автоматического определения притока пластового флюида при бурении с управляемым давлением не рассмотрена. Есть ряд работ по автоматическому выявлению ГНВП при бурении на репрессии, однако требуется оценить эффективность данных методов применительно к условиям бурения с управляемым давлением.

В зарубежной научной литературе рассматриваемая тема отражена в большем количестве работ, однако существенный их недостаток – проверка эффективности предлагаемых методов на синтетических данных, что не позволяет уверенно заявлять о достоверности полученных результатов. Кроме того, не проведен комплексный анализ эффективности использования различных методов машинного обучения в рамках решаемой задачи. Также стоит отметить, что в последние годы индустрия машинного обучения развивалась, и были представлены новые алгоритмы, демонстрирующие высокую эффективность в задачах классификации временных рядов. В рассмотренных работах эти алгоритмы не были использованы. Проведенный анализ литературы позволяет выделить несколько перспективных направлений для дальнейших исследований.

Библиографический список:

1. Кафтин, Д. Ю. Газонефтеводопроявления: признаки и причины возникновения ГНВП / Д. Ю. Кафтин. – Текст : непосредственный // Трибуна ученого. – 2020. – № 12. – С. 157-162.

2. Велиев Р. А. Предприятия по предупреждению и ликвидации ГНВП / Р. А. Велиев, Н. Н. Савельева. - Текст : непосредственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: Материалы X Международной научно-практической конференции, Нижневартовск, 01-30 апреля 2020 года / Под редакцией Н. Н. Савельевой, Е. А. Исуповой. – Нижневартовск: Тюменский индустриальный университет, 2020. – С. 103-106.

3. Nayeem A.A. Monitoring Of Down-Hole Parameters For Early Kick Detection / A.A. Nayeem. - Text: direct // Master's Thesis, Memorial University of Newfoundland. – 2016.

4. Fjetland A.K. Kick Detection During Offshore Drilling using Artificial Intelligence / A.K. Fjetland. – Text : direct // Master's Thesis, University of Agder., 2019.

5. Al-amri R. A review of machine learning and deep learning techniques for anomaly detection in IoT data / R. Al-amri, R.K. Murugesan, M. Man // Applied Sciences, 2021, vol. 12. <https://doi.org/10.3390/app11125320> – Text : direct.

6. Early Kick Detection from Downhole Measurements: / B. Tost, R. Carney, J. Fred, A. Suhag – Text : direct A Novel Method for Reducing the Frequency and Magnitude of Loss-of-Well-Control Events." Paper presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, May 2020. doi: <https://doi.org/10.4043/30831-MS>.

7. Yuqiang X. Methods of Early Gas Kick Detection and Well Control Risk Assessment in Deepwater Drilling./ X. Yuqiang, G. Zhichuan, W. Chen – Text : direct. Paper presented at the SPE International Conference and Exhibition on Health, Safety, Security, Environment, and Social Responsibility, Abu Dhabi, UAE, April 2018. doi: <https://doi.org/10.2118/190510-MS>.

8. Automatic Gas Influxes Detection in Offshore Drilling / X. Hou, J. Yang, Q. Yin [et al.] – Text : direct // Based on Machine Learning Technology. SPE Gas & Oil Technology Showcase and Conference, 2020. <https://doi.org/10.2118/198534-ms>.

9. Muojeke S. Supervised data-driven approach to early kick detection during drilling operation / S. Muojeke, R. Venkatesan, F. Khan – Text : direct.// Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107324>.

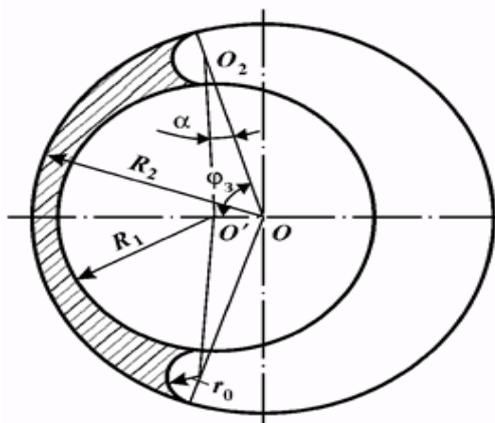
РАСХАЖИВАНИИ И ВРАЩЕНИИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ КАК ЭЛЕМЕНТ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА К ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

Янусов О. А., группа ВСм – 21-1, г. Тюмень, Oleg.klass@bk.ru

Важнейшим фактором обеспечения герметичности заколонного пространства скважин является повышение степени вытеснения в нем бурового раствора тампонажным [1, 2, 3, 4].

В работе [5] были проведены исследования замещений буферных составов для цементирования. По результатам исследований был сделан вывод, что обеспечение турбулентного режима течения жидкости является особо эффективным для удаления бурового раствора из застойных зон в кольцевом пространстве, вызванных эксцентриситетом обсадной колонны труб. Для начала течения в узкой части кольцевого зазора требуется приложить более высокое давление, нежели для начала течения в широкой части зазора (рис. 1). Если в нижнем поперечном сечении приложить давление меньше, чем требуется для сдвига вязкопластичной жидкости в узкой части зазора, но больше, чем нужно для сдвига в широкой части, течение будет происходить лишь в последней.

Обобщая вышесказанное – получить турбулентный поток при замещении бурового раствора во всем кольцевом сечении достаточно трудно, особенно в промысловых условиях, вследствие эксцентриситетности обсадной колонны. А так как глинистый раствор остается неполностью вытесненным, обеспечить герметичность зацементированного заколонного пространства не удастся. В статье рассмотрено два варианта минимизации застойных зон, первый вариант – центрирование колонны труб с помощью центраторов, второй вариант – механическое воздействие на обсадную колонну в процессе цементирования (вращение и расхаживание обсадной колонны).



ϕ_3 – угол застойной зоны; R_1 – наружный радиус обсадной колонны; R_2 – радиус скважины; OO' – смещение центральной обсадной колонны относительно оси скважины

Рисунок 1 – Схема расположения застойной зоны в кольцевом пространстве скважины

Согласно правилам спецификации 10D API [6], обеспечение центрирования колонны должно быть не менее 67 % (эксцентриситет менее 0,33). Используя специальное программное обеспечения (ПО) «Бурсофтпроект», был произведен расчет оптимального количества центраторов. В интервале цементного раствора нормальной плотности требуется размещение от 1 до 2 центраторов на каждую трубу (рис. 2), что предохраняет от избыточной жесткости спускаемой в скважину колонны обсадных труб, а также может повысить риск зашламованности ствола.



Рисунок 2 – Расчетное количество центраторов на одну обсадную трубу из условия обеспечения коэффициента центрирования не менее 80 %

По мнению авторов [1] перспективным способом является создание в цементируемом затрубном пространстве однородного цементно-бентонитового раствора, близким по свойствам с облегченным тампонажным раствором. Это перемешивание двухжущегося тампонажного раствора с глинистым буровым раствором, который остается в застойных зонах. Речь идет о вертикальных перемещениях (рассхаживании) обсадной колонны в процессе цементирования (рис. 3). Данный метод действенен для разрушения зон застойного, неподвижного бурового раствора в «карманах» ствола и разрыхляет шлам, скопившийся в этих зонах и предполагает использование скребков для очистки стенки скважины от глинистой корки. Также положительное влияние оказывает изменение положения колонны в процессе движения относительно стенок скважины, что открывает доступ потоку буферной жидкости и тампонажного раствора в застойные зоны и желобные выработки – при этом происходит турбулизация потока. Свойства бурового раствора, защемленного в суженных местах, значительно изменяются: структура разрушается, напряжение сдвига снижается [7].

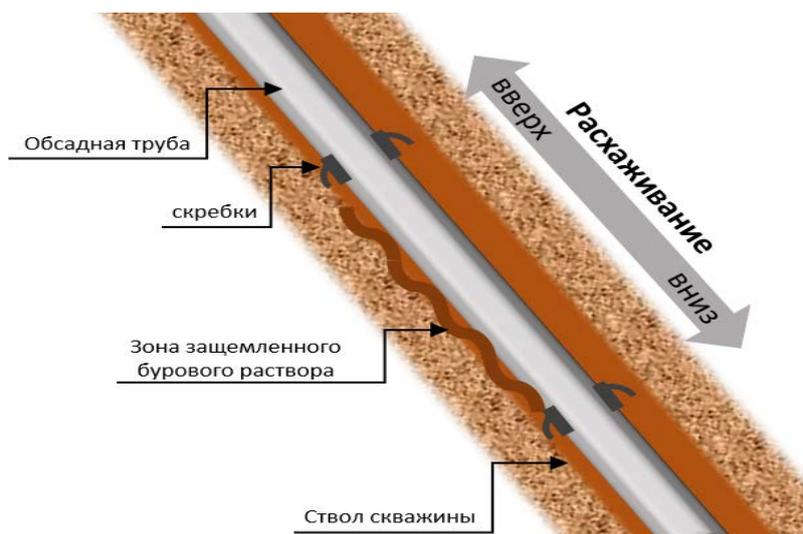


Рисунок 3 – Расхаживание обсадной колонны (положение эксцентрично) в процессе цементирования

Расхаживать колонны для повышения качества цементирования рекомендуется во время выхода буферной жидкости и тампонажного раствора в заколонное пространство, а количество циклов расхаживания может определяться временем загустевания цементного раствора [1].

Связывать возможности расхаживания обсадной колонны с определенной глубиной скважины нет оснований, поскольку в отечественной практике колонны в процессе цементирования расхаживались в открытом стволе на участках длиной более 4000 м. Однако во всех случаях необходимо учитывать прочностную характеристику труб, геологические условия и состояние ствола скважины, в первую очередь для предупреждения гидроразрыва пластов и вызова притока из флюидонасыщенных пластов [7]. Для оценки риска притока или потери циркуляции при расхаживании необходимо производить расчет давления свабирования и поршневания перед проведением работы в специализированном программном обеспечении.

Метод расхаживания обсадных труб широко применяется в зарубежной практике. Имеется опыт применения данной технологии и на месторождениях Западной Сибири.

Библиографический список:

1. Булатов А. И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин. 4-е изд. / А. И. Булатов. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2014. – Текст: непосредственный.
2. Повышение устойчивости крепи скважины динамическому воздействию / Д. Л. Бакиров, В. А. Бурдыга, М. М. Фаттахов [и др.]. – Текст: непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 1 (613). – С. 65-70.
3. К вопросу оценки качества крепления скважин / Д. Л. Бакиров, В. А. Бурдыга, М. М. Фаттахов, Г. Н. Грицай – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 9 (609). – С. 10-13.

4. Применение методов машинного обучения для повышения качества крепления скважин / Д. В. Шаляпин, Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов, [и др.]. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 5 (143) – С. 81-93.

5. Янусов О. А. Исследование замещений буферных составов для цементирования / О. А. Янусов, И. С. Матвиенко. – Текст : непосредственный // Международная конференция «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-техническими условиями их разработки». – Тюмень: ТИУ, 2022. – С. 181-185.

6. Specification for Bow-Spring Casing Centralizer (API Specification 10D), Sixth Edition, March 2002, ANSI/API 10D/ISO 10427-1-2001 – Text : direct. – Effective Date: September 1, 2002.

7. Басарыгин Ю. М. Заканчивание скважин: учебное пособие / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – Москва: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 674 с. – Текст : непосредственный.

METHODS FOR CEMENTING WELLS ON THE SHELF

Vorona A. A. group EDNb-19-1, Nizhnevartovsk,
Branch of the Industrial University of Tyumen
Avacom 233@ gmail . com

The gradual depletion of oil and gas reserves on land and the exacerbation of the global energy crisis have necessitated more and more extensive development of the oil and gas resources of the seabed, in the depths of which almost 3 times more oil and gas is concentrated than on land.

About 22 % of the area of the World Ocean (approximately 80.6 million km²) is occupied by the water margin of the continents, consisting of three zones: the shelf, the continental (continental) slope and the foot. Of the total area of the bottom of the seas and oceans, about 75 million km² (approximately 21%) are promising for oil and gas, including 19.3 million km² on the shelf, 20.4 million km² on the continental slope and within continental foot – 35 million km². The most accessible is the shelf zone. Under the shelf (eng. shelf) is understood the leveled part of the underwater margin of the continents with a slight slope, adjacent to the land and characterized by a common geological structure with it.

Well drilling offshore is generally carried out using the same basic equipment as onshore. The significant complexity and specificity of offshore drilling operations is determined by the environment, the high cost and uniqueness of technical means, the need to work under water, and the organization of offshore construction and operation. A feature of the continental shelf is that 75 % of the water areas are located in areas that are covered with ice for a long time. The main factors determining the possibility of building and operating oil-field facilities in the sea are the depth of the sea, temperature conditions, wind, waves, currents, ice cover, and the chemical composition of water.

Successful running of production casing strings to planned depths, as well as high-quality cementing of wells, requires the involvement of the most modern developments in this area.

Factors affecting the quality of casing cementing are as follows:

- wellbore condition and drilling mud quality;
- centering (centering) of the casing relative to the axis of the wellbore;
- pacing (either viramaina , or rotation);
- reduction of time for working operations;
- cement flow rate.

Cementing methods

Cementing with column rotation

TESCO Corporation has been successfully applying its innovative development in the Russian Federation - casing rotation during cementing. CDS™ system can be equipped with Cementing system Plug Launching System (CPLS™), which is a special cementing swivel Swivel / Side Entry Sub™ (SSEST™) with the ability to rotate casing strings when cementing. This system is unique and has no analogues in the world. Only CPLS™, unlike its competitors, allows to carry out the transition in an on-line mode (10-20 minutes) after flushing at the bottom to cementing the casing string with the rotation of the casing string.

Obviously, the less time the wellbore remains open, the better the quality of the fixing. Therefore, not only technological, but also technical advantages deserve special attention. Smaller dimensions and lighter weight of CDS™ and CPLS™ compared to competitors – as a result, faster time for maintenance, installation and dismantling.

Rotating the string before and during cementing increases the cement slurry displacement ratio and thus improves distribution. Also, this technology helps to minimize the annular crossflows and annular pressures.

Cementing of the water-protective string is carried out using drill pipes that run inside the casing string and are installed inside the shoe. The bottom of the drill string is equipped with a sealing conductor. The main advantage of this method compared to the conventional cementing method is: reduction of time, cost reduction and improvement of cementing quality.

After determining the tightness of the sealing sub in the shoe, a portion of the cement slurry is pumped through the drill pipes with the volume necessary to fill the specified interval of the annulus, and then the displacement fluid and cement rise to the seabed, after which the cementing process is stopped and the drill pipes are removed from the casing.

At this point, the first stage of offshore well drilling is considered completed. After the WOC, the water-protective column is equipped with a diverter, which is a modified universal preventer and is installed under the rotor table. Well crushing is provided by intensive injection of sea water until the blowout stops.

Cementing of the casing string is carried out by a two-stage method; for this, a sleeve for two-stage cementing is included in the casing string assembly

Two-stage cementing is called separate sequential cementing of two intervals in the wellbore (lower and upper).

This method has a number of advantages over the single-stage method. In particular, it allows: to reduce the hydrostatic pressure on the formation at high levels of cement rise, to significantly increase the height of the rise of the cement slurry in the annulus without a significant increase in injection pressure; reduce contamination of the cement slurry from mixing it with the flushing fluid in the annulus ; to avoid the impact of high temperatures on the properties of the cement slurry used in the upper interval, which, in turn, allows you to more correctly select the cement slurry according to the conditions of the cemented interval. To carry out two-stage cementing in the casing, at a level corresponding to the bottom of the upper interval, a special casting sleeve is installed.

This method improves the quality of cementing the lower interval by regulating the hydrodynamic pressure in the annulus.

The third plug (the top plug of the second stage) is introduced into the column after the entire estimated volume of the second stage cementing slurry has been supplied. After the third plug, a displacement fluid is injected into the well. This plug is retained in the filling sleeve and, under pressure, displaces the bushing down, which closes the holes. A sharp increase in pressure signals the completion of cementing. After that, the well is left alone to form a cement stone.

To improve the quality of cementing, the casing string is lowered with cementing lanterns and a flap basket, which is installed under the 2-stage cementing collar, it allows 10-15 atm. reduce the pressure from the column of cement slurry on the walls of the well, where there may be cases of absorption of drilling fluid or cement slurry.

Cuff method.

It is used when it is required to prevent contamination of the productive layer with low pressure cement. The method involves installing a sleeve with holes opposite the bottom point of the string segment so that the solution is passed through it into the space behind the casing. During pouring, the cuff expands and closes the pipe so that the solution only moves up, and a valve is placed below the level of the coupling, blocking access to the segment below.

Reverse cementing.

With this method, the solution is poured immediately into the space behind the casing, and the drilling fluid that was there enters the pipes and flows through them to the surface of the earth. This method of cementing is rather complicated from a technical point of view.

Conclusion:

The applied method should provide:

- cementing the specified interval along its entire length;
- complete replacement of the drilling fluid with cement slurry within the cemented interval;
- protection of the cement slurry from the ingress of flushing fluid into it;
- obtaining a cement stone with the necessary mechanical properties, with high resistance and low permeability;
- ensuring good adhesion of cement stone to the casing string and well walls.

Bibliographic list:

1. Baranovsky V.D. Fixing and cementing inclined wells / V. D. Baranovsky, A. I. Bulatov, V.I. Krylov. – Moscow: Nedra, 1983. – Text : direct.
2. Basarygin Yu.M. Repair of gas wells / Yu. M. Basarygin, P. P. Makarenko, V. D. Mavromati. – Moscow: Nedra, 1988. – Text : direct.
3. Features of drilling wells on the Arctic shelf / V. G. Kuznetsov, N. E. Shcherbich, A. I. Sazonov, S. E. Kuzmenko. – Text : direct. – Tyumen: Tsogu , 2016.

Scientific adviser: Shed S. N., Senior teacher.

СЕКЦИЯ «ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН»

РАЗРАБОТКА И УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ПРОТИВОФОНТАННОГО КЛАПАНА

Аксенова Н. А., канд. техн. наук, доцент кафедры «Нефтегазовое дело»
филиала ТИУ в г. Нижневартовске

Куманяев Д. К., группа ЭДНб-21, филиала ТИУ в г. Нижневартовске

Несоблюдение при бурении скважин правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, требований технических регламентов и проектов может привести к осложнению процесса бурения, в частности к проявлениям пластового флюида газа, нефти, воды или переливу буровой промывочной жидкости через устье скважины. Выброс раствора, проявления флюидов из скважины с забоя на поверхность или согласно определению - газонефтеводопроявление (ГНВП), может происходить по колонне бурильных труб, по кольцевому, заколонному и межколонному пространству, а так же за пределами устья скважины по трещинам, высокопроницаемым пластам (грифонам) [1].

Промысловый анализ открытых фонтанов и газонефтеводопроявлений, произошедших на предприятиях, обслуживаемых ФКУ АСФ "Западно-Сибирская противofонтанная военизированная часть" [1] показал что за 2017-2023 годы на месторождениях Западной Сибири произошло 15 ГНВП и 10 аварий в виде открытых фонтанов на ликвидацию которых затрачено 1367 часов. При стоимости одного часа работ аварийной бригады 200-300 тыс. руб. затраты составили порядка 200 млн. руб.

Анализ причин аварийного фонтанирования скважин и ГНВП (рисунок 1) показал, что основными техническими причинами возникновения ГНВП и открытых фонтанов в большинстве случаев является неисправность противовыбросового оборудования (20,4 %), неправильные действия вахты (18,5 %). В 16,7 % случаев причиной аварий и ГНВП является отсутствие контроля уровня жидкости в скважине и несвоевременный долив бурового раствора в случае его снижения. Все технологические причины, представленные на диаграмме (рис. 1) являются субъективными, все в той или иной степени относятся к ошибкам, нарушениям, невнимательности бурового персонала и низкой квалификации. Неисправность оборудования - это брак или повреждение при производстве, сборке, транспортировке или монтаже, что тоже является субъективной причиной связанной с человеческим фактором.

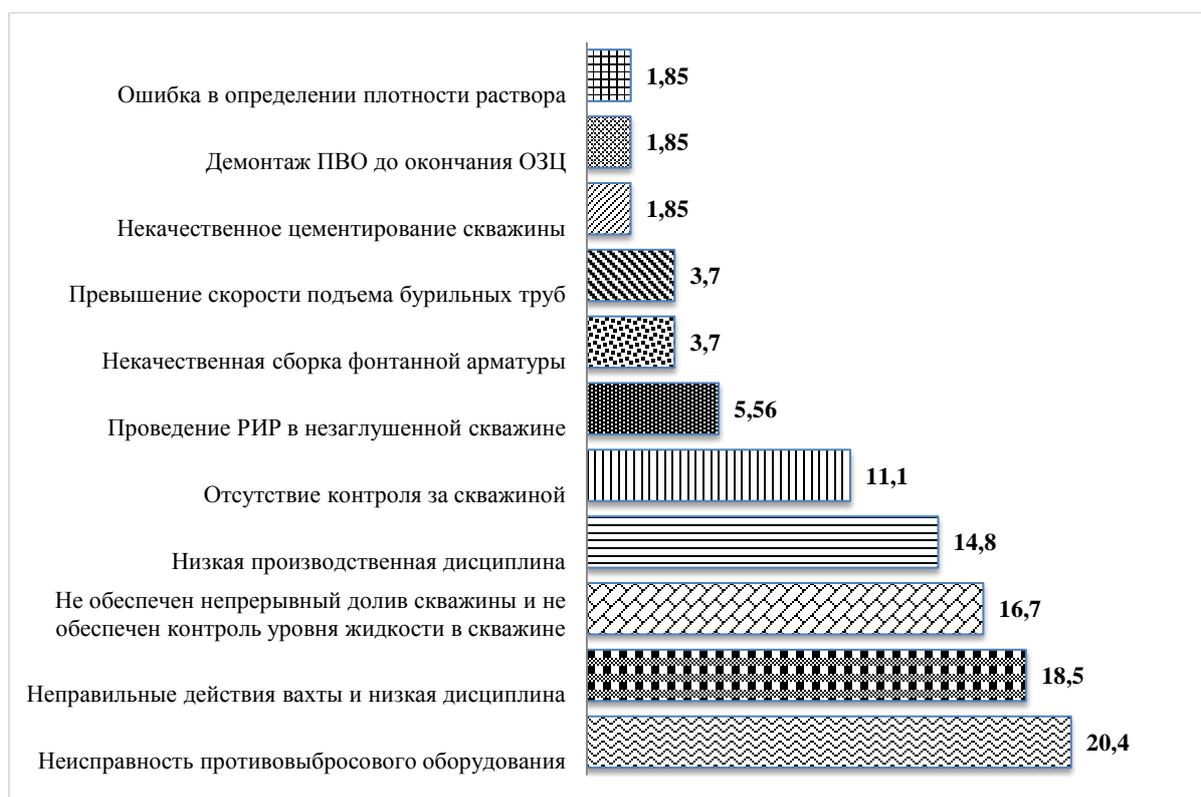


Рисунок 1 – Диаграмма причин возникновения ГНВП и открытых фонтанов на предприятиях, обслуживаемых ФКУ АСФ "Западно-Сибирская противofонтанная военизированная часть" за последние пять лет на месторождениях Западной Сибири, (%)

Одним из важных мероприятий по предупреждению ГНВП является применение в компоновке низа бурильной колонны (КНБК) обратного клапана, а под ведущей трубой шарового крана.

Научно-технический анализ литературы и результатов применения известных обратных противofонтанных клапанов показал их низкую эффективность, связанную с частыми отказами и утратой герметизирующей способности в результате эрозии высокоскоростными потоками промысловочной жидкости в проходных каналах, в местах уплотнений и сужений.

В ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» разработан и запатентован клапан обратный противofонтанный (КОП-168.00) с усовершенствованной конструкцией, позволяющий бурение скважины с применением буровых растворов с высоким содержанием твердых частиц [3]. Технические характеристики клапана представлены в таблице 1.

При изготовлении опытного образца клапана КОП-168.00 (рис. 2) выяснилось, что шар, используемый в запатентованном конструкторском решении [3] невозможно изготовить в условиях завода из-за повышенных требований к точности изготовления и материалу. Было принято решение о замене шара на конус (рис. 3, 4). Конус-клапан выполнен из абразивно-стойкого материала, например, карбида кремния.

Технические характеристики клапана КОП-168.00

Параметры	Единицы измерения	Значения
Наружный диаметр корпуса клапана	мм	168
Присоединительные резьбы: - верх- замковая муфтовая резьба - низ – ниппельная замковая резьба	ГОСТ 28487-2018	3-133 3-133
Длина клапана по упорным торцам присоединительных резьб	мм	495
Рекомендуемый момент свинчивания замковых резьбовых соединений с элементами бурильной колонны	кгс·м	2800
Минимальная площадь проходного сечения канала	см ²	35
Допустимый расход бурового раствора	л/с	22-30
Растягивающая нагрузка, при которой напряжения в замковом соединении достигает предела текучести	тс	370
Избыточное давление в корпусе клапана - для открытия - при полном открытии клапана	кг/см ²	0,2 0,4
Рабочие давление	кг/см ²	350
Масса	кг	55

Клапан обратный противofонтанный (КОП) включается в компоновку низа бурильной колонны (КНБК) в процессе спуска КНБК в скважину. КОП состоит из 12 комплектующих деталей (рис.2): корпус 1; гильзу 2; кольцо прижимное 3; седло клапанное 4; конический клапан 5; штифт 6; пружину возвратную 7; шток 8; кольцо регулировочное 9; стопорной винт 10; втулку защитную 11; обойму центрирующую 12. Сборку клапана производят согласно сборочному чертежу КОП-168.00 СБ с нанесением на резьбу консистентной смазки. Положение регулировочного кольца 9 при сборке должно обеспечивать наличие кольцевого зазора равного 10-11 мм между внутренней поверхностью корпуса 1 и кольцом 9 для создания расчетного перепада давления на клапане.

Предложенный клапан обратный противofонтанный и технические решения в его конструкции способствуют повышению его надежности и кратному, по времени, увеличению ресурса его работы, в условиях бурения скважин на нефть и газ, с технологически необходимыми расходами промывочной жидкости и повышенным содержанием в ней механических примесей.

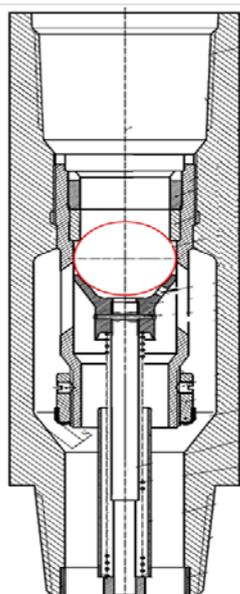


Рисунок 2 – Конструкция КОП-168.00 по патенту [3]

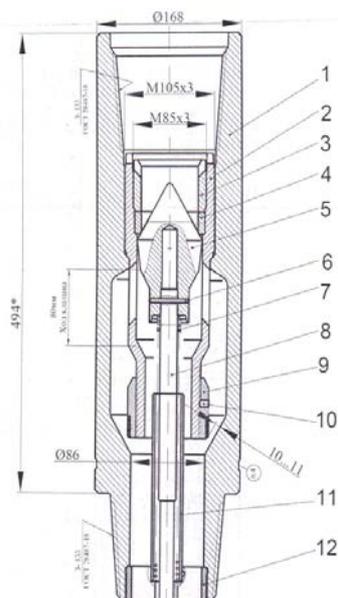


Рисунок 3 – Конструкция опытного образца модернизированного клапана КОП-168.00



Рисунок 4 – Фотография конического клапана КОП-168.00



Рисунок 5 – Клапан КОП-168.00 в разобранном виде



Рисунок 6 – Возвратный механизм КОП-168.00

Библиографический список:

1 Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для студентов вуза / В. П. Овчинников, Р. А. Исмаков, А. В.Оганов [и др.]; Под общей ред. В. П. Овчинникова. – Т.1-5. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – Текст : непосредственный.

2 Отчет об открытых фонтанах и газонефтеводопроявлениях, происшедших на предприятиях, обслуживаемых ФКУ АСФ "Западно-Сибирская противofонтанная военизированная часть" – Текст : электронный. [http://oilfontan.ru /dokumenti/info-pisma](http://oilfontan.ru/dokumenti/info-pisma)

3 Пат. № 209214 U1 Российская Федерация, МПК E21B34/06 F16K 15/04.Клапан обратный противofонтанный: № 2021119330 : заявл. 30.06.2021 : опубл. 07.02.2022 / Корабельников М. И., Аксенова Н. А.,

Липатов Е. Ю., Корабельников А. М. ; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Тюменский индустриальный университет" (ТИУ). – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Корабельников М. И., канд. техн. наук, доцент кафедры «Нефтегазовое дело» филиала ТИУ в г. Нижневартовске.

РАСЧЕТ КОЛОННЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ ДЛЯ РАЗБУРИВАНИЯ ГЛИСТО-ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ

Андреанов Н. И., Северо-Кавказский федеральный университет, доцент,
г. Ставрополь, nandrianov@ncfu.ru

Состав проектной документации на строительство скважин включает том ИОС.ТХ, в котором разрабатывается раздел «Консервация и ликвидация скважины». Согласно действующим требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [1], при выполнении ликвидационных работ перед установкой цементных мостов необходимо очистить ствол скважины от глинисто-песчаных пробок, сформировавшихся при эксплуатации скважины. Как правило, указанные пробки могут быть достаточно плотными, что требует прибегать к методу их разбуривания, так как размыв не эффективен. С целью использования легких буровых установок (подъемных агрегатов) и ускорения процесса в целом такие операции выполняют с использованием винтовых забойных двигателей (ВЗД) ремонтного ряда, спускаемых в скважину на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) [2]. Следует указать, что действующая «Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб» [3] не рассматривает такую технологическую операцию, что затрудняет процесс проектирования. Рассмотрим возможную методику выполнения расчета на базе положений «Инструкции» [3].

а) Размыв глинисто-песчаной пробки с использованием «скос-пера».

1. Определяется интенсивность искривления ствола скважины (на 10 м):

$$\alpha = \frac{10\Delta\alpha}{\Delta l}, \quad (1)$$

где $\Delta\alpha$ – приращение угла искривления, град;

Δl – длина интервала, на котором произошло приращение угла искривления, м.

2. По приложению 2 «Инструкции» [3] определяется коэффициент запаса прочности для НКТ [n_l] (для выбранного типоразмера труб при рассчитанной величине α).

3. Определяется растягивающая нагрузка от теоретического веса спущенной колонны НКТ (на устье – верхнем сечении труб):

$$Q_1 = q \cdot l \cdot g, \quad (2)$$

где q – теоретический вес 1 м колонны НКТ, кгс;
 l – длина колонны НКТ, м;
 g – ускорение свободного падения, м/с².

4. Рассчитывается осевая растягивающая нагрузка при промывке скважины с использованием «скос-пера»:

$$Q_2 = P_{вн} \cdot F_{с}, \quad (3)$$

где $P_{вн}$ – давление на входе в колонну НКТ, Па;
 $F_{с}$ – площадь сечения канала НКТ, м².

5. Определяется суммарная растягивающая нагрузка при промывке скважины:

$$\Sigma Q = Q_1 + Q_2. \quad (4)$$

6. Рассчитывается допустимая растягивающая нагрузка для НКТ выбранного типоразмера:

$$[Q_p] = \frac{Q_{сmp}}{[n_1]}, \quad (5)$$

где $Q_{сmp}$ – растягивающая нагрузка для труб выбранного типоразмера, Н.

При этом должно выполняться условие:

$$[Q_p] > Q_{сmp}. \quad (6)$$

7. Определяется фактический коэффициент запаса прочности:

$$n_1 = \frac{[Q_p]}{\Sigma Q}. \quad (7)$$

Остальные коэффициенты запаса прочности на внутренне и внешнее избыточные давления рассчитываются в соответствии с «Инструкцией» [3].

б) Разбуривание глинисто-песчаной пробки ВЗД.

8. Суммарная растягивающая нагрузка – будет максимальной при допуске работающего ВЗД к «голове» глинисто-песчаной пробки, рассчитывается по формуле:

$$\Sigma Q = Q_1 + Q_2 + Q_3, \quad (8)$$

где Q_1 – растягивающая нагрузка от теоретического веса спущенной колонны НКТ (Н) – рассчитывается по формуле (2);

Q_2 – осевая растягивающая нагрузка при работе ВЗД, также учитывающая перепад давления в промывочных отверстиях породоразрушающего инструмента (Н) – рассчитывается по формуле (3);

Q_3 – растягивающая нагрузка от веса ВЗД и породоразрушающего инструмента, Н.

9. Остальной расчет проводится согласно пунктов 6-7 и соответствующих формул (5)-(7).

Рассмотренная методика была успешно апробирована при прохождении ведомственной экспертизы проектной документации на ликвидацию наклонно-направленных скважин в сложных горно-геологических условиях.

Библиографический список:

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – Москва, 2020. – 368 с. – Текст: непосредственный.

2. Березовский Д. А. Анализ эффективности подземного ремонта скважин на Советском нефтяном месторождении / Д. А. Березовский, Г. В. Куксов, И. С. Матвеева. – Текст : непосредственный // Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле. – 2017. – № 4. – С. 125-140.

3. Сароян А. Е. Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб : руководящий документ /А. Е. Сароян, В. Ф. Кузнецов, Е. А. Чебляков и др. – Текст : непосредственный. – Москва, 1999. – 69 с.

ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК СПОСОБ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СО СЛОЖНЫМ НЕОДНОРОДНЫМ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ СТРОЕНИЕМ

Атласов А. М., группа МГР-16-21-01, г. Уфа, aivaratlasov27@gmail.com

В настоящее время наблюдается тенденция падения добычи нефти на завершающей стадии разработки основных объектов месторождений. Это в свою очередь является предпосылкой выявления и добычи углеводородов из толщ со сложным неоднородным геологическим строением, относящихся к трудноизвлекаемым запасам, которые характеризуются высоким значением расчленённости и низкими фильтрационно-емкостными свойствами. В подобных отложениях основным оптимальным типом заканчивания является бурение скважин с горизонтальным заканчиванием, с последующим проведением в них многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).

Основным объектом исследования в данной работе являются доманиковые отложения верхне-девонско-турнейского возраста (от подошвы саргаевского горизонта до кровли турнейского яруса) на территории республики Башкортостан. Доманиковые отложения относятся к нефтегазоматеринским породам.

Методы прогнозирования различных вариантов разработки месторождений углеводородов используют геологические и гидродинамические модели, построение которых реализуемо благодаря специализированным программам. Однако часто возникают осложнения уже на этапе бурения скважин, представляющие собой поглощения бурового раствора, обрушения ствола скважины, прихваты компоновок низа бурильной колонны [1]. Результатом данных осложнений является недостижение планируемой глубины скважины или проектной длины горизонтального ствола. Также требуются существенные материальные и временные затраты на ликвидацию осложнений и перебуривание ствола скважины. В дальнейшем также возможно возникновение проблем при освоении скважин и проведении ГРП.

Таким образом, минимизация рисков обрушений и поглощений и построение оптимального дизайна ГРП возможно с помощью создания геомеханической модели.

Построение 1D геомеханических моделей проводилось в ПО «РН-СИГМА».

Ключевые слова: нефтегазоматеринская порода, доманиковые отложения, осложнения при бурении, геомеханическая модель.

Построение геомеханической модели

Процесс построения 1D геомеханических моделей заключается в следующем:

- восстановление упруго-прочностных свойств в целевом интервале;
- расчет горного и пластового давления, горизонтальных напряжений;
- расчет устойчивости ствола скважины (УСС).

Процесс моделирования начинается с восстановления профилей упруго-прочностных свойств на основе выполненного анализа данных керновых исследований и данных ГИС вдоль ствола исследуемых скважин.

Расчетными параметрами для оценки устойчивости ствола скважины являются горное и пластовое давление.

Горное давление рассчитывается как вес вышележащих горных пород с изменяющейся плотностью. Для расчета горного давления (вертикального напряжения) используются кривые плотностного каротажа, экстраполированные от начала записи кривой до устья скважины [2].

Пластовое давление по скважинам оценивается по результатам ИПТ и по соседним скважинам с гидродинамическими исследованиями. Пластовое давление в исследуемых скважинах принято равное гидростатическому или близкого к нему.

Опираясь на имеющиеся оценки давлений смыкания по данным мини-ГРП, осуществляется восстановление тектонических деформаций, используемых далее для расчета горизонтальных напряжений в рамках пороупругой модели [3].

На следующем шаге выполняется итерационная калибровка горизонтальных напряжений на данные мини-ГРП и данные кавернометрии/бурения (рис. 1).

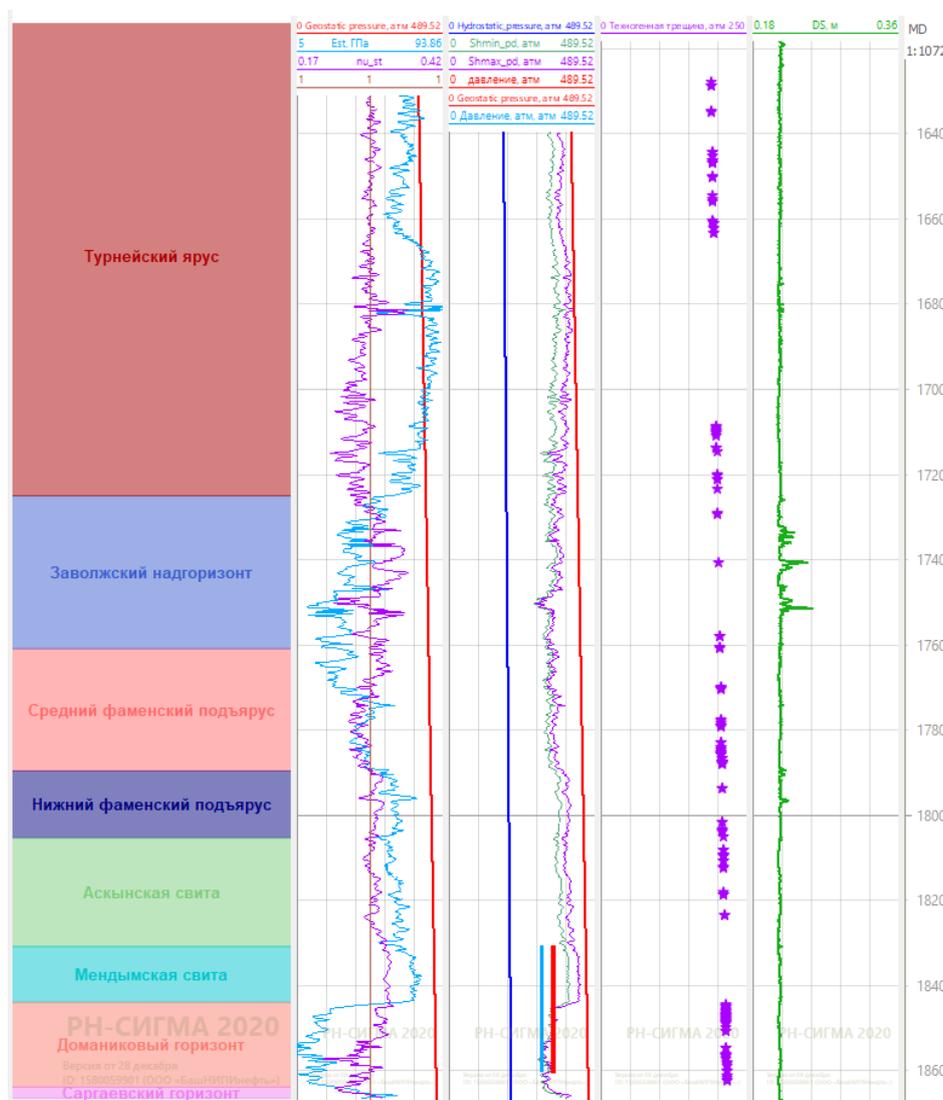


Рисунок 1 – Профили пластовых давлений/напряжений, данные для расчета, данные кавернометрии и глубины техногенных трещин по FMI

Коэффициент Био, как и тектонические деформации, является адаптационным параметром и подбирался путем итерационной калибровки модели на данные ГРП и данные кавернометрии/бурения [4].

На основе полученных профилей свойств и напряжений, а также принятых значений расчетных параметров, выполняется оценка устойчивости ствола исследуемых скважин.

Результаты расчета устойчивости ствола скважины представляют собой сводный планшет градиента пластового давления, градиентов вывалообразования, поглощения и гидроразрыва. При расчете градиента вывалообразования использовался критерий Кулона-Мора, при расчете градиента гидроразрыва – критерий возникновения разрывных нарушений. Необходимо отметить, что в условиях наличия естественной трещиноватости, которой характеризуются доманиковые отложения, интенсивное поглощение бурового раствора возможно гораздо раньше, чем при достижении градиента гидроразрыва вследствие раскрытия существующих трещин [5]. Поэтому для минимизации рисков поглощения бурового раствора в качестве давления гидроразрыва как предельного давления принимается давление начала поглощения. По итогам совместного анализа всех выше описанных градиентов определяется ширина бурового окна – такие параметры бурового раствора (БР), при которых не происходит ни поглощений, ни вывалов, ни газонефтеводопроявлений (рис. 2).

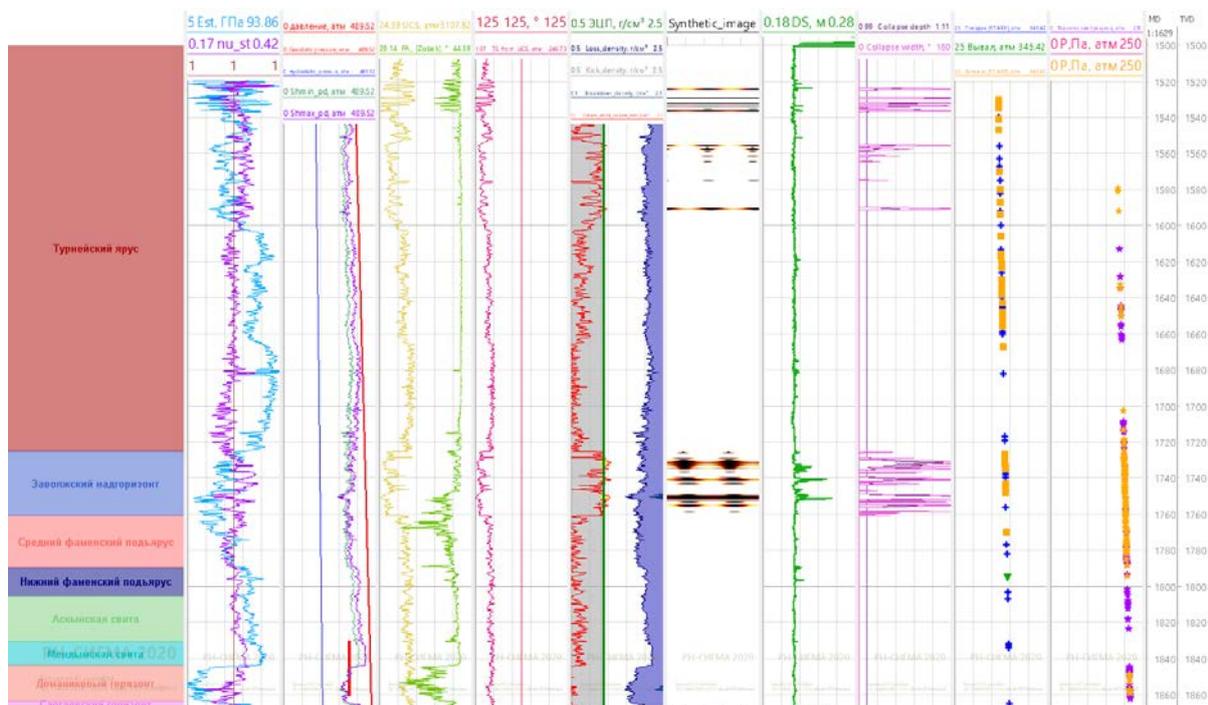


Рисунок 2 – Профили пластовых давлений/напряжений, критические плотности БР, синтетический имидж, синтетический каверномер с данными кавернометрии

Выводы

Проведены расчеты УСС для проектных скважин и выделены значимые риски: прогнозируются риски вывалообразований (турнейский и фаменский ярусы) и поглощений (турнейский, фаменский, франский ярусы).

По результатам геомеханического моделирования разработаны рекомендации к бурению горизонтальных скважин на доманиковые отложения; для принятых плановых траекторий проектных скважин определены допустимые диапазоны веса бурового раствора для доманиковых отложений; оценен оптимальный диапазон азимутов бурения горизонтальных секций.

Библиографический список:

1. Смирнов М. Ю. Основы геомеханики / М.Ю. Смирнов. – Издательство Московского государственного горного университета. – 2004. – том 1. – С. 75-93. – Текст : непосредственный.
2. Zoback, Mark & Kohli, Arjun. (2019). Unconventional Reservoir Geomechanics: Shale Gas, Tight Oil, and Induced Seismicity. 10.1017/9781316091869. – Text : direct.
3. Petroleum related rock mechanics/E. Fjaer, R.M. Holt, P. Horsrud [et al.] – Text : direct. – Hugary: Elsevier, 2008.
4. Калашников Ю. А. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья/ Ю. А. Калашников, С. Г. Ашихмин // Москва: ООО «Недра-Бизнес Центр». – 2007. – 467 с. – Текст : непосредственный.
5. Ступакова А. В. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазонасности / А. В. Ступакова, Г. А. Калмыков // Георесурсы. – 2017. – спецвыпуск. Ч. 1. – С. 112-124.

Научный руководитель: Уразбахтина Л. З., доцент кафедры ИИиПМИ, канд. физ.-мат. наук, доцент.

АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА УЧАСТКЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Брижак И. А., группа ВСм-21-1, г. Тюмень, brizhak15@outlook.com
Семененко А. Ф., старший преподаватель кафедры НБ
Закиров Н. Н., к. т. н., доцент кафедры НБ

В данной работе предлагается рассмотреть район разведочной скважины № 9Р, по добывающим скважинам которого отмечается опережающий рост обводненности добываемой продукции, поэтому актуален вопрос определения причин такого стремительного возрастания.

Участок имеет следующие особенности геологического строения: невыдержанность толщин и ФЕС по площади и разрезу; низкая нефтенасыщенная толщина: средняя по пластам – от 1,7 (пласт Ю₅) до 5,6 (пласт Ю₂) м; низкая песчанистость – от 0,09 (пласт Ю₄) до 0,43 (пласт Ю₇) д. ед., и в среднем составляет 0,22 д. ед.; высокая расчлененность (при очень низких нефтенасыщенных толщинах) – от 2 (пласты Ю₅, Ю₇) до 5 (пласт Ю₂); низкая пористость – 0,15-0,16 д. ед.; низкая проницаемость от $0,7 \cdot 10^{-3}$ мкм² (пласт Ю₃) до $6,6 \cdot 10^{-3}$ мкм² (пласт Ю₄); значительная часть запасов нефти находится в водонефтяной зоне.

1. Анализ влияния нагнетательной скважины на основании трассерных исследований

Наиболее достоверным методом определения наличия гидродинамической связи является проведение трассерных исследований. На рассматриваемом участке оно проводилось в период 05.04.2019–22.10.2019. Приемистость нагнетательной скважины составляла в среднем $115,2 \text{ м}^3/\text{сут}$. При исследовании был использован индикатор тринатрий фосфат, масса которого составила 400 кг.

По результатам трассерных исследований была оценена производительность каналов фильтрации от нагнетательной скважины к добывающим (рис. 1), а также их объем (рис. 2). Так же была определена доля воды, поступающей по трубкам тока, от общего объема воды, добываемой скважиной (рис. 3). Исследования доказывают неравномерность распределения закачиваемой воды на данном участке.

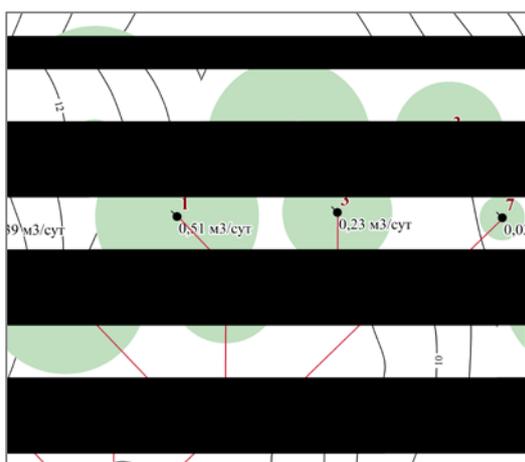


Рисунок 1 – Производительности каналов скважин

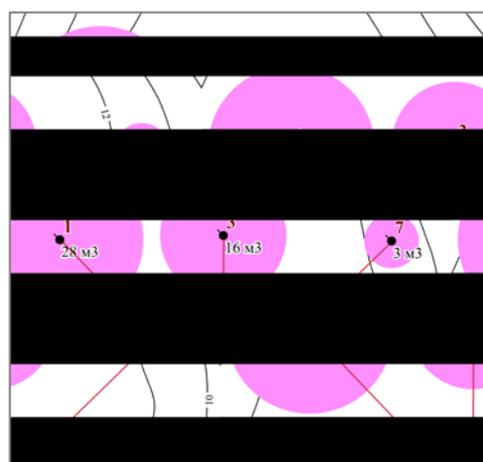


Рисунок 2 – Объёмы фильтрационных каналов скважин

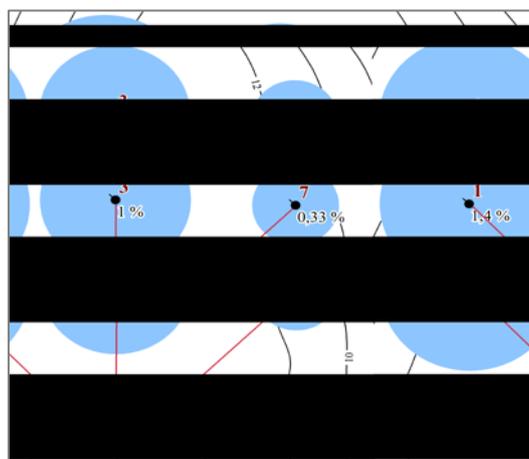


Рисунок 3 – Доля воды, поступающей по трубкам тока, от общего объёма воды, добываемой скважиной

Наилучшая гидродинамическая связь установлена в паре скважин №№ 6–1 и №№ 6–3. Так, объем фильтрационных каналов между скважинами №№ 6 и 1 составляет 28 м^3 , их производительность – $0,51 \text{ м}^3/\text{сут}$. Объем фильтрационных каналов между скважинами №№ 6 и 3 составляет 16 м^3 , а их производительность – $0,23 \text{ м}^3/\text{сут}$.

По диаграмме рисунка 3 можно оценить в процентном соотношении долю воды, поступающей по трубкам тока, от общего объема воды, который добывается нефтяными скважинами. Наихудшая гидродинамическая связь установлена в парах скважин №№ 6–5 (0,11 %) и №№ 6–7 (0,33 %), тогда как для скважин №№ 1 и 3 это значение принимает максимальное значение – 1,4 % и 1,0 % соответственно.

Неравномерность распределения закачиваемой воды согласуется с динамикой распределения пластового давления (рис. 4).

Давление насыщения нефти составляет 147 атм. Начальное пластовое давление – 213 атм. Стоит отметить, что в скважинах №№ 2, 5 и 11 наблюдается снижение пластового давления со временем. В этом отражается недостаточная эффективность закачки скважины № 6 для этих добывающих скважин. Также, только в районе скважин №№ 1 и 3 значение текущего пластового давления близко к значению начального пластового давления.

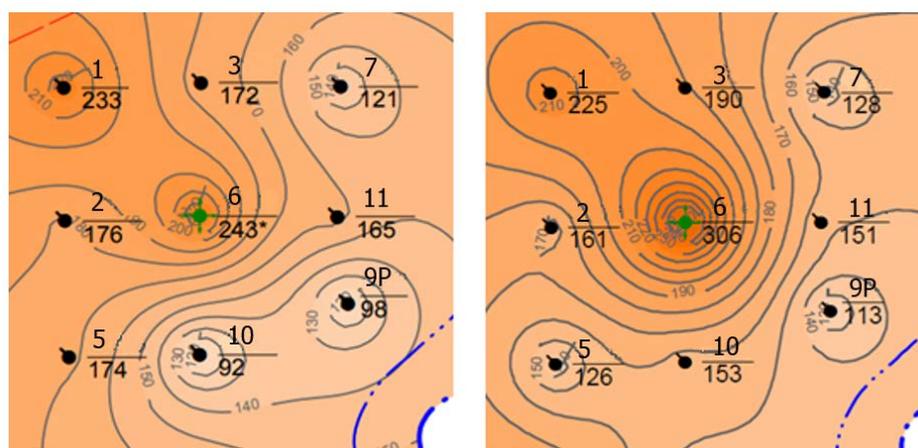


Рисунок 4 – Выкопировка из карты изобар: слева – на 01.07.2019, справа – на 01.07.2021

2. Корреляционный анализ взаимовлияния скважин

По диаграммам Воронова были определены ячейки влияния нагнетательных скважин на добывающие и был применен математический метод парной корреляции, при котором степень взаимодействия между скважинами определяется через сопоставление следующих параметров – для нагнетательных: закачка воды, приемистость, давление на устье – для добывающих: обводненность, дебит жидкости.

Сложность применения корреляционного анализа для данного участка состояла в том, что нагнетательная скважина имеет периоды простоя, а не работает регулярно.

При анализе учитывалось, что радиус влияния нагнетательной скважины – 700 м, максимальный лаг – 12 месяцев. Минимальное количество месяцев для расчета – 4 (это число учитывает период бездействия нагнетательной скважины). Принимаем пороговый коэффициент корреляции – 0,7.

В итоге анализа парной корреляции были получены следующие результаты, представленные на рис.5:

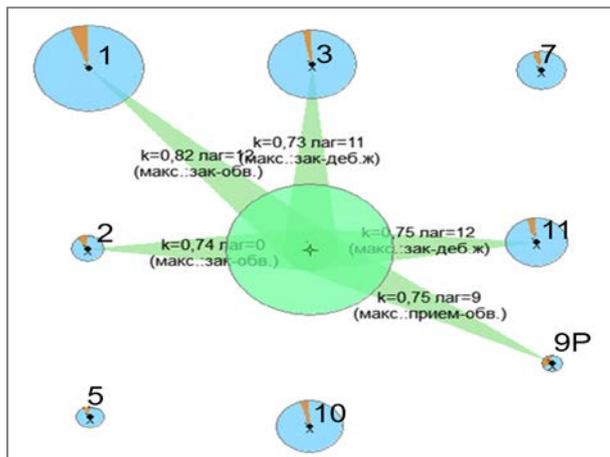


Рисунок 5 – Результаты корреляционного анализа

Стоит отметить, что хорошая гидродинамическая связь в паре скважин №№ 6–1 и №№ 6–3 подтверждается как трассерными, так и корреляционным анализами.

Так же согласно полученным результатам, нагнетательная скважина имеет слабое влияние на скважины №№ 5, 7 и 10, что так же подтверждалось ранее трассерными исследованиями.

В таблице 1 представлены выводы о причинах обводненности для каждой из добывающих нефтяных скважин рассматриваемого участка.

Таблица 1

Выводы о причинах обводненности

№ скв	Причина обводненности
9P	смешанный тип обводнения (близость к ВНК)
1	обводнение за счет нагнетаемых вод с влиянием заколонной циркуляции
2	обводнение за счет нагнетаемых вод
3	смешанный тип обводнения (входная обводненность 70,8 %)
5	смешанный тип обводнения с влиянием заколонной циркуляции
7	приток воды из перфорированных водонасыщенных пропластков
10	обводнение за счет нагнетаемых вод
11	обводнение за счет подошвенных вод

Для данного участка рекомендовано проведение мероприятий с целью увеличения охвата пласта заводнением, вовлечения в разработку слабодренлируемых зон, а также изоляции водоносных горизонтов. В противном случае бездействие приведет к нерентабельности разработки данного участка и дальнейшей его консервации.

Библиографический список:

1. Дополнение к технологической схеме разработки ... месторождения ХМАО-Югры (Договор № ... от ...). (ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»). Текст : непосредственный.
2. Федоров К.М. Сравнительная эффективность методик диагностики причин обводнения продукции // К. М. Федоров, Т. Н. Печёрин – Текст : непосредственный // Бурение скважин и разработка месторождений. – 2019. – № 4. – С. 49-58.
3. Методическое обоснование повышения выработки запасов нефти месторождений, осложненных тектоническими нарушениями // А. В. Стенькин, Ю. А. Котенев, Ш. Х. Султанов, В. Г. Уметбаев. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 214-223.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВЫНОСА ПРОПАНТА ИЗ ТРЕЩИНЫ В СКВАЖИНУ

¹Верисокин А. Е., ¹Калашников Д. С., ²Близнюков В. Ю.
г. Ставрополь¹, г. Москва²
verisokin.aleksandr@mail.ru

Широкое распространение при креплении трещины гидроразрыва пласта нашли пропанты фракций 16/20, 12/18, 16/30 и 20/40. Выбор размеров диаметра наполнителя трещины зависит от различных факторов – литологии и геомеханических свойств продуктивного пласта, темпа закачки жидкости-песконосителя, диаметра перфоканалов и качества перфорации, размеров трещины ГРП и т. д. Необходимо отметить, что чем больше диаметр пропанта, тем лучшей проводимостью обладает пропантная пачка в трещине ГРП. Однако использование крупных гранул наполнителя трещины сопровождаются дополнительными сложностями при осуществлении операции – быстрое выпадение крупного пропанта в начале инициации трещины, возникновение дополнительных сопротивлений при прокачке пропанта через интервал перфорации, дополнительные требования к несущим свойствам жидкости-песконосителя и т. д. [4].

Как отмечалось выше, для снижения выноса фракций керамического пропанта из трещины гидроразрыва предлагается применение гранул пропанта из «нитинола» в качестве блокирующего экрана.

Для выявления возможности удержания керамического пропанта в трещине гидроразрыва вблизи ствола скважины расклинивающим материалом из «нитинола» был проведен качественный эксперимент.

В рамках проведения экспериментальной оценки выноса пропанта из трещины в скважину исследовались пропанты фракции 16/20 и сферы из «нитинола». Было выбрано пять образцов пропантов с различной насыпной плотностью: VorProp, Haihua, Carbolite, ForeProp, ForeL WP.

Метод экспериментальной оценки выноса пропанта из трещины в скважину основан на определении массовой доли пропанта, который был вымыт из ячейки при фильтрации жидкости и сжимающей нагрузке.

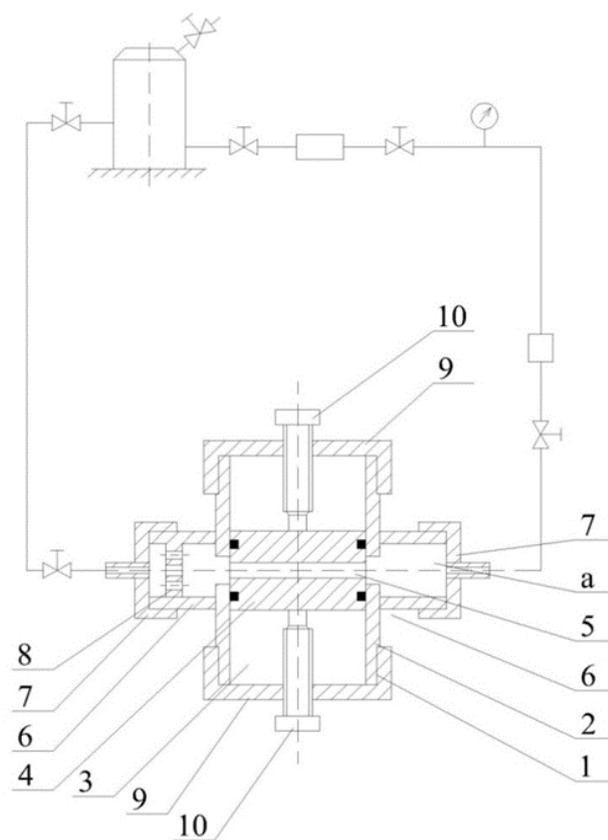
Образцы ForeL WP, Haihua, Carbolite, ForeProp обладают малым насыпным весом (плотность гранул ниже $1,7 \text{ кг/м}^3$) и являются легкими пропантами. Образец BorProp является пропантом средней плотности.

Эксперименты выполнены на разработанной лабораторной установке для исследования пропантов, прототипом которой послужило устройство для изучения физических свойств расклинивающих материалов для гидравлического разрыва пласта [3].

Описание лабораторной установки по исследованию пропантов

Разработанная лабораторная установка позволяет, наряду с другими задачами, провести оценку выноса пропанта из трещины в скважину при фильтрации жидкости и сжимающей нагрузке [1].

На рисунке 1 представлены общий вид и схема разработанной лабораторной установки для исследования пропантов.



- 1 – ячейка; 2 – корпус ячейки; 3 – осевой канал в ячейке; 4 – поршень;
 5 – зазор, имитирующий трещину ГРП; 6 – отводы ячейки;
 7 – уплотнительные элементы на отводах; 8 – сетка для улавливания наполнителя трещины;
 9 – уплотнительные крышки ячейки;
 10 – винты для изменения силы воздействия на пропантную пачку

Рисунок 1 – Лабораторная установка для исследования пропанта

Оборудование

Ячейка проводимости, выдерживающая давление сжатия до 100 МПа, выполнена в виде цилиндра из стали (рис. 2, 3). В ячейку закладывается порода, разделенная на 2 равные части. Для осуществления эксперимента подобран керн песчаника в виде плитки, толщиной 5 мм, обработанный под габаритные размеры ячейки проводимости. Модуль эластичности испытуемого образца составляет около 25 000 МПа, проницаемость около $0,25 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Порода изолируется с помощью специальных поршней и крышек. Ширина образцов керна ограничивается размерами ячейки и определяется с помощью микрометров. После осуществления расчетов значение ширины усредняют и вводят в базу данных для проведения расчетов эксперимента.

Для создания необходимого сжимающего усилия в ячейке используются тиски. Тиски позволяют варьировать давление сжатия в широком диапазоне. Также в конструкции установки предусмотрен электрокипятильник, который спущен в бак с жидкостью. С помощью электрокипятильника поддерживается температура не ниже $65 \text{ }^\circ\text{C}$. Для замера температуры циркулирующей жидкости в наливной бак установки спущен жидкостный термометр.

С целью получения точных данных эксперимента, поток жидкости взвешивается на электронных весах. Зная плотность тестируемого образца, корректируется расход. Данные на весах заносятся в базу данных.

Температура жидкости и самой ячейки регулируется с помощью подогревателя. При осуществлении эксперимента необходимо измерять дифференциальное давление и давление сжатия, проверять нулевую отметку перед каждым новым тестированием расклинивающего агента [2].

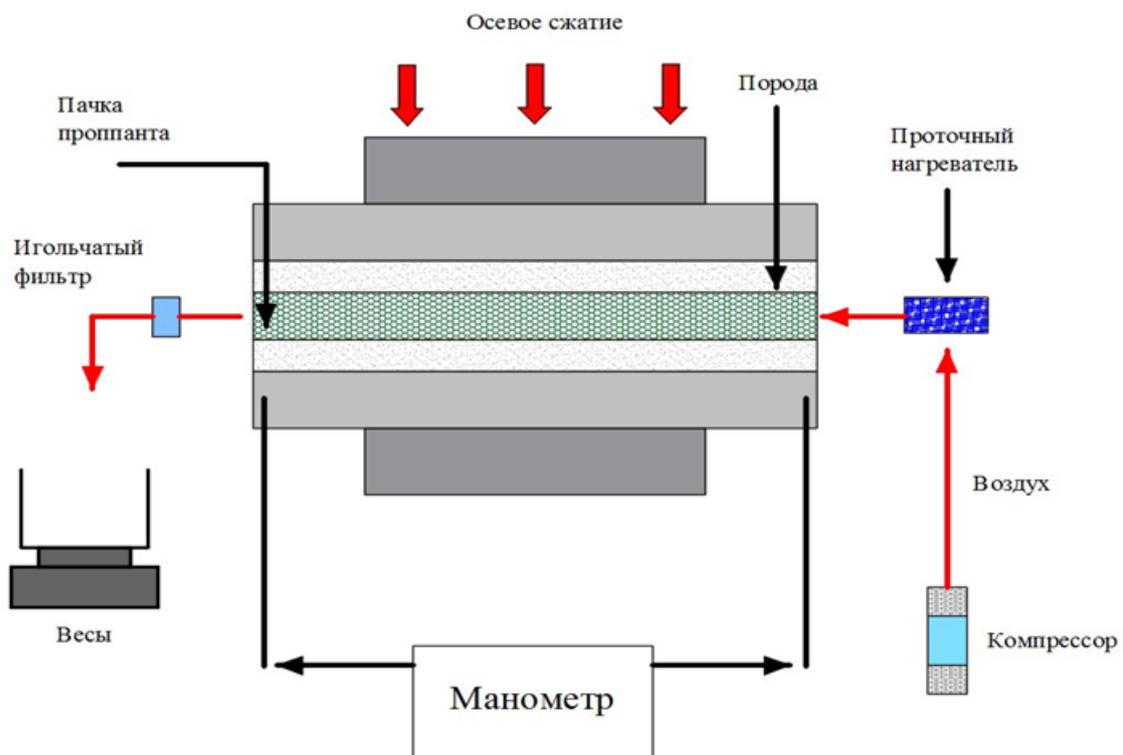


Рисунок 2 – Схема ячейки в разрезе

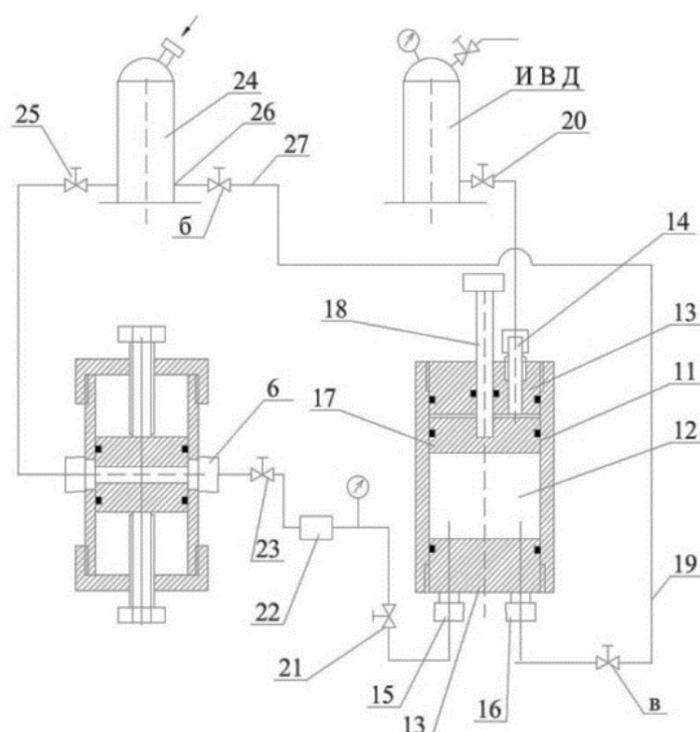


Рисунок 3 – Ячейка проводимости в разобранном виде

Конструкция лабораторной установки имеет в своем составе ячейку 1 в форме цилиндра 2. Внутри полости ячейки 3 предусмотрены поршни 4 с резиновыми уплотнениями для создания герметичной полости 5, имитирующей трещину. В зазор 5 засыпается наполнитель трещины ГРП – песок или пропант. К цилиндрической ячейке приварены отводы 6, которые изолируются установкой на отводы уплотнительных элементов 7. В выходном отводе 6 размещается сетка 8 для улавливания вынесенного наполнителя трещины во время эксперимента. Канал ячейки перекрывается с двух сторон уплотнительными крышками ячейки 9. На уплотнительных крышках предусмотрены винты для изменения силы воздействия на пропантную пачку 10. Схема лабораторной установки в рабочем положении изображена на рисунке 4.

Чтобы обеспечить подачу жидкости и создать необходимое давление на входе в ячейку проводимости с необходимым расходом в зазоре, имитирующий трещину ГРП, разработан гидравлический цилиндр 11, внутри которого предусмотрена полость 12. Для герметизации полости 12 разработаны крышки цилиндра 13 с нарезанной на них резьбой, в которых размещены штуцерирующие устройства 14, 15, 16. Внутри полости цилиндра возвратно-поступательно движется поршень 17 с двумя резиновыми уплотнениями. На поршне нарезана резьба для крепления фиксирующего штока 18. Штуцерирующее устройство 14 связано через трубку 19 с компрессором для создания высокого давления.

При необходимости трубка высокого давления перекрывается запорным устройством в виде трехходового вентиля 20. Штуцерирующее устройство 15, связано с входным отверстием отвода ячейки 6. На линии входа в отвод ячейки 6 расположены трехходовые вентили 21, 23 и регулятор расхода 22. Отвод ячейки 6 по трубке высокого давления соединен с емкостью, в которой находится жидкость 24. Подача жидкости в ячейку проводимости регулируется с помощью трехходового вентиля 25. Патрубок подачи жидкости 26 из емкости 24 соединен трубкой 27 со штуцерирующим устройством 16 на нижней крышке 13 гидроусилителя.



- 6 – отводы ячейки;
- 11 – гидравлический цилиндр для создания необходимого давления на входе в ячейку проводимости;
- 12 – полость цилиндра; 13 – крышка цилиндра с нарезанной резьбой;
- 14, 15, 16 – штуцерирующие устройства;
- 17 – поршень с двумя резиновыми уплотнениями; 18 – шток, фиксирующий поршень;
- 19 – трубка высокого давления; 20 21, 23, 25 – трехходовые вентили;
- 22 – регулятор расхода; 24 – емкость с жидкостью; 26 – выходной патрубком;
- 27 – шланг высокого давления; б, в – краны

Рисунок 4 – Механизм обвязки и силовой привод установки

Описание работы стендовой установки

Для работы с установкой необходимо установить поршни 4 в корпус 2 ячейки, имитирующей трещину ГРП. Между поршнями размещают две пластинки керна. Зазор между керновыми пластинками наполняют расклинивающим агентом – слоем песка или пропанта необходимых размеров. Работу с ячейкой проводимости осуществляют при закрытых трехходовых вентилях 25 и 23, ведущих к емкости с жидкостью 24. Перед началом эксперимента поршень 17 с двумя резиновыми уплотнениями гидравлического цилиндра 11, необходимого для создания давления на входе в ячейку проводимости, расположен с упором в крышку цилиндра 13 с нарезанной резьбой. Заполнение полости 21 гидравлического цилиндра для создания необходимого давления на входе в ячейку проводимости 11 рабочей жидкостью осуществляется при закрытом вентиле 21. Краны «б» и «в» находятся в открытом состоянии. Контроль заполнения полости гидроцилиндра осуществляют по выходу штока, фиксирующего поршень 18 в верхнее положение. После этого закрывают краны «б» и «в».

Для создания гидравлической связи зазора 5, имитирующего трещину ГРП, между поршнями 4 переводят трехходовые вентили 21 и 23 в положение открыто. Одновременно с этим открывают запорное устройство 20, установленное на линии компрессора для подачи воздуха в полость 12 гидравлического цилиндра 11. Поданный от компрессора воздух оказывает воздействие на поршень 17 с двумя резиновыми уплотнениями.

Изменение положения поршня 17 гидроцилиндра позволяет контролировать шток 18. Рабочая жидкость по трубкам поступает в отвод ячейки 6 и далее проходит зазор 5, имитирующий трещину ГРП, между поршнями 4, оказывая воздействие на расклинивающие агенты, находящиеся в ячейке. Незакрепленные частицы в зазоре 5, наполняющие ячейку, попадают в выходной отвод ячейки 6, где оседают в сетке для улавливания наполнителя трещины 8. После выхода пачки жидкости из гидравлического цилиндра 11, шток 18 находится в нижнем положении. Рабочая жидкость, прошедшая через зазор 5, устремляется обратно в емкость 24. Далее необходимо сравнить воздух из полости 12 над поршнем 17 гидравлического цилиндра 11. Для этого активируется запорное устройство 20, одновременно закрываются трехходовые краны 23 и 25. Жидкость, поступившая в емкость 24, при открытых трехходовых вентилях «б» и «в», повторно заполняет полость 12 гидравлического цилиндра 11. Жидкость поступает в гидроцилиндр через нижнюю крышку под поршень 17. Поршень с двумя резиновыми уплотнениями под действием напора жидкости устремляется к верхней крышке 13.

Чтобы оценить количество вынесенного наполнителя ячейки, необходимо открутить уплотнительные элементы 7 на входном и выходном отводах, извлечь сетку для улавливания наполнителя трещины 8. Через зазор 5, имитирующий трещину, необходимо обеспечить определенный расход жидкости. На разработанном стенде также оценивается скорость потока. Сделать это можно после замера высоты зазора и подсчета фильтруемой площади через ячейку. Регулировать поток жидкости можно путем замера времени движения поршня 17. Для проведения следующего теста необходимо снова установить поршни 4 с резиновыми уплотнениями в ячейку 1, проверить положение запорных устройств. Тесты на разработанном стенде могут проводиться при мелких и крупных фракциях песка или пропанта, с различным диапазоном создания скорости жидкости в зазоре 5, с анализом данных, связанных с оценкой вынесенного наполнителя из ячейки и осевшего на сетке 8. Создавать различный диапазон скорости жидкости через зазор 5 между поршнями 4 на разработанном стенде можно за счет изменения режима работы компрессора.

Библиографический список:

1. Верисокин, А. Е. Методика испытаний пропантов для гидравлического разрыва пласта / А. Е. Верисокин – Текст : непосредственный// Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – № 2. – С. 62-69.

2. Simulation of proppant flowback from hydraulic fractures / A. E. Verisokin, D. Yu. Serdyukov, V. A. Vasil'yev, T. A. Gun'kina . - Text : direct // The International Conference on Advances in Energy Industry and Power Generation: International. – Almet'yevsk, 2020. – 860. – P. 1-8.

3. Пат. 2436948 Российская Федерация, МПК E21B 47/00 (2006.01). Устройство для изучения физических свойств расклинивающих материалов для гидравлического разрыва пласта : № 2010112153/03 : заявл. 29.03.2010 : опубл. 20.12.2011 / В. В. Паникаровский, Е. В. Паникаровский, В. А. Шуплецов, И. П. Попов, В. Н. Дубровский; патентообладатель Тюменский индустриальный университет (ТИУ). – Текст: непосредственный.

4. Можжерин А. В. Какой проппант выгоднее применять: 16/30 или 16/20? / А. В. Можжерин, А. Ю. Коржавин. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2017. – № 7/8. – С. 34-38.

Научный руководитель: Верисокин А. Е., старший преподаватель кафедры РЭНГМ, канд. техн. наук.

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО- ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНЫ

Гельгорн Е. А., группа ВПСм-22-1, г.Тюмень, gelgorn2012@mail.ru

Нормальное пластовое давление прямопропорционально зависит от глубины залегания пласта. Обнаружение аномально высокого давления связывают с появлением коэффициента аномальности [1]. Изучение аномальных давлений является важным для прогнозирования, предотвращения осложнений и аварий, а также в целях выбора и разработки оптимальной технологии строительства. Влияние аномальных давлений сопровождаются снижением качества и увеличением времени на строительство скважин.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ

Для безаварийного бурения глубоких скважин необходимо точное прогнозирование и определение количества пластов высокого давления. Для раннего обнаружения используют показатель коэффициента аномальности. Однако, стоит учитывать, что пластовое давление не всегда известно на определенной глубине, в таком случае прогнозирование проводится по трем этапам:

- до начала бурения скважин: сейсморазведка; гравиразведка; электроразведка; магниторазведка;
- в процессе бурения скважин: геофизические исследования; гидродинамическое взаимодействие пласта с промывочной жидкостью; по технологическим данным бурения; по петрофизическим данным;
- после завершения процесса бурения: до спуска эксплуатационной колонны (по данным испытания объектов испытателями пластов), после спуска эксплуатационной колонны (по результатам освоения скважин).

ВЫБОР БУРОВОГО РАСТВОРА

При строительстве скважин важную роль играет выбор бурового раствора. Для сравнения взяты два утяжеленных раствора: формиатный утяжеленный буровой раствор (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ–Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени) и утяжеленный минерализованный безглинистый буровой раствор (ПАО «Газпром»). В применении безглинистые буровые растворы имеют преимущество перед глинистыми при заканчивании скважин за счет исключения из состава кольматанта, трудноудаляемого из ПЗП при освоении. Также, при использовании безглинистых растворов, повышается качество крепления скважин.

Для утяжеления данных растворов используют баритовый и галенитовый утяжелитель. При производстве раствора на основе барита нужно учитывать тот факт, что на качество существенно влияет соблюдение технологии его производства. Барит добывается не в чистом виде и может содержать различные включения, оказывающие влияние на характеристики гидрофильности и способности к адсорбции. Плотность формиатного раствора ниже, чем у минерализованного раствора. Однако, плотность формиатного раствора позволяет использовать его в условиях месторождений Большехетской впадины, где температуры превышают 120 °С, при данной температуре свойства минерализованного раствора снижаются.

Таблица 1

Преимущества и недостатки ФУБР

Преимущества	Недостатки
Стабилен до температуры 150 °С	Плотность до 2,3 г/см ³
Использование формиатов щелочных металлов	-
Применение ксантанового биополимера	-
Использование в качестве жидкости глушения или жидкости перфорации	-

Также в обоих растворах применяются формиаты. Формиаты обладают рядом преимуществ по сравнению с тяжелыми неорганическими солями, и, в частности, экологической безопасностью, высокой ингибирующей способностью по отношению к глинистым сланцам, повышением термостабильности полисахаридных реагентов, низкой коррозионной активностью, совместимостью с пластовыми флюидами, снижением коэффициента трения буровых растворов.

Преимущества и недостатки УМБР

Преимущества	Недостатки
Плотность до 2,6 г/см ³	Ограничение по температуре (до 120°C)
Использование с коэффициентом аномальности до 2,4	Снижение свойств при температуре свыше 120 °С
Использование формиатов щелочных металлов	-
Использование в качестве жидкости глушения или жидкости перфорации	-

ТАМПОНЖНЫЕ РАСТВОРЫ

Вместо стандартных ПЦТ предлагается использовать тампонажные растворы серии ЦТТС и ЦТТРС [4-5]. Цементы изготавливаются на основе тампонажного портландцемента, расширяющих добавок и специальных добавок с высоким содержанием оксида кремния. Допускается введение специальных добавок (армирующих, кольматирующих), улучшающих его тампонажно-технические свойства. Данные растворы характеризуются высокой прочностью цементного камня по истечении 24 часов и дальнейшим увеличением прочности по времени. Цементы данной серии позволяют получать седиментационно устойчивые растворы с более равномерным формированием камня максимальной прочности и качественным креплением обсадных колонн при умеренных и повышенных температурах.

Проведя анализ основных причин рисков при бурении пластов с АВПД, рекомендуется придерживаться следующих решений:

1. Непрерывный анализ данных ГИС на протяжении всего бурения.
2. Постоянный контроль давления в допустимых значениях отклонения.
3. Бурение с регулируемым давлением – позволяет контролировать давление в стволе скважины за счет использования закрытой системы циркуляции, что приводит к снижению возникновения рисков НПВ, которые связаны с потерей контроля над скважиной, также снижается риск поглощения, вызванный низким пластовым давлением и узким «окном» бурения.
4. Применение качественных, термоустойчивых тампонажных смесей.
5. Бурение с закрытым устьем – позволяет избежать нехватки жидкости при бурении.

Соблюдение описанных рекомендаций и технологий позволит снизить риски возникновения аварий и повысить безопасность сотрудников.

ВЫВОДЫ И ДАЛЬНЕЙШИЕ ПЛАНЫ ПО РАБОТЕ

- По данной теме проведена обзорная работа, затрагивающая одну из проблем данного участка.
- Присутствуют ограничения по плотности и температуре растворов для бурения более глубоких пластов. Дальнейшие действия - доработка состава для бурения более глубоких пластов.
- Частый прихват КНБК. Существующие методы предотвращения/устранения прихватов не всегда эффективны. Требуется доработка или разработка более эффективных конструктивных решений.

Библиографический список:

1. Мищевич В. И. Справочник инженера по бурению / В. И. Мищевич, Н. А. Сидоров; В 2-х томах. – Изд.: Недра. 1973. – Текст : непосредственный.
2. Новиков А. С. Бурение нефтяных и газовых скважин / А. С. Новиков, Д. Ю. Сериков, Р. Ф. Гаффанов . – Москва: Нефть и газ, 2017. – 307 с. – Текст : непосредственный.
3. Формиатный утяжеленный буровой раствор для строительства скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений и повышенных температур / Д. Л. Бакиров, Э. В. Бабушкин, М. М. Фаттахов [и др.] – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 1(349). – С. 22-28.
4. Коростелев А. С. Новые тампонажные растворы для цементирования кондукторов и направлений в интервалах многолетнемерзлых пород / А. С. Коростелев, И. И. Белей. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2011. № 5. – С. 35-38.
5. Белей И. И. Специальные тампонажные материалы для цементирования обсадных колонн в скважинах с различными термобарическими условиями / И. И. Белей, Н. Е. Щербич, Е. Б. Цыпкин, В. В. Вялов – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2007. – № 6. – 18-22.

РЕГУЛИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ЗАПАДНОГО ТУРКМЕНИСТАНА

Гурдова Г., Мухаммедова Б., Нурмурадов Б. Н.

Международный университет нефти и газа им. Ягшыгельды Какаева,
Ашхабад, Туркменистан

Нефтегазовый комплекс в Туркменистане развивается на основе применения последних достижений науки и внедрения новой технологии.

В нашей стране имеются почти все типы встречающихся в мире залежей нефти и газа. В то же время имеются специфические особенности поиска, освоения и разбуривания этих залежей. Поэтому одним из важнейших задач является проведение в этом направлении научных исследований на более высоком уровне, внедрение их результатов и современных технологий в производство.

Решение проблем эффективности использования запасов, достижения оптимальных темпов отбора нефти и газа и коэффициентов углеводородоотдачи пластов базируется, прежде всего, на тщательном изучении эксплуатационных объектов и принятия правильной системы и методов разработки, учитывающих все многообразие свойств, характер проявления энергетических особенностей, условие разработки залежей.

Как известно, Западный Туркменистан богат запасами нефти и газа, газового конденсата, полезных ископаемых рудов, в частности «черного золота». Также в этом регионе развита перерабатывающая промышленность нефтяной, газовой и химической отраслей. По геолого-эксплуатационным характеристикам залежи углеводородов Западного Туркменистана, находящиеся в настоящее время в промышленной разработке, приурочены к трем стратиграфическим комплексам: апшеронскому и акчагыльскому ярусам, также верхнему, среднему и нижнему красноцвету. Глубине залегания продуктивных горизонтов – от 1500 до 5000 м и более. Залежи нефти и газа относятся к типу пластовых, сводовых, тектонически и литологический экранированных. Тип коллектора – терригенный.

Характерными особенностями месторождений Западного Туркменистана являются:

- большой этаж нефтегазоносности месторождений (до 3000 м);
- многоярусность (до 24 продуктивных горизонтов);
- наличие начального аномально высокого пластового давления (АВПД);
- раздробленность сбросами, образовавшими большое число блоков с различными геолого-энергетическими характеристиками;
- чередование песчано-алевритовых и глинистых пластов в разрезе;
- литологическая изменчивость коллекторов;
- смешанный режим дренирования залежей, который изменяется в процессе разработки.

Нефтегазовые залежи Западного Туркменистана имеют различные типы и отличаются сложным характером насыщения углеводородами и условиями эксплуатации. По соотношению запасов газа и нефти в залежи количества содержащегося конденсата в природном газе, большинство их, по существующей классификации нефтегазовых залежей, можно отнести к нефте-газоконденсатным или газоконденсатнонефтяным. Из общего числа нефтегазовых залежей Западного Туркменистана примерно половина имеет газовую зону. Выяснилось, что 44 % залежей имеют объем нефтяной части больше газосодержащей, 12 % имеют практически одинаковые объемы обеих частей, а 44 % общего числа нефтегазовых залежей характеризуется превышением объема газовой зоны над объемом нефтяной зоны. Наибольшее количество залежей приходится на интервал глубин 2500-3500 м, для которого количества залежей с $b < 1$ и $d > 1$ совпадают. Выше этого интервала преобладают залежи, характеризующиеся превышением объема нефтяной зоны над объемом газовой зоны, а ниже – наоборот.

Знание закономерности изменения $P_{\text{нас}}$ имеет большое значение для правильного подсчета запасов нефти и растворенного в ней газа, при установлении режима работы отдельных скважин, режима нагнетания в условиях поддержания пластового давления и осуществлении анализа, контроля и регулирования разработки нефтегазовых залежей.

Нефтегазовые залежи отложений нижнего красноцвета отличаются значительными глубинами залегания, высокой глинистостью и превышением начальных давлений над гидростатическими, равным 1,4-2,2.

Глинистые пласты, присутствующие в зонах с АВПД, являются менее уплотненными для данной глубины. При разработке залежей с АВПД на естественном режиме пластовое давление значительно снижается, в результате чего происходит увеличение эффективного напряжения, определяемого как разность между геостатическим $P_{\text{гео}}$ и пластовым P_{T} давлениями ($P_{\text{эф}}=P_{\text{гео}}-P_{\text{T}}$), приводящее к дополнительному уплотнению глинистых пород и отжатию воды из них в коллектор.

Из-за создаваемой на низкопроницаемый пласт высокой депрессии призабойная зона пласта подвергается колоссальному напряжению и вокруг скважины в определенном радиусе происходит переуплотнение коллектора и увеличение водонасыщенности порового объема коллектора за счет отжатия, пусть даже в относительно небольшом количестве, воды из неколлекторов (из глин), что приводит одновременно к уменьшению как абсолютной, так и фазовой проницаемостей пласта.

Необходимо отметить, что в условиях АВПД в начальный период эксплуатации залежи происходят также процессы, приводящие к увеличению продуктивности нефтяной скважины. Во-первых, с увеличением депрессии на пласт происходит увеличения работающей толщины пласта за счет подключения новых пропластков в процесс дренирования. Во-вторых, из-за большого газосодержания нефти снижение пластового давления от начального P_0 до давления насыщения нефти газом $P_{\text{нас}}$ сопровождается заметными изменениями физических свойств пластовой нефти. В этом интервале происходит увеличение объемного коэффициента и уменьшение вязкости пластовой нефти. Все приводит к увеличению коэффициента продуктивности скважины. При дальнейшем снижении пластового давления насыщения в результате разгазирования нефти с увеличением депрессии на пласт происходит уменьшение объемного коэффициента и увеличения вязкости пластовой нефти, что приводит к уменьшению коэффициента продуктивности скважины.

В связи с изложенными фактами, требуется индивидуальный подход к порядку освоения и установлению режима работы каждой скважины, обеспечивающий длительный период их эксплуатации и максимальную добычу нефти или газа.

В целях повышения эффективности заводнения горизонтов апшерона и акчагыла восточного участка месторождения Барсагелмез и горизонта А месторождения Готурдепе были составлены схемы, позволяющие пере-

ход от стационарного воздействия на пласты на нестационарное с применением циклического заводнения с изменением направлений фильтрационных потоков.

Основные геолого-физические условия применения циклического заводнения с изменением направлений фильтрационных потоков:

- слоистая и зональная неоднородность пласта;
- гидродинамическая связанность слоев-пластов;
- положительное проявление капиллярных сил (пористая среда, лучше смачивающаяся вытесняющей жидкостью);
- достаточная сжимаемость пластовой системы.

Все эти условия в той или иной степени характерны для рассматриваемых горизонтов.

Технологический эффект достигается путем создания перепада давления противоположного знака и изменения направлений фильтрационных потоков.

Исследования, проведенные на отдельных нагнетательных скважинах месторождений Готурдепе и Барсагельмез показали, что изменение режима закачки воды приводит к подключению к приемистости дополнительных пропластков. Поэтому циклическое заводнение с изменением направлений фильтрационных потоков для неоднородных пластов выгодно отличается от стационарного.

В условиях чередования по разрезу месторождения нефтяных и газовых залежей формирование сеток скважин эксплуатационных объектов выполняется таким образом, чтобы общие затраты на бурение нефтяных и газовых скважин были минимальными. Это достигается применением следующих технико-технологических приемов организации добычи нефти и газа:

- одновременно-раздельная эксплуатация двух газовых пластов в одной скважине.
- внутрискважинного оборудования для сезонной эксплуатации нефтяных и газовых горизонтов в одной скважине исходя из различных потребностей в газе в зимние и летние периоды;
- использование энергии газовых пластов для добычи нефти из нефтяных пластов с применением технологии внутрискважинного газлифта;
- использование нефтяных скважин выбывших из эксплуатации по тем или иным причинам для добычи газа, или газовых скважин для добычи нефти, путём возврата их на вышележащий горизонт.

Комплексный подход к разработке нефтегазовых месторождений с применением вышеизложенных технологий позволяет ускорить ввод в эксплуатацию отдельных газоконденсатных и нефтяных залежей, увеличить охват пластов дренированием, эффективно использовать пластовую энергию газоконденсатного пласта, уменьшить затраты связанные с бурением эксплуатационных скважин и в конечном счёту- достижение максимальной углеводородоотдачи для условий рассматриваемых месторождений.

Библиографический список:

1. Колодий В. В. Гидрогеология плиоценовых отложений Западно-Туркменской нефтегазоносной области / В. В. Колодий. – Москва : Недра, 1969. – 230 с. – Текст : непосредственный.
2. Широковский А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газконденсатных месторождений / А. И. Широковский. – Москва : Недра, 1987. – 156 с. Текст : непосредственный.
3. Джапаров А. Регулирование и разработка нефтегазовых залежей А Джапаров. – Текст : непосредственный // Нефть, газ и минеральные ресурсы Туркменистана. – 2009. – № 3. – С. 108-115.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И КОНТРОЛЬ ЗАМКОВЫХ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ С ЦЕЛЬЮ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ АВАРИЙ ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Дядина А. В., группа мНГД-221, г. Воронеж, al.djadina@gmail.com
Макаров А. Р., ст. пр. кафедры ТГС и НГД, г. Воронеж, am6729382@rambler.ru

В настоящее время объёмы бурения увеличились в несколько раз. Связано это, прежде всего, с переходом на бурение горизонтальных и наклонно направленных скважин долотами режуще-истирающего действия. Таким образом, повышается скорость бурения, но задействуется при этом меньшее число буровых станков. Замковые резьбовые соединения (ЗРС) бурильного инструмента подвергаются усталостным повреждениям, поэтому иногда приходится прибегать к дополнительному рейсу долота, что несет большие потери.

Новые виды аварий и причины, связанные с минимальным количеством рейсов при бурении, вызвано не только использованием долота режуще-стирающего действия, но и слабым контролем при эксплуатации бурильных инструментов (БИ). Усталостные повреждения испытывают не только замковые резьбовые соединения но и бурильный инструмент, из-за чего происходит слом по телу (для БИ) и в резьбовых соединениях (для ЗРС). Усталостные повреждения связаны с человеческим фактором, поскольку контроль за состоянием оборудования производится визуально. Осмотр производит либо бурильщик, либо буровой мастер после добуривания.

Характерными сломами являются сломы по телу или ЗРС бурильных, утяжеленных, ведущих, обсадных и насосно-компрессорных труб, бурильных замков, переводников; забойных двигателей, амортизаторов, расширителей, центраторов, долот, ясов, вспомогательных и ловильных инструментов и т. д. [1]. Нередко приборы и инструменты остаются в скважинах (долота, забойные двигатели, телеметрические системы и т. д.), происходит прихват бурильных инструментов.

Существуют обстоятельства, осложняющие ведение строительства в непрерывном режиме. Это природные катастрофы, а также геологические явления. Основным условием, когда явления относятся к осложнениям, является соблюдение правил проведения работ по бурению и точное следование технической документации проекта строительства. Наиболее часто можно столкнуться со следующими явлениями: газонефтеводопроявление (ГНВП), фонтанирование открытого типа, различные нарушения целостности пород (осыпи и обвалы).

Как было сказано выше, нередко детали механизмы имеют признаки усталостной коррозии. Этому способствует различная твердость пород, слои которых подвергаются бурению, химический состав среды работы бурильного инструмента. Человеческий фактор также приводит к большому износу механизмов: например, неправильный подбор долота для разбуривания (по диаметру и крепости пород) и труб (по классу).

На износ резьбы влияют также качество и давление промывочной жидкости в момент прокачки. Чем больше давление в жидкости и чем больше в ней абразивных инородных тел, тем скорее изнашивается резьба. В результате размыва плоскость соприкосновения витков резьбы уменьшается, увеличиваются силы, действующие на ослабленную резьбу, и она разрушается [2].

В качестве решения проблем износа замковых резьбовых соединений рассматриваются несколько методов с разными подходами (предложение новых конструктивных решений, ужесточение контроля состояния бурового инструмента).

Рассмотрим варианты, предполагающие усовершенствование конструкции замковых резьбовых соединений. Для малого диаметра предложен вариант ЗРС с ниппельными соединениями закрытого типа. Применим данный способ для скважин до 70 мм от средней твердости пород. Конструктивное решение предложено Саруевым Л. А.

В качестве повышения требований к контролю состояния деталей винтовых забойных двигателей применимо проведение усталостных испытаний при изгибе, поскольку именно при наклонно-направленном бурении элементы испытывают изгибающие нагрузки.

Для повышения срока эксплуатации резьбовых соединений в машиностроении разработаны следующие методы упрочнения резьбы: пластическим деформированием, комбинированные методы, термические и химико-термические методы. Также возможно обкатывание резьбы роликами.

Также разработаны методики расчета оптимальных габаритов замковых резьбовых соединений, учитывающие, в том числе, реальные технологические факторы и условия, при которых ведется эксплуатация.

В рамках теории случайных величин существует модель расчета надежности труб по критерию статической прочности. Бурильные трубы испытывают растягивающие и изгибающие нагрузки, поскольку ствол скважины искривлен. Вероятность ненаступления предельного состояния по условию текучести используется в данной модели в качестве критерия надежности.

Процесс проведения спускоподъемных операций является критическим условием эксплуатации, поскольку при определенных горно - геологических и технико-технологических условиях бурения величины нагрузок могут доходить до предельно-допустимых значений прочности бурильных труб. В процессе спуска бурильного инструмента возникают силы сопротивления, которые препятствуют нормальному прохождению по стволу скважины.

Предварительный расчет надежности замковых резьбовых соединений, технологические решения для упрочнения резьбовых соединений, а также контроль за состоянием бурильного инструмента позволяет не допустить аварийных и осложняющих ситуаций, повышающих стоимость строительства наклонно-направленных скважин, сроки бурения.

Библиографический список:

1. Насери Я. С. Разработка технологических решений предупреждения аварий при бурении скважин моделированием резьбовых соединений бурильного инструмента: специальность 25.00.15 "Технология бурения и освоения скважин": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Я. С. Насери. – Москва, 2019. – 169 с.

2. Иванов В. И. Повышение качества замковых резьбовых соединений / В. И. Иванов, О. А. Халтурин // Современные научные исследования: теория и практика: Материалы Международной (заочной) научно-практической конференции, София, Болгария, 21 октября 2017 года / под общей редакцией А. И. Вострецова. – София, Болгария: Научно-издательский центр "Мир науки" (ИП Вострецов Александр Ильич), 2017. – С. 83-88.

Научный руководитель: Макаров А. Р., старший преподаватель кафедры ТГС и НГД.

УПРАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИМИ РИСКАМИ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

Зинченко Ю. К., ГНГ-20-2, г.Тюмень, zinchienko2002@mail.ru,
Щетинин А. С., (ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

Введение

Условия осадконакопления отпечатываются на нашей планете, так же, как отпечатываются древние организмы, превращаясь в окаменелости. В процессе изучения месторождения нефти и газа мы можем проинтерпретировать эти отпечатки и составить фациальные карты, исходя из скважинной информации, и уточнить границы фациальных зон в межскважинном пространстве основываясь на данных сейсморазведочных работ. При выборе целей бурения скважин важно учитывать фациальную модель пласта и риски, связанные с теми или иными условиями осадконакопления.

Важность понимания данных условий и особенности проведения сейсмофациального анализа рассмотрим на примере двух аналогичных газовых залежей сеномана.

Залежи характеризуются высокой латеральной изменчивостью литологического состава, обладают высокими ФЕС (0,2-10 Д), средние газонасыщенные толщины составляют 10-15 м (максимальные до 35).

Влияние фациальной изменчивости на структурные элементы

По результатам бурения ряда горизонтальных скважин в зоны с однородной сейсмической обстановкой не подтверждение структурных построений по геологической модели достигали 7 м (ниже прогноза). Разбуривая месторождение аналог, так же были получены значительные невязки, при этом бурение велось в зоны непосредственной близости к транзитному фонду. В процессе геонавигации были выявлены углы залегания 1,5-2 градуса и границы, что не свойственно для тектонических условий данного района и глубине залегания -1100 м TVDSS.

Известно, что качество прогноза и резкая изменчивость в поведении кровли пласта ПК1 может зависит от следующих факторов:

1) Ошибка данных:

- Качество замеров инклинометрии, записи и увязки каротажа в скважинах окружения. Ошибка инклинометрии исключена. Проверка выполнена по ГВК, проведены гироскопы.

- Ошибка прогноза, связанная с разрешающей способностью СРР 3Д

2) Геологические факторы:

- Фациальная изменчивость влияет на поведение отражающего горизонта. Стандартное отклонение при бурения новых ЗБС на 2 метра выше, чем по общей выборке. Снизить общую погрешность позволил прогноз по вышележащему ОГ Г₁₀ R² увеличился с 0.85 до 0.9.

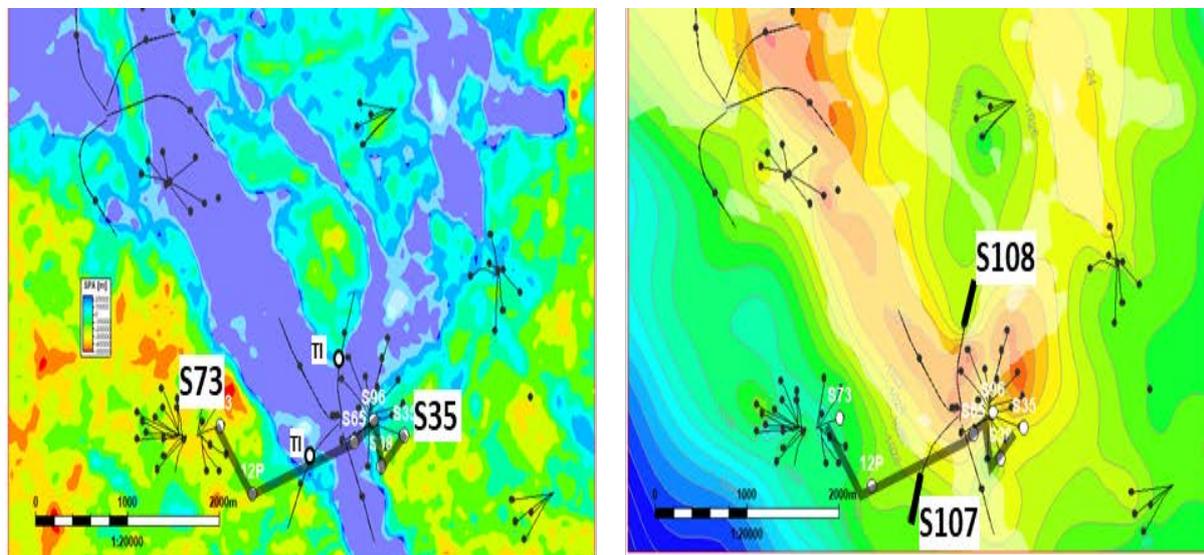
Стандартное отклонение	ОГ Г, м	ОГ Г-10, м
Все скважины	3.8	3.3
ЗБС и районы риска	5.7	3

- Различная степень уплотнения пород в зонах опесчанивания и глинизации разреза.

- Глубинные тектонические процессы. В районе бурения разломы по данным СРР не выявлены.

В работе рассмотрено влияние различной степени уплотнения пород, как наиболее интересный геологический фактор, на примере Харампурского месторождения [2, 3]. На сейсмическом атрибуте (рис. 1а), фиолетовые зоны приурочены к опесчаненному телу. На структурной карте (рис. 1б) контуры данных тел повторяются в виде поднятий, расположенных выше на 5-10 м. На корреляции (рис. 2) можно проследить резкое изменение литологии и мощности от скважины S95, распложённой в русле к скважине S96 – стоящей на границе зон и к скважинам в зоне глинизации. В таблице

на рисунке 3 отражено снижение мощности пласта ПК1 при увеличении глинистости по данным скважин и расчетное изменение мощности при уплотнении породы. Расчет мощности производился на основе различных коэффициентов уплотнения (Купл.) для четырёх выделенных литотипов: аргиллит, мелкозернистый алевролит, алевролит и песчаник.



а) Сейсмический атрибут в интервале ПК1

б) Структурная карта ПК1

Рисунок 1 – Влияние различной степени уплотнения пород

Видно, что разница уплотнения между песчаником и глиной в значительной мере влияет на структурные элементы, образуя на границе геологических тел углы залегания до 2 градусов, возможны и более резкие углы залегания.

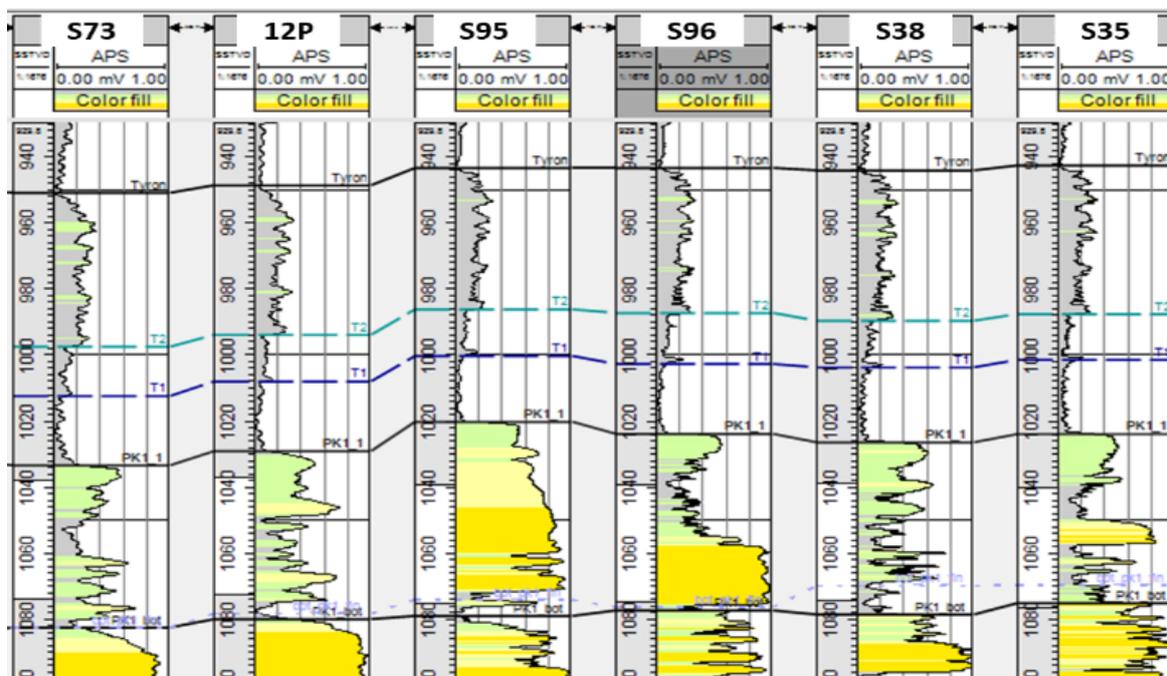


Рисунок 2 – Схема корреляции

	Скважина	мощность отложений, м					уплотнение	разница относительно S95, м		
		общая	арг	мзА	А	П		dH в мощности	dcH уплотнения	dH-dcH
1	S95	58.8	5.5	11.8	21.2	20.3	11.0	0.0		
3	S73	49.1	20.4	26.9	1.9	0.0	20.2	9.7	9.2	0.5
5	12P	50.9	16.9	28.0	6.0	0.0	18.7	7.9	7.7	0.3
6	S96	53.5	13.2	20.4	2.0	17.8	15.7	5.4	4.7	0.6
2	S35	51.2	20.1	23.8	5.4	1.9	19.8	7.6	8.8	-1.2
8	S38	52.1	20.9	27.4	3.8	0.0	20.9	6.7	9.9	-3.2
	расчетный Купл.		0.65	0.25	0.12	0.10				

Рисунок 3 – Таблица расчета коэффициента уплотнения

На рисунке 4 приведен пример игнорирования данных факторов при бурении горизонтальных скважин S107 и S108. Привязка при посадке транспортной секции производилась на маркер Т1 (рис. 4), расположенный выше кровли ПК1 на 25 м по вертикали. Данный маркер расположен над границей сейсмофациальных зон, после которой скважина попадала в зону уплотнения пласта ПК1. В результате чего, кровля пласта не согласовывается на 6-8 м с прогнозной структурной поверхностью. Проходка в кровельных глинах составила порядка 100 м. Расчетный угол падения на кровлю ПК1 составляет 1,5- 2гр.

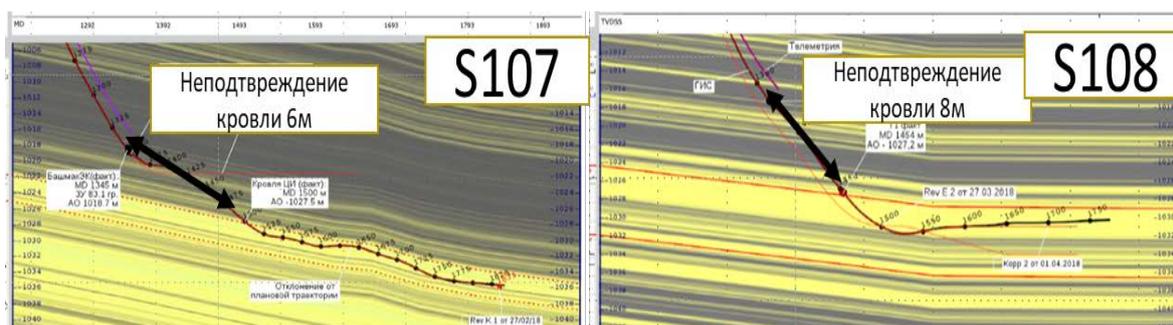


Рисунок 4 – Пример игнорирования данных факторов при бурении горизонтальных скважин S107 и S10

Сопровождая бурение необходимо учитывать наличие фациальной неоднородности. Для исключения риска потери целевого интервала рекомендуется располагать скважины в однородных сейсмофациальных зонах. В случае пересечения проектными скважинами границы зон, рекомендуется закладывать профиль с учетом резкого изменения пласта: рост пласта при опесчанивании разреза, падение - при глинизации.

Выводы

Рассмотренные примеры доказывают, что обстановка осадконакопления пласта ПК1 оставляет отпечаток обстановки осадконакопления на стратиграфической кровле и значительно влияет на равномерность выработки запасов.

В данных условиях выбор направления, стратегии и успешность бурения горизонтальной скважины определяется комплексным сейсмогеологическим анализом, включающим данные ГИС, разработки и сеймики.

Библиографический список:

1. Кудаманов А. И. Специфика седиментации сеноманских отложений на примере Русского месторождения / А. И. Кудаманов, А. С. Потапова, Т. М. Карих. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 11. – 30-34.

2. Магара К. Уплотнение пород и миграция флюидов: прикладная геология нефти / К. Магара; пер. с англ. Е. В. Кучерука, Н. И. Высоцкого; под ред. И. В. Высоцкого. – Москва: Недра, 1982. – 295 с. – Текст : непосредственный.

3. Ершов А. В. Геологические предпосылки поисков залежей нефти и газа в палеорусле на территории Верхнепечерской впадины / А. В. Ершов // Научный журнал российского газового общества. – 2022. – № 1(33). – С.16-19.

Научный руководитель: Паршукова Л. А., канд. техн. наук, доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин».

АНАЛИЗ ГНВП, ПРОИЗОШЕДШИХ ПО ПРИЧИНЕ ДЕЙСТВИЯ СИСТЕМЫ ППД И СПОСОБЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ

Искандеров Ш. И., группа ВПСм-22-1, г. Тюмень, shamil.iskanderov@mail.ru

Солодовников К. В., группа ВПСм-22-1, г. Тюмень

Кузьмин Н. П., группа ВПСм-22-1, г. Тюмень

Бурение новых скважин и боковых стволов (БВС) активно применяется на всех стадиях разработки месторождений, как на новых участках при вводе месторождений в эксплуатацию, так и на разбуренных участках для довыработки остаточных запасов нефти, со сформированными системами поддержания пластового давления (ППД).

За 2020-2022 года пробурено 599 скважин БВС. За этот период выявлено 67 случаев ГНВП. Большая часть из них на Заринском (21), Каражановском (14) и Даларанском (7) месторождениях (рис. 1).



Рисунок 1 – Анализ выявленных ГНВП за 2020-2022 года

Выполнен анализ выявленных случаев ГНВП, на предмет расположения близлежащих скважин ППД.

В результате проведенного анализа выявлено, что наибольшее влияние происходит при расположении скважин ППД до 1000 м. При формировании технического задания нагнетательные скважины, расположенные в данном пределе, и пересекаются с объектом бурения и транзитными пластами, необходимо останавливать для исключения влияния. Рекомендуется провести опытные работы на месторождениях с наибольшим влиянием (рис. 2).

По результатам анализа можно сделать вывод, что наибольшее влияние оказали нагнетательные скважины с накопленной закачкой 100-200 тыс м³ (7 скв) и 200тыс и более м³ (13 скв) (рис. 3).



Рисунок 2 – Анализ расположения влияющих скважин ППД и предлагаемые решения по результатам анализа

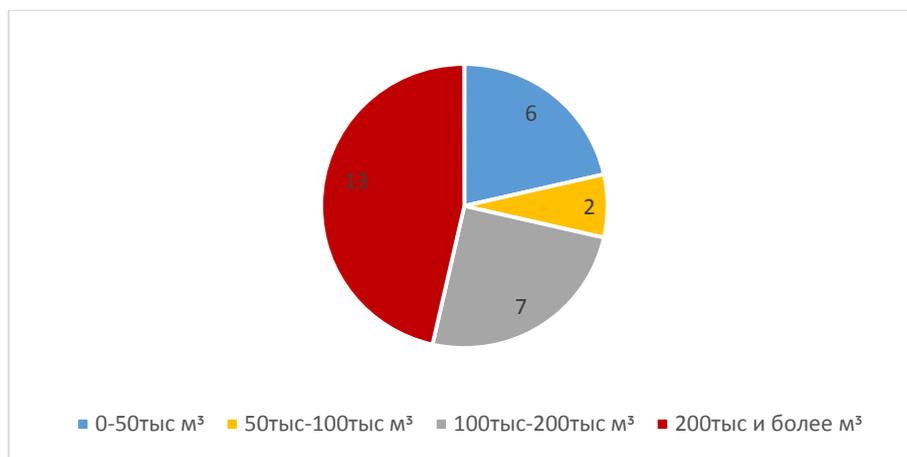


Рисунок 3 – Анализ объема накопленной закачки скважин ППД

Описание порядка принятия решений по приостановке нагнетательных скважин, действующих вблизи скважин, планируемых к бурению:

1. Расчет показателей на гидродинамической секторной модели. Определяются показатели стартовых дебитов жидкости, нефти, а также их динамика добычи и темпов снижения. Оценивается изменения пластового давления ($P_{пл}$), компенсации и влияние нагнетательных скважин.

2. Выполняется анализ геолого-промысловой информации, включающий в себя:

- рассмотрение пробуренных на участке скважин и оценка их результатов, выполненных в них промыслово-геофизических исследований, в том числе по определению профиля притока в добывающих и профиля приемистости в нагнетательных скважинах;
- определение взаимного расположения планируемой к бурению скважины и профилей ранее пробуренных скважин. Определение расстояния и взаиморасположения с имеющимися нагнетательными скважинами;
- выделение в разрезе скважины транзитных объектов по которым ведётся закачка;
- оценка промысловых характеристик ранее пробуренных скважин (текущее пластовое давление, начальные и текущие дебиты жидкости и нефти, накопленные отборы жидкости и нефти и т. д.);
- рассмотрение имеющихся на участке трассерных исследований.

Библиографический список:

1. Басарыгин Ю. М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – Москва: Недра, 2000. – 677 с. – Текст : непосредственный.
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – Москва, 2020. – 368 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Кузнецов В. Г., д-р техн. наук, профессор.

АНАЛИЗ ИНЦИДЕНТОВ СО СЛОМОМ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА НА СЛОЖНОПРОФИЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Коротков С. А., к. т. н, начальник отдела НИР,
ООО «СибГеоПроект», г.Тюмень, korotkov@sibgeoproject.ru
Устименко Д. В., оператор по исследованию скважин,
ООО «СибГеоПроект», г.Тюмень, ustimenko.daniil@yandex.ru
Старикова П. В., техник отдела НИР, ООО «СибГеоПроект», г.Тюмень,
starikovap31@gmail.com

Известно, что при бурении ствола скважины, особенно, с высокой интенсивностью искривления, в сложных геологических условиях могут происходить различные осложнения: обвалы и осыпи пород, поглощения бурового раствора, оставление КНБК на забое скважины, газонефтеводопроявления, слом бурильного инструмента.

Рассмотрим инцидент, произошедший на скважине К-ого месторождения, со сломом бурильного инструмента, а именно с СБТ 89.

Для анализа инцидента в таблице 1 представлена конструкция субгоризонтальной скважины (зенитный угол 89,8 градусов, интенсивность искривления 1,79 град/10 м в точке слома СБТ 89, отклонение от устья 1302 м) [1].

Текущий забой на момент инцидента составлял 2922 м, были произведены промывка с прокачкой очищающего вязкоупругого раствора (ВУР) в объеме 15 м³, затем спуско-подъемные операции с промывкой и вращением до 2650 м. Далее промывка на глубине 2650 м, спуск с проработкой в интервале 2890 - 2911 м. После промывки (прокачка очищающего ВУР в объеме 5 м³) произведен подъем КНБК до башмака предыдущей спущенной колонны (подъем прошел чисто). Далее проведен подъем для дальнейшей смены КНБК на бурение и обнаружен слом СБТ 89 по телу трубы. Общая длина КНБК, оставленной в скважине, составила 56,3 м. Схема КНБК представлена в таблице 2.

Таблица 1

Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Условный диаметр, мм	Глубина спуска, м		Толщина стенки, мм
		проект	факт	
Направление	426	90	88	10,0
Кондуктор	324	510	521	8,5
Промежуточная колонна	245	985	977	8,9
Эксплуатационная колонна	178	2715	2665	9,2
Хвостовик	114	3310	-	7,4

Таблица 2

Схема КНБК

Эскиз	Описание	Длина, м	Нараст. длина, м	Глубина от устья, м	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Вес / Вес 1 м, кг	Нараст. вес, кг	Группа прочн.	Замковое соединение
	СБТ 127x9	2053,85	2922,00	0,00	127		9,19	34,6	97798	S-135	NC 50
	ТБТ 127x25,5	101,97	868,15	2053,85	127		25,5	66,24	26735		NC 50
	Ясс -121	8,39	766,18	2155,82	121	57,2		0	19981		
	ТБТ 88.9	102,18	757,79	2164,21	88,9		15,87	37,071	19981		NC 38
	СБТ 89x9	56,19	655,61	2266,39	88,9		9,35	21,5	16193	S-135	NC 38
	ТБТ 88.9	102,12	599,42	2322,58	88,9		15,87	37,071	14985		NC 38
	СБТ 89x9 (слом инструмента)	468,60	497,30	2424,70	88,9		9,35	21,5	11199	S-135	NC 38
	ТБТ 88.9	18,63	28,70	2893,30	88,9		15,87	37,071	1124		NC 38
	КОБ-127	0,30	10,07	2911,93	127	50		22	433		
	ТБТ 88.9	9,26	9,77	2912,23	88,9		15,87	37,071	411		NC 38
	Переводник ПК 127	0,33	0,51	2921,49	127	68		53	68,0		
	PDC 155,6	0,18	0,18	2921,82	155,6			15	15,0		

Примечание: желтым цветом выделены моменты, на которые стоит обратить особое внимание.

Для выяснения причин инцидента произведем проверочный расчет бурильной колонны для заданной глубины спуска при помощи программного комплекса «Бурсофтпроект». Исходные данные для расчета представлены в таблице 3.

Таблица 3

Исходные данные для расчета

Скважина / Открытый ствол				
Описание	от (ствол), м	до (ствол), м	Диаметр, мм	Тип
ОК 178x9,2	0	2665	159,4	Обсадная колонна
	2665	2922	170,5	Открытый ствол
Параметры расчёта				
Плотность бурового раствора, г/см ³	1,38	Перепад давления на долоте и ГЗД, кгс/см ²		-
Твёрдость породы, кгс/см ²	-	Коэф. трения в открытом стволе		0,35
Осевая нагрузка, тс	8-15	Коэф. трения в обсадной колонне		0,25
Скорость вращения долота, об/мин	80	k (формула 1 [2])		1,5

Анализ временных диаграмм при бурении скважины на период инцидента выявил максимальные нагрузки на долото на глубине спуска в интервале 2721,8-2703,4 м. Максимальная нагрузка на долото составляла до 15 т. Фрагмент выкопировки диаграммы представлен на рисунке 1.

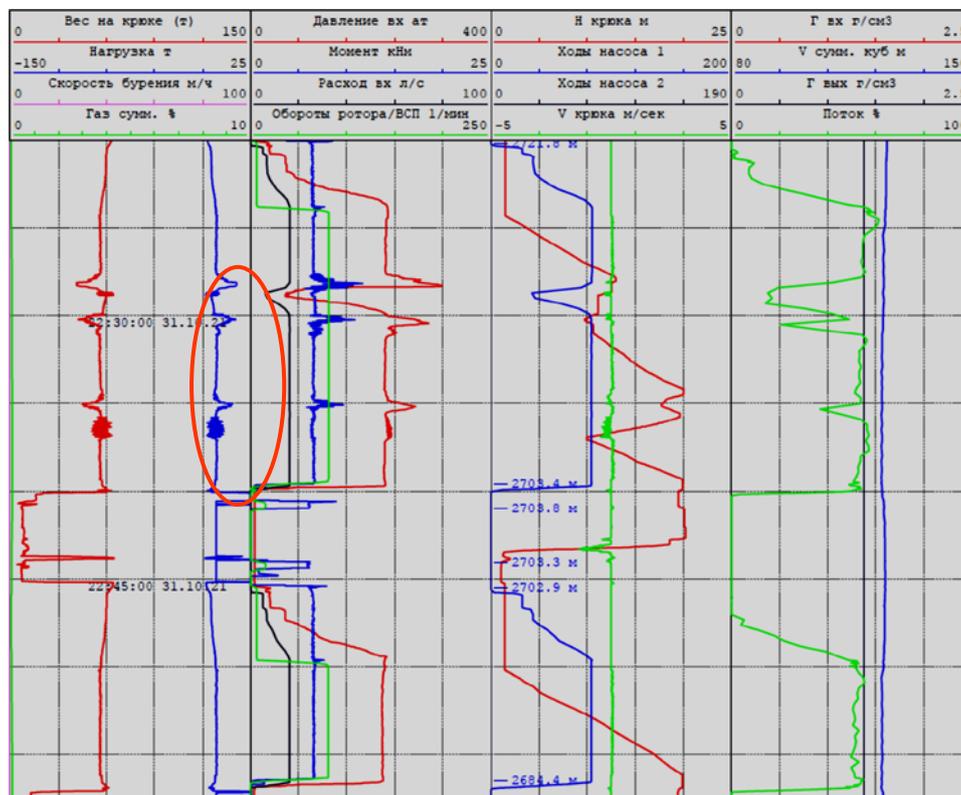


Рисунок 1 – Фрагмент выкопировки временной диаграммы на период инцидента

В соответствии с требованиями п. 354 ПБ НГП [3] расчет бурильной колонны на прочность проводится в зависимости от способа бурения и состояния ствола на все виды деформаций. В результате проведенного нами расчета [2] на соответствие нормативным коэффициентам запаса прочности (КЗП) отклонений не выявлено. Расчетный КЗП по статической прочности для элемента КНБК СБТ 89х9,35 S-135 составил 5,96 при нормативном 1,5 для роторного бурения.

Также мы смоделировали нагрузку, при которой возможен слом инструмента СБТ 89х9,35 S-135. При этом осевая нагрузка должна составить 62 т, при которой расчетный КЗП составит 1,48, что меньше нормативного 1,5 для роторного бурения. Но, в то же время, для секции СБТ 89х9,35 S-135 при нагрузке свыше 11 т возникает баклинг-эффект, при котором происходит критический синусоидальный изгиб бурильной колонны. Результаты расчета нагрузки бурильной колонны представлены на рисунке 2.

Становится очевидным, что бурильная колонна может подвергаться изгибам не только из-за извилистости траектории, но также при избыточной нагрузке на долото, оказываемой в процессе бурения. Это критические значения нагрузки на долото, при которых синусоидальные изгибы (баклинг-эффект) переходят в винтовые и, соответственно, наносится урон компоновке в виде чрезмерного износа, усталости материала, пластических деформаций.

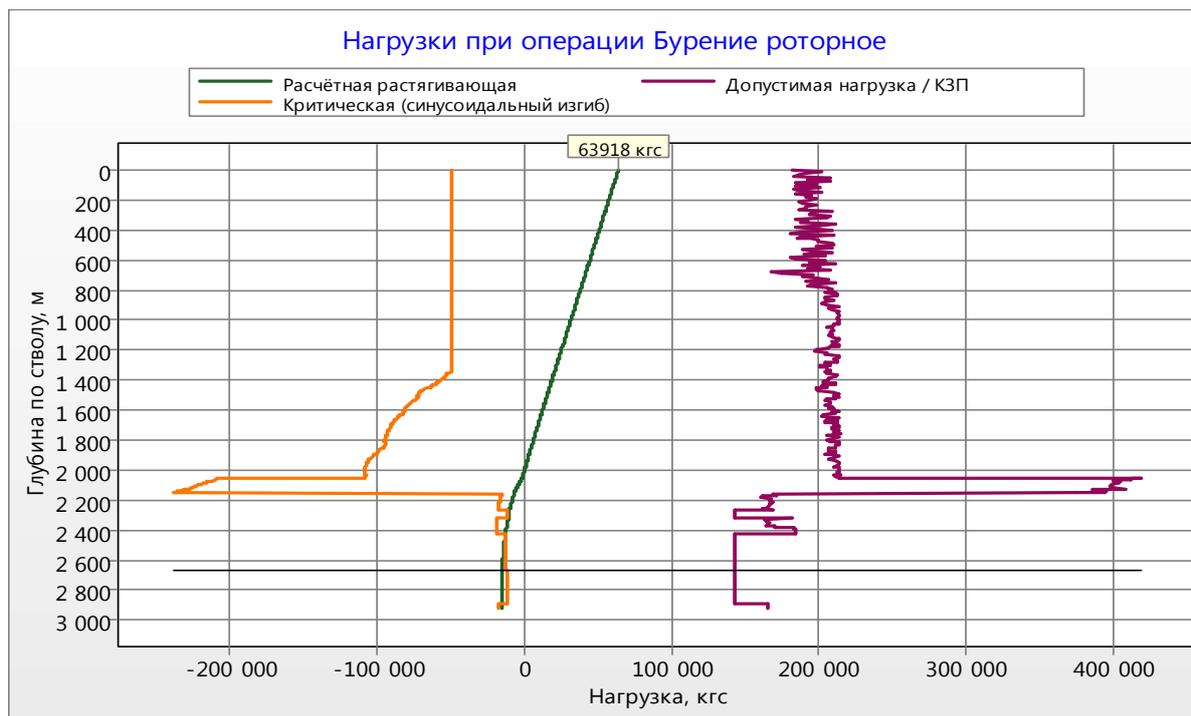


Рисунок 2 – Нагрузки при операции

В соответствии с программой по бурению скважин К-го месторождения [1], рекомендуемый режим бурения для данного интервала определяется осевой нагрузкой на долото в интервале от 4 до 8 т.

Таким образом, чрезмерные осевые нагрузки на долото до 15 т в процессе бурения под хвостовик в данном интервале соответствующей КНБК могут привести к синусоидальному изгибу бурильной колонны, которые влияют на усталость и ресурс бурильной колонны.

Таким образом, причиной инцидента явился слом инструмента СБТ 89х9,35 S-135, по нашей оценке произошедший в интервале 2721,8-2703,4 м вследствие чрезмерной осевой нагрузки на долото до 15 т бурильным инструментом, не прошедшим регламентируемый инструментальный контроль (дефектоскопию) перед бурением скважины.

Библиографический список:

1. Индивидуальная программа по бурению горизонтальной скважины №5754 К-го месторождения: труды ООО «Везерфорд». – Ижевск : Везерфорд. – 2021. – 34 с. – Текст: непосредственный.

2. Инструкция по расчету бурильных колонн : За основу принято РД 39 0147014 502-85: утв. М-вом нефтяной и газовой промышленности: ввод в действие с 01.01.98. – Москва: ВНИИТнефть, 1997. – 156 с. – Текст: непосредственный.

3. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: ФНиП №534: утв. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору 15.12.20. – Москва: ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2020. – 523 с. – Текст: непосредственный.

ВЛИЯНИЕ КРИТЕРИЯ ИЗВИЛИСТОСТИ НА ВЫБОР НАПРАВЛЕНИЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВОГО СТВОЛА

Красильникова Е. Е., группа ВПСм-22-1,
г. Тюмень, krasilnikovae@tyuiu.ru,
Щербakov А. В., ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

На всех разрабатываемых месторождениях имеются бездействующие и малодебитные скважины. Очевидно, что сокращение числа бездействующих и малодебитных скважин является важным резервом увеличения добычи нефти, газа и газового конденсата и позволит получить дополнительную отдачу от ранее сделанных капитальных вложений на бурение этих скважин. Одним из эффективных методов восстановления бездействующих или увеличения дебита работающих скважин является бурение бокового ствола.

Бурение боковых стволов дает возможность увеличить дебит старой скважины за счет вскрытия пластов ранее считавшихся нерентабельными или пропущенных, более продуктивных зон пласта, а также позволяет обойти зоны загрязнения и обводнения пласта в пласте.

В последние годы нефтегазодобывающие компании всё чаще при зарезке боковых стволов прибегают к технологии бурения стволов с горизонтальным окончанием (БВГС) в связи с тем, что данные стволы обеспечивают большую проходку по коллектору, а значит, скважина будет обладать более высокой производительностью.

Основными выдвигаемыми требованиями к выбору направления зарезки БВГС являются возможность попадания ствола на определённую службами геологии и разработки точку на кровле продуктивного пласта (Т1) с одновременной технической и технологической реализуемостью необходимой для этого траектории.

При выборе направления бокового ствола необходимо учитывать зенитный угол и азимут существующего ствола скважины в интервале зарезки, поэтому перед проведением данной операции обязательна инклинометрия для определения фактического профиля материнского ствола [1].

При зенитном угле ствола скважины в интервале зарезки менее 5° , проектный азимут БГС может быть направлен в любую сторону. Если зенитный угол в интервале зарезки превышает 5° , то проектный азимут БГС должен отличаться от азимута старого ствола не более чем на 90° . Изменение азимутального направления БГС ведет к удлинению участка набора зенитного угла, т.е. снижается отношение части ствола, вскрывшей продуктивные отложения, к общей длине БГС. Кроме того, при изменении направления бурения существенно увеличиваются силы трения в скважине при проведении спуско-подъемных операций (СПО), ухудшаются условия передачи нагрузки на долото, следовательно, возрастают технологические риски и снижаются технико-экономические показатели бурения.

Также, согласно существующим требованиям, важную роль при выборе точки и направления зарезки бокового ствола играет пространственная интенсивность искривления материнского ствола выше точки зарезки. Как правило, каждая нефтегазодобывающая компания выставляет свои ограничения в соответствии с имеющимся оборудованием, в среднем данный показатель не должен превышать $2-3^\circ$ на 10 метров [2].

Однако данное значение, хотя и используется на сегодняшний день в расчётах технической возможности бурения БВГС в заданном направлении (в первую очередь для расчёта нагрузок на бурильную колонну) лишь косвенно отражает траекторию материнского ствола, так как по фактической инклинометрии достаточно наглядно видно, что приведённые выше числа являются усреднёнными.

Гораздо более точным критерием будет введение понятия «извилистости ствола скважины», которое напрямую характеризует сложность траектории материнского ствола.

Согласно определению, приведённому в [3], извилистость – это степень изменения зенитного и азимутального углов. Учитывая, что фактическая траектория представляет собой сложную пространственную кривую, использовано понятие пространственного угла β , который определяется известным соотношением Г. Вудса и А. Лубинского [4]:

$$\cos \beta = \cos \alpha_{i-1} \cdot \cos \alpha_i + \sin \alpha_{i-1} \cdot \sin \alpha_i \cdot \cos(\varphi_i - \varphi_{i-1}) \quad (1)$$

В качестве обобщенного параметра введен коэффициент пространственной извилистости [5]:

$$K_{\text{пр.изв.}} = \frac{\sum |\beta_i - \beta_{i-1}|}{\beta_{\text{ср}}} \cdot \frac{1}{n} \quad (2)$$

где α и φ – зенитный и азимутальный угол скважины соответственно, град; индексы i и $(i - 1)$ относятся к углам двух соседних точек траектории; $\beta_{\text{ср}}$ – средний пространственный угол на участке, град.

Для определения численных границ данного критерия были произведены расчёты по фактической инклинометрии некоторых пробуренных скважин, а затем были проанализированы возникшие в процессе бурения аварии и осложнения. В результате было установлено, что с ростом значения коэффициента пространственной извилистости в точке зарезки увеличивается доля скважин с осложнениями и аварийностью (рисунок 1).

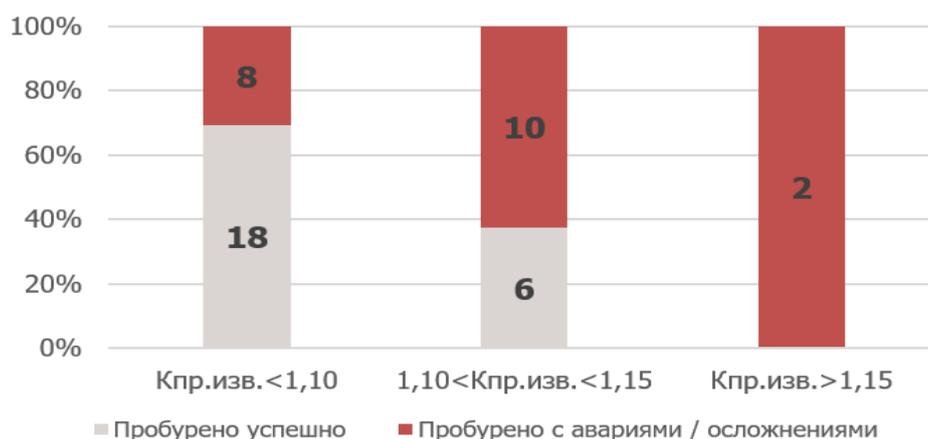


Рисунок 1 - Значения коэффициента пространственной извилистости в точке зарезки

Таким образом, в результате расчётов извилистости материнских стволов были установлены следующие граничные значения (при условии удовлетворения требованиям остальных параметров):

1. При $S < 1,1$ скважина технически реализуема с применением стандартных компоновки и режима бурения;
2. При $1,1 \leq S < 1,5$ скважина технически реализуема с применением стандартной компоновки, но с изменённым в соответствии с условиями режимом бурения;
3. При $S \geq 1,5$ скважина технически реализуема с отклонением от стандартных параметров компоновки и режима бурения, при этом рекомендуется по возможности выбрать иную скважину для проведения операции по зарезке бокового ствола в необходимую точку.

Библиографический список:

1. Методика проектирования боковых стволов скважин на месторождениях Западной Сибири с учетом поздней стадии разработки / Р. Р. Исхаков, С. А. Воронов, А. И. Ермолаев, В. В. Воронова // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 1. – С. 38–41.

2. Замеры высокого разрешения / М. В. Горичка, А. Б. Кузнецов, З. З. Абзалов, В. А. Бевзенко. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2018. – № 9. – С. 10-15.

3. Злотников Г. П. Оценка степени извилистости ствола и её влияние на качество проводки скважины / Г. П. Злотников // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. – № 4. – С. 2-4.

4. Вудс Г. Искривление скважин при бурении / Г. Вудс, А. Лубинский. – Москва: Гостоптехиздат, 1960. – 211 с. – Текст : непосредственный.

5. Швец С. В. Влияние параметров траектории горизонтальной скважины на спуск обсадной колонны / С. В. Швец, С. А. Кейн // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 7. – С. 19-23.

Научный руководитель: Кузнецов В. Г., профессор, д-р техн.наук.

МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ АРКТИЧЕСКИХ СКВАЖИН

Кузнецов В. Г., Щербич Н. Е.

Тюменский индустриальный университет

Освоение месторождений Крайнего Севера сопряжено с трудностями, связанными с тепловым и термоэрозионным воздействием на многолетнемерзлые горные породы (ММП) в процессе эксплуатации скважин, что может привести к ряду специфических осложнений и аварий. Для снижения теплового воздействия на ММП применяются различные способы пассивной, активной и комбинированной теплоизоляции добывающих скважин.

Так применяются специальные тампонажные цементы с пониженными коэффициентами теплопроводности до значений 0,4-0,5 Вт/м·°С. Однако этого недостаточно чтобы обеспечить сохранность ММП.

В настоящее время достаточно эффективным способом снижения теплового воздействия на мерзлые грунты является использование специальных теплоизолированных труб с повышенными значениями термического сопротивления [1]. К технологиям пассивной теплоизоляции конструкции скважин относятся теплоизолированные лифтовые (ТЛТ) и обсадных труб (ТОТ), а также использование материалов с низкими коэффициентами теплопроводности [2].

Обсадные трубы ТОТ, также известные как термокейсы, были разработаны во второй половине 20-ого века американской фирмой “General-Electric” и широко использовались при освоении нефтяных месторождений Аляски (США) и Канады [2]. В качестве основы ТОТ использовался принцип термоса – пространство между двумя концентрично расположенными трубами заполнялось пенополиуританом, обернутым слоем фольги. Для дополнительного эффекта пространство вакуумировалось. За рубежом ТОТ выпускаются в следующих типоразмерах: 177,8/114,3 мм; 219/139,7 мм; 273/177,8 мм; 298,5/244,5 мм; 762/508 мм. В России одним из главных поставщиков труб является ЗАО “Сибпромкомплект” (г. Тюмень), выпускающие ТОТ с диаметрами внутренней трубы от 324 до 720 мм в двух исполнениях – с фланцевым и резьбовым соединением [3]. Существенный недостаток ТОТ заключается в том, что такие трубы не могут быть извлечены из скважины для ремонта, а также они увеличивают требуемый диаметр скважины [2].

Применение теплоизолированных лифтовых труб (ТЛТ) является одним из наиболее эффективных методов снижения теплового воздействия на мерзлые грунты и поддержания требуемых температурных режимов при эксплуатации скважин, при которых минимизируется возможность образования гидратов в стволе скважины [1]. Трубы ТЛТ обладают целым рядом преимуществ по сравнению с ТОТ, в первую очередь они имеют почти в два раза более низкие коэффициенты теплопроводности, а в случае поломки могут быть извлечены из скважины для замены. Их основной недостаток – высокая стоимость по сравнению с ТОТ. Трубы ТЛТ изготавливают с экранно-вакуумной или экранно-полимерной теплоизоляцией. ТЛТ с экранно-вакуумной теплоизоляцией, выпускается в трех типоразмерах диаметрами 114/168 мм, 73/114 мм и 57/89 мм и характеризуются самыми низкими коэффициентами теплопроводности – 0,004-0,008 Вт/(м·°С). Из их недостатков стоит отметить высокую вероятность разгерметизации труб в процессе эксплуатации или неправильной транспортировки. ТЛТ с экранно-полимерной теплоизоляцией, выпускается в таких же типоразмерах, но имеет более высокие коэффициенты теплопроводности до 0,012-0,016 Вт/(м·°С). Данный тип труб не изменяет свои теплофизические свойства в процессе эксплуатации и поэтому более надежен, чем ТЛТ с экранно-вакуумной теплоизоляцией. Впервые ТЛТ – 73 x 168 мм. были спущены в скважину №10 Ю-Соленинского месторождения. В процессе длительной эксплуатации скважины растепление горных пород не наблюдалось [2].

В скважины Бованенковского месторождения в интервале 0-50м. спускаются ТЛТ -168x114мм., на Харасавэйском месторождении ТЛТ- 168 x 114мм спускаются на глубину 150м. Применение ТЛТ позволило осуществлять строительство скважин на расстоянии 15 метров между их устьями.

Производимые теплоизолированные трубы должны отвечать требованиям [3]: для повышения качества теплоизоляции конструкций скважин к теплоизолированным относят такие конструкции скважин, которые имеют термическое сопротивление U_c не ниже 0,6 (м·°С)/Вт. Дополнительная

классификация теплоизолированных скважин по термическому сопротивлению их конструкций подразделяет их на: 0,6...1,5 (м·°С)/Вт – низкое; 1,5...3,0 (м·°С)/Вт – среднее; 3,0...5,0 (м·°С)/Вт – высокое.

Согласно [1], при использовании в конструкции скважины теплоизолированного направления термическое сопротивление U_c конструкции повышается до 1,5...2,2 (м·°С)/Вт при толщине слоя теплоизоляции направления 0,08...0,11 м и теплопроводности теплоизоляции $\lambda_{из} = 0,023...0,035$ Вт/(м·°С). - при использовании ТЛТ позволяет обеспечить термическое сопротивление их конструкций до 3,0...5,2 (м·°С)/Вт, что позволяет предотвратить протаивание ММП вокруг скважины в течение 30 и более лет в случае одиночных и кустовых скважин.

Трубы ТЛТ наиболее эффективны поэтому они широко применяются на месторождениях Крайнего Севера.

Самым эффективным из существующих способов теплоизоляции считается активная теплоизоляция скважин. В России и за рубежом были разработаны десятки вариантов технологий активной теплоизоляции, осуществляемые за счет циркуляции хладагента с помощью естественной конвекции или с помощью холодильных машин [2]. Температура и расход закачиваемого хладагента подбираются с условием сохранения отрицательных температур на всем интервале установки охлаждающих трубок. Самым эффективным из существующих способов теплоизоляции считается активная теплоизоляция.

Простейший механизм активной теплоизоляции, применяемый еще в 70-х годах прошлого века, представляет собой змеевик, размещенный на внешней стенке направления, по которому осуществляется циркуляция хладагента. Для снижения затрат на охлаждение добываемого флюида скважина дополнительно оснащается термокейсом, таким образом, данный тип теплоизоляции называется комплексным или комбинированным. Главный недостаток комплексной теплоизоляции заключался в больших затратах на циркуляцию хладагента.

Большим прорывом в области применения активной теплоизоляции стало изобретение термостабилизаторы ТС круглогодичного действия. Работа ТС осуществляется за счет внешнего блока термомодулей, на который подводится извне постоянный электрический ток низкого напряжения [4]. Блок термомодулей, размещенный на поверхности, позволяет создать температурный перепад равный 67 °С. В летнее время при активации блока термомодулей температура грунта, естественная температура которого положительная, вокруг ТС удается снизить до минус 3,2 °С на глубинах 2-5 метров [4]. При отключении блока термомодулей ТС работает как обычное сезонно-действующее охлаждающее устройство, естественная циркуляция хладагента в котором осуществляется в зимнее время [4]. Главными недостатками применения комплексной теплоизоляции является сложность и высокая стоимость её реализации. Повсеместного распространения одиночные ТС на месторождениях не получили. Чаще всего применяются вертикальные естественно-действующие трубные системы термостабилизации грунтов (ВЕТ). Система ВЕТ состоит из конденса-

торного блока (БК), ускорителя циркуляции (УЦ), гидрозатворного узла и испарителя. Испаритель представляет собой систему горизонтальных и вертикальных охлаждающих трубок, спускаемых на глубину 13-60 метров и располагающихся вокруг устья скважины с одинаковым расстоянием по окружности [5]. Циркуляция хладагента происходит из-за гравитационных сил по принципу “жидкость вниз – пар вверх”. Системы ВЕТ получили особенно широкое распространение на кустах Бованенковского НГКМ.

Комплексная теплоизоляция скважин позволяет поддерживать отрицательную температуру мерзлых пород в течение летнего периода, а в течение зимнего периода отрицательная температура будет поддерживаться за счет температуры внешней среды. Использование комплексной теплоизоляции рекомендовано на площадях, разрез вечной мерзлоты которых осложнен интервалами залегания газогидратных пород, залегающих в интервалах 45-130 метров.

Библиографический список:

1. СТО Газпром 2-3.2-036-2005. Методические указания по учету геокриологических условий при выборе конструкций эксплуатационных скважин. – Москва: [б.и.], 2005. – 62 с. – Текст : непосредственный.
2. Особенности строительства скважин в мерзлых горных породах / Н. Е. Щербич, В. Г. Кузнецов, А. Ф. Семенов, Д. А. Щербич. – Тюмень: ПД «Каравелла», 2021, – 303 с. – Текст непосредственный.
3. Шанаенко В. В. Бурение в вечной мерзлоте больше не проблема / В. В. Шанаенко – Текст непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 11. – С. 25-27.
4. Баясан Р. М. Особенности применения технологии термостабилизации для защиты от морозного пучения грунтов / Р. М. Баясан, С. И. Голубин, А. В. Аврамов. – Текст непосредственный // Инженерные изыскания. – 2015. – № 12. – С. 56-62.
5. Окунев С. Н. Система охлаждения ВЕТ – современное техническое решение для температурной стабилизации вечномерзлых грунтов устьев нефтегазовых скважин / С. Н. Окунев. – Текст непосредственный // Территория Нефтегаз – 2016. – № 9. – С. 86-87.

ОЦЕНКА ИНТЕНСИВНОСТИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Левенец Н. А., студент 1 курса гр. ИСАУб-22-1,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

По результатам анализа прогнозных ресурсов нефти и газа, России ещё предстоит открыть около 60 % нефтяных и более 70 % газовых и газоконденсатных месторождений. НГК страны необходимо реализовать масштабные работы по поиску, разведке и освоению нефтегазовых ресурсов в сложных горно-геологических и природно-климатических условиях в регионах Восточной Сибири [1].

Одна из самых крупных трапповых провинций Сибирские траппы расположена на Восточно-Сибирской платформе. Зона распространения трапповых интрузий, как правило, имеет аномально низкие пластовые давления и естественную трещиноватость, вследствие чего проходка интрузивов сопровождается поглощениями промывочной жидкости вплоть до катастрофических [2].

Одним из важнейших факторов повышения качества бурения является обеспечение проведения наклонно направленных скважин в четком соответствии с разработанным проектом. Так, для определения конкретных глубин и объемов поглощений бурового раствора был проведен анализ данных по осложнениям на различных глинах по четырем скважинам Среднеботуобинского месторождения, которая позволила сделать выводы по наличию в горных породах проницаемых каналов (например, трещин, пустот, каверн), где происходят поглощения и следовательно появление возможности дальнейшей разработки способов борьбы с ними. Конечный итог исследования поглощающего пласта обязан состоять в выяснении геологического строения каждого поглощающего горизонта, характера его каналов, интенсивности поглощения.

Для решения данной проблемы были изучены промысловые данные об интенсивности поглощений бурового раствора при бурении пяти скважина №6018 на Среднеботуобинском месторождении. При помощи программы для обработки электронных таблиц MSExcel и специальной функции визуализации и анализа данных «сводная таблица» обработаны более 4 00 значений интенсивности поглощений.

В результате анализа построены диаграммы характеризующие интенсивность поглощений на всех интервалах бурения до глубины забоя (рис. 1).

На основании полученных диаграмм можно наглядно выявить интервалы зон интенсивного поглощения. На скважине 6018 они соответствуют интервалу глубин от 600 до 1007 метров, имеют расход бурового раствора свыше 20 м³, что позволяет определить классификацию поглощения (полное и на некоторых глубинах – катастрофическое, когда выход жидкости на поверхность полностью прекращается).

При бурении в трещинных породах, то есть там, где возможны поглощения или проявления, механическая скорость возрастает, причем по величине этого роста можно судить о величине раскрытия трещин. Так, например, при размерах трещин около 5 мм механическая скорость возрастает вдвое, а при вскрытии трещин 10 мм наблюдаются провалы инструмента.

Определение интенсивности поглощения в процессе бурения наиболее точно может быть осуществлено путем измерения количества закачанного раствора и исходящего из скважины раствора. Знание вида поглощения позволит выбрать оптимальный метод борьбы с ним, а в последствии и прогнозировать возможные зоны осложнений и заранее подбирать наиболее эффективные способы борьбы с ними. В связи с этим встает актуальный вопрос создания автоматизированной системы прогнозирования осложнений, в частности – поглощений бурового раствора.

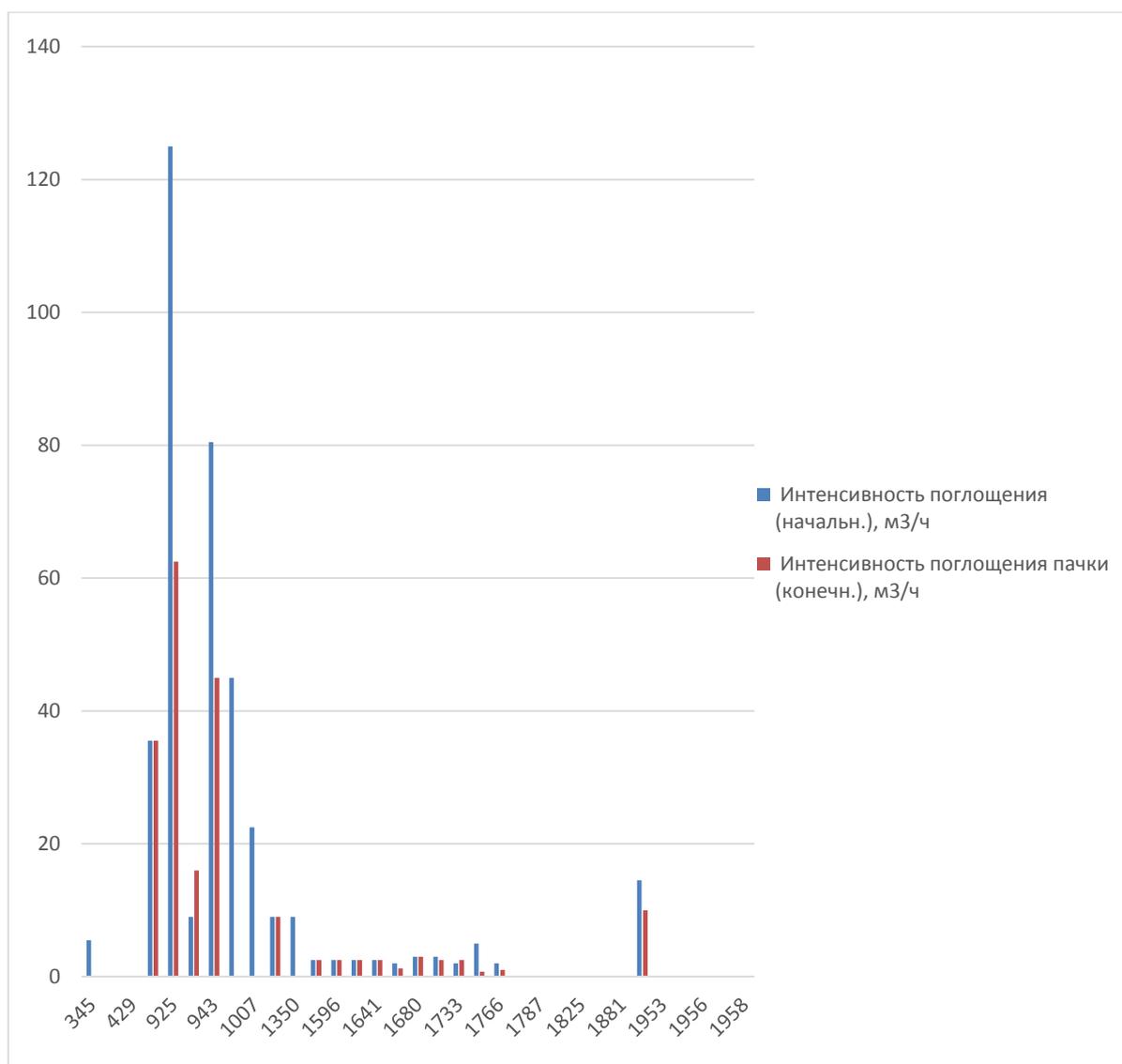


Рисунок 1 – Интенсивность поглощения на скважине № 6018, м³/час

Одна из целей создания высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства газовых и нефтяных скважин – это уменьшение издержек строительства высокотехнологичных скважин [3].

Внедрение данной системы позволит достичь синергетического эффекта от обработки громоздких объемов, интерпретации и принятия решений методами искусственного интеллекта в режиме реального времени, а именно, повышения эффективности процессов бурения до 40-50 %.

Библиографический список:

1. Применение методов искусственного интеллекта для выявления и прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин: проблемы и основные направления решения / ред. А. Д. Черников. – Текст : непосредственный // Георесурс. – 2020. – № 22 (3). – С. 87-96.

2. Тузов Е. В. Технологические решения в бурении трапповой интрузии на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении (Восточная Сибирь) / Е. В. Тузов, Т. Ю. Кутузова. – Текст : непосредственный // Науки о Земле и недропользование. – 2021. – № 44 (3). – С 261-270.

3. Нейросетевое моделирование в системах предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин / А. Н. Дмитриевский, В. О. Дуплякин, Н. А. Еремин, В. В. Капранов. – Текст : непосредственный // Датчики и системы. – 2019. – № 12. – С. 21-27.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЕМ БУРОВОГО РАСТВОРА В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Леончиков И. В, группа ТССм-22-1, г. Тюмень, Iwanlen@mail.ru

Одной из важных проблем в процессе бурения и строительства скважины, является возникновения зон поглощений и выбор метода для борьбы с ними, для немедленного устранения данного осложнения. Поглощение бурового раствора, нарушает процесс циркуляции бурового раствора, затрудняется процесс промывки ствола скважины, снижается эффективность очистки ствола скважины от выбранного бурового шлама, вследствие чего в дальнейшем могут появиться новые осложнения, такие как, затяжки, посадки или прекращение подвижности долота; если будет происходить быстрое снижения уровня столба промывочной жидкости, это может вызвать аварию газонефтеводопроявление [2].

В процессе бурения скважин для ликвидации зоны поглощения используют следующие методы: ввод наполнителей в зону поглощения, применение перекрывателей, постановка цементных мостов, закачка вязкоупругих паст, применение эжекторного насоса, ввод реагента ПБС [1].

По интенсивности поглощения бурового раствора подразделяются:

- Поглощения малой интенсивности. $< 3 \text{ м}^3 / \text{ч}$
- Поглощения средней интенсивности. $3-10 \text{ м}^3 / \text{ч}$
- Поглощения высокой интенсивности. $10-50 \text{ м}^3 / \text{ч}$
- Катастрофическое поглощения. $>50 \text{ м}^3 / \text{ч}$

В данной работе было проанализировано 4 скважины, пробуренных на территории Западной Сибири.

1) При вскрытии чаганской свиты в скважине № 44 (Тайльниковом месторождении) зафиксировали отсутствие выхода бурового раствора на устье скважины с интенсивностью поглощением промывочной жидкости в объёме 62 м^3 . Данное поглощение устраняли методом намыва наполнителей (волокна длиной 2-4 мм) такими как, опилки, ореховая скорлупа и т. д. На устранение поглощения потребовалось буровое бригаде 24 часа.

2) При вскрытии ачимовских отложений в скважине № 37 (Уренгойское месторождение) было зафиксировано поглощение 59 м³ бурового раствора, из-за отсутствия обходимого объёма в приёмных емкостях бурового раствора, не удалось углубиться ниже. Устранить данное осложнение удалось благодаря применению перекрывателя. Суть метода заключается в том, что в интервал поглощения спускают трубу перекрыватель. С помощью одношарошечного долота перекрывают раскатывают по стенкам скважины, после чего возобновляют процесс бурения. На устранение осложнения потребовалось 46 часов.

3) При вскрытии Тюменской свиты в скважине № 68 (Тальниковое месторождение) было зафиксировано поглощение бурового раствора объёмом в 32 м³, Для устранения осложнения было принято решение применить тампонажную пасту на глинистой основе с кольматирующими добавками. Вследствие чего, осложнение было ликвидировано. На ликвидацию поглощения бурового раствора было затрачено 47 часов.

4) Поглощение с большой интенсивностью зафиксировано при вскрытии ачимовских отложений в скважине № 84 (уренгойское месторождение) объёмом порядка 79 м³. Было зафиксировано резкое увеличение механической скорости бурения, что является одним из признаков процесса поглощения бурового раствора. Было принято решение применить тампонирующие смеси с высокой концентрации наполнителей и глубокая управляемая кольматация гидроимпульсной технологии. На устранение осложнения было потрачено 49 часов [3].

Сводные данные по главе представлены в таблице 1.

Таблица 1

Данные по поглощениям и методы устранения осложнения

Участок поглощения	Объём поглощения, м ³	Метод борьбы с поглощением	Затраты время на ликвидацию поглощения, час
Чаганская свита	62	Ввод наполнителей	24
Ачимовские отложения	59	Применение труб перекрывателей	49
Тюменская свита	32	Тампонажная паста	47
Ачимовские отложения	79	Тампонирующие смеси с наполнителями	49

В данной работе рассмотрены причины поглощения, виды интенсивности поглощений, так же методы для борьбы с данным осложнением. В частности поглощения происходят из-за несоблюдения скорости бурения, так же не менее важен характер породы. Анализ характерных свойств карбонатных и терригенных пород показывает, что процесс поглощения зависит так же и от их фильтрационных свойств [3].

В данной работе проанализированы случаи поглощения в Западной Сибири и методы по борьбе с данным осложнением. Поглощения происходили на разных глубинах, для борьбы с ними применялись как ввод кольматирующих добавок на основе различных волокон, тампонажные пасты, так и перекрыватели.

Таким образом делая вывод из проведенного анализа эффективно себя показал метод ввода в буровой раствор кольматирующих наполнителей различных фракций, таких как целлофан, опилки, ореховая скорлупа и прочие. Так как применению данного метода по борьбе с поглощением справляется намного быстрее даже с осложнением с высокой интенсивностью поглощения, что является большим плюсом, а также материалы более доступны, чем применение иных методов.

Библиографический список:

1. Ковалева К.О. Способы борьбы с поглощением бурового раствора / К. О. Ковалева, Г. С. Мозговой. – Текст : непосредственный // Фундаментальная наука и технологии - перспективные разработки : материалы XIV международной научно-практической конференции, North Charleston, USA, 06-07 февраля 2018 года. – North Charleston, USA: CreateSpace, 2018. – С. 90-92.
2. Кафтин Д. Ю. Поглощение бурового раствора - риск возникновения явления ГНВП / Д. Ю. Кафтин. – Текст: непосредственный // Трибуна ученого. – 2020. – № 12. – С. 168-174.
3. О возможности предупреждения и ликвидации поглощений бурового раствора при бурении скважин в осложненных геологических условиях / Р. У. Джураев, С. К. Кахаров, А. А. Кологривко, О. Б. Мустафаев. – Текст : непосредственный // Горная механика и машиностроение. – 2021. – № 2. – С. 13-18.

Научный руководитель: Шешукова Г. Н., доцент кафедры НБ, канд. техн. наук.

ПРИМЕНЕНИЕ СОСТАВА ULTRA-BLOCK ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ НА СКВАЖИНАХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Листак М. В., ассистент ФГБОУ ВО ТИУ

Опираясь на опыт для решения проблем, связанных с потерей циркуляции бурового раствора в процессе строительства скважины (полной или частичной), связанными с прохождением интервалов сложенных траппами,

в Восточной Сибири, было предложено использовать тампонажный состав с высокой фильтрационной способностью ULTRA-BLOCK.

Принцип действия основан получением седиментационно-устойчивой суспензии с высоким содержанием твердой фазы и практически мгновенной фильтрацией, оставляя пробку в зоне поглощения, методом затворения на технической воде или солевом растворе.

При взаимодействии с технической водой Ultra Block набирает мелкую волокнистую структуру, находясь в емкости при перемешивании полученная смесь выглядит достаточно жидкой, но при попытке замерить условную вязкость полученной смеси, сетка на воронке Марша моментально набивается мелкими волокнами препятствуя протечке смеси, такая же ситуация при наборе в воронку минуя очистительную сетку, выпускной носик воронки Марша забивается волокнами-условную вязкость замерить не возможно.

ULTRA-BLOCK представляет собой мелкодисперсный порошок кремового цвета. Состав с высоким содержанием твердой фазы и высокой фильтрацией. За счет сверхвысокой фильтрации состава при перепаде давления жидкая фаза состава отфильтровывается, формируя плотную пробку в интервале поглощения.

Порошок смешивается с технической водой в БПР в концентрации от 200 до 350 кг/м³ и закачивается с помощью цементировочного агрегата в скважину, согласно утверждённого плана работ.

Моделирование процесса формирования пробки состава ULTRA BLOCK в лабораторных условиях представлено на рисунке 1.

Для имитации поглощающей породы выбираем крупный щебень, заполняем прозрачный цилиндр от фильтр-пресса. Далее пропускаем состав ULTRA BLOCK, через имитацию породы, держим давление 7 атм., отфильтрованная вода собирается в нижнем стакане и формируется пробка (рис. 2).

Преимущества состава ULTRA-BLOCK:

- нет зависимости от температурного диапазона в интервале поглощения;
- нет зависимости от содержания H₂S в интервале поглощения;
- высокая скорость приготовления состава в условиях буровой (нет необходимости применять специализируемую технику);
- минимизация рисков при приготовлении и закачки состава.

Таким образом использование реагента UltraBlock для ликвидации поглощения в интервале трапповой интрузии эффективно как при индивидуальном использовании так и в составе с другими кольматационными наполнителями. Даже в сравнении с аналогичными кольматационными составами реагент производства ООО «ХимПром» показал наибольшую эффективность.

**ФП С ПРОЗРАЧНЫМ ЦИЛИНДРОМ ОТФИЛЬТРОВАННАЯ
ВОДА ФОРМИРОВАНИЕ «ПРОБКИ»**



**СФОРМИРОВАННЫЙ ЭКРАН
ПЕРЕПАД ДАВЛЕНИЕ 7 АТМ
БУРОВОЙ РАСТВОР НЕ ПРОНИКАЕТ**



Рисунок 1 – Процесс формирования пробки в лабораторных условиях



Рисунок 2 – Сформированная пробка состава ULTRA BLOCK

Библиографический список:

1. Шакиров Р. Ф. Эффективная изоляция трапповой интрузии на Восточных блоках Среднеботуобинского НГКМ методом установки гипсоцементных мостов различной плотности в два этапа / Р. Ф. Шакиров, А. К. Мельник, Ю. В. Медведев, А. В. Самойлович. – Текст : непосредственный // Сфера. Нефть и газ. – 2020. – № 5. – С. 30-32.

2. Отчет промышленных испытаний комплексного реагента для ликвидации поглощений ULTRA BLOCK, Якутия, 2020 г. – 5 с.

УСТОЙЧИВОСТЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ В ЗОНАХ ТЕКТОНИЧЕСКОГО НАРУШЕНИЯ

Нагорный И. А., группа ГНГ-20-1, г. Тюмень nagorniyivan74@gmail.com

При бурении скважин в зонах неустойчивых горных пород, тектонических дизъюнктивных нарушений зачастую возникают непредвидимые проблемы с устойчивостью ствола скважины.

Тектонические дизъюнктивные нарушения – это разрывы сплошности пласта по отношению оси разрыва. Н. М. Шерстнев на основании анализа промыслового материала утверждает, что осыпи и обвалы происходят в глинистых отложениях, подвергнутых тектоническим нарушениям, с крутыми углами падения пластов и в условиях длительного воздействия бурового раствора [1].

Компанией ООО производилось бурение скважины 520 на месторождение А по заданной траектории. Геологический разрез был представлен субгоризонтальным залеганием слоев без тектонических нарушений (рис. 1).

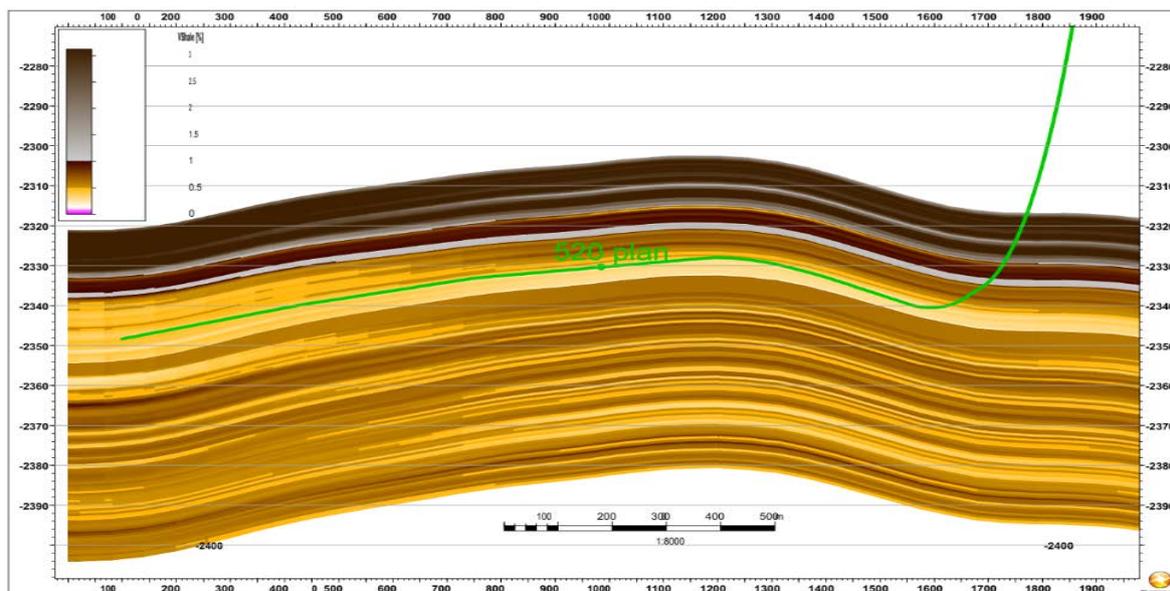


Рисунок 1 – Геологический разрез и заданная траектория скважины 520

В процессе бурения на глубине 2932 м получено осложнение. При отрыве от забоя на глубине 2928 м получили скачок давления с $P_{\text{раб}}=148$ атм. до $P=190$ атм. и затяжку КНБК на 7 тонн от собственного веса бурильной колонны (59 тонн). При попытке вернуться на прежний забой на глубине 2931 м произошел рост давления до $P=180$ атм. и посадка на 13 тонн. В течении следующих 5 минут давление увеличилось до 216 атм. Компоновка поднята на 25 метров. При спуске на забой через 15 минут на глубине 2870 м произошел рост давления до 180 атм. Вышеописанное называется прихватом бурильной колонны. Это один из тяжелых видов аварий, при которой теряется подвижность бурового инструмента. Во время попыток проработки, интервал представлен пластинчатым аргиллитом размером от 0,2 до 5 мм; алевролит заглинизированный 10 %, отдельные зерна угля и кварца от 0,1 до 1 мм (рис. 2). В результате при быстром поднятии компоновки бурильной колонны получили обвал неустойчивых горных пород.

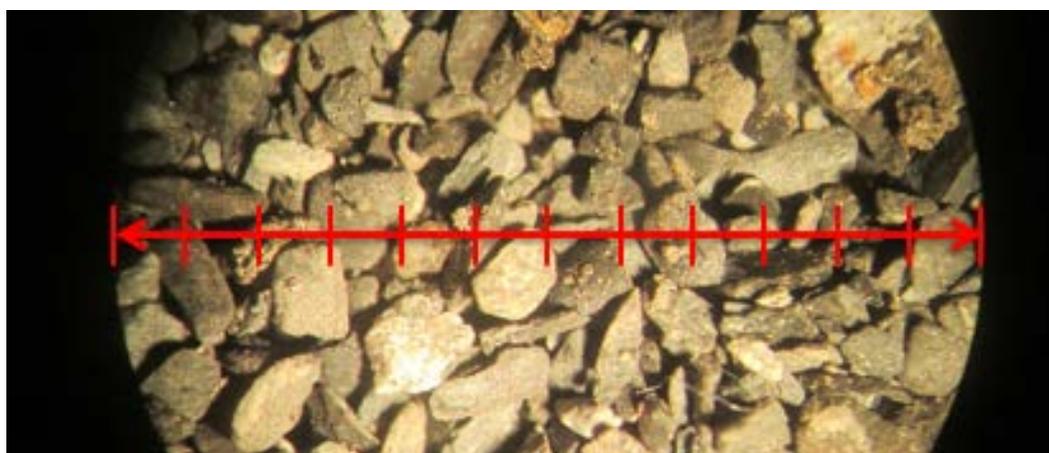


Рисунок 2 – Шлам во время проработки

В данном случае обвал обуславливается обрушением пластинчатосланцевых аргиллитов, что связано с нарушением естественных условий их залегания и действием различных факторов: увлажнение глинисто-алевролитистых разностей горных пород фильтратом бурового раствора, нарушение сплошности горных пород и механическая деформацией стенок скважины. Ряд исследователей считает, что основным фактором, вызывающим прихват бурового инструмента в результате сальникообразования является физико-химическое воздействие бурового раствора с глинистой породой при разбурировании мощных глинистых отложений, горных пород, содержащих в основном глинистые минералы, а также обвалившихся или осыпавшихся вышезалегающих пород [2].

Для того, чтобы устранить прихват был произведен спуск роторной компоновки без системы управления. Проработкой данного интервала с увеличением плотности раствора до $1,12 \text{ г/см}^3$. Проработка до полного выноса шлама и свободного хождения бурильного инструмента без циркуляции. Во время проработки подобрать параметры бурового раствора, обеспечивающие устойчивость стенок скважины, в соответствии с программой промывки.

Во время устранения проблемы были произведены определённые мероприятия такие как ГК с синтетикой (рис. 4), привязка к ближайшей скважине, чтобы избежать пересечения бурящейся скважины и уже пробуренной, обновление сейсмических данных для уточнения положения скважины 520 в продуктивном пласте (рис. 5). В результате выяснилось, что продуктивный пласт находится в зоне тектонического дизъюнктивного нарушения, что привело к изменению плановой траектории скважины 520 и неправильной характеристике продуктивного пласта (рис. 3).

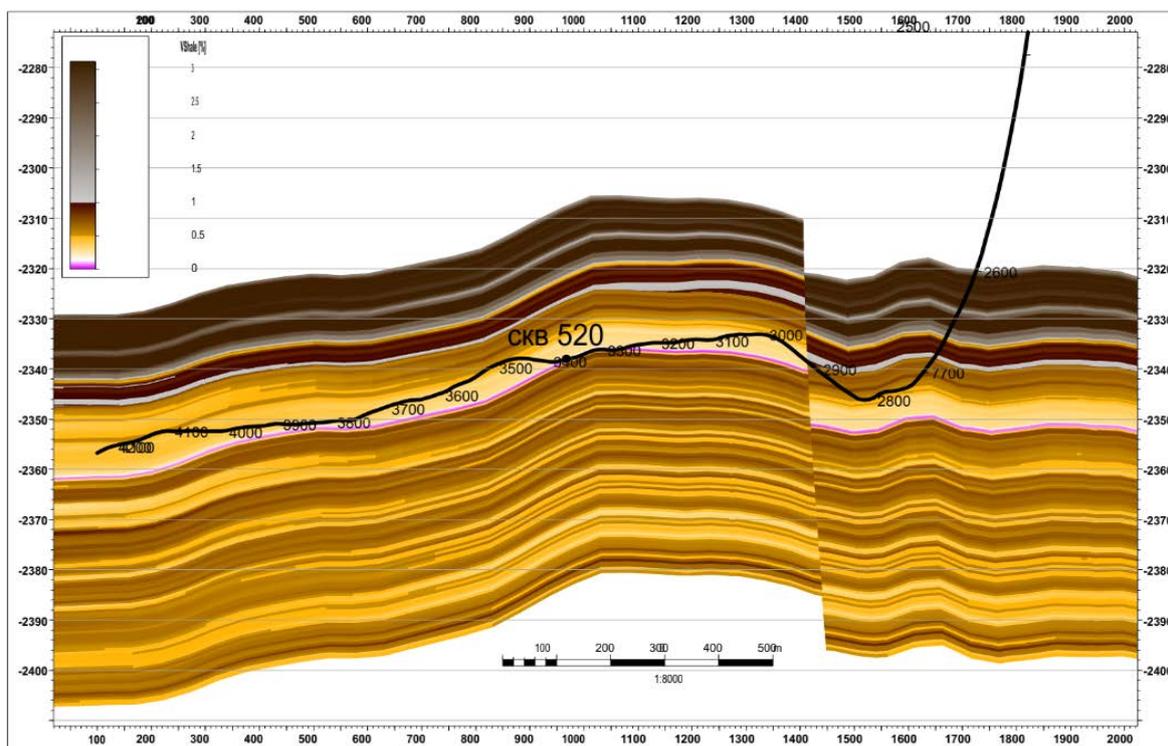


Рисунок 3 – Разрез после бурения скважины



Рисунок 4 – ГИС скважины 520

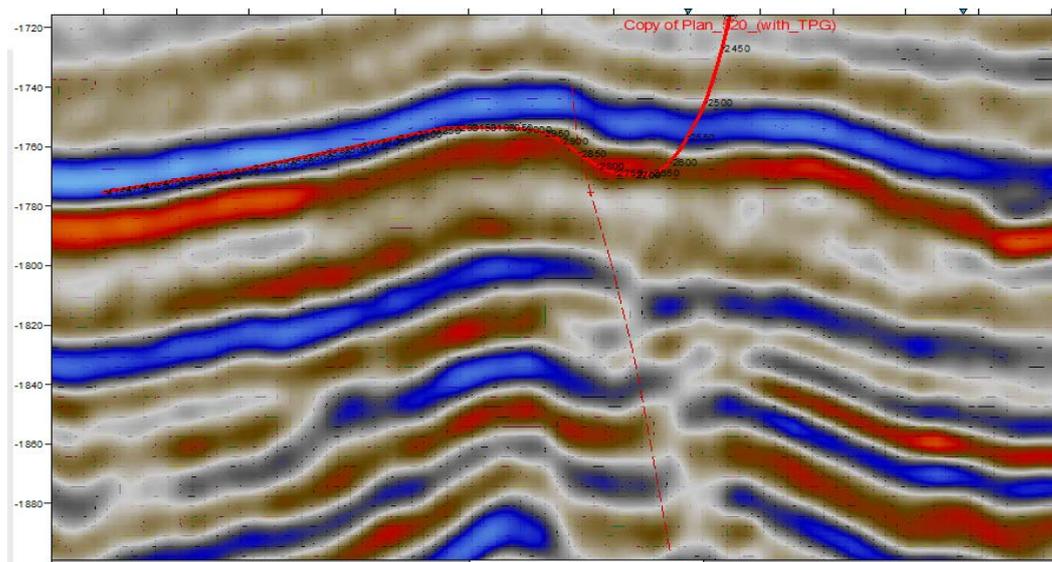


Рисунок 5 – Сейсмический разрез

Заключение. Таким образом, в данной работе я обосновал, что тектонические нарушения снижают устойчивость ствола скважины. В данном примере неправильно оценили геологическую обстановку, что повлекло за собой определенные трудности в процессе бурения.

Библиографический список:

1. Паршукова Л. А. Комплексный подход к проблеме устойчивости глинистых пород при бурении скважин / Л. А. Паршукова. – Текст : непосредственный // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 222-230.
2. Рогов Е. А. Разработка состава технологической жидкости для ликвидации прихвата бурильного инструмента / Е. А. Рогов. – Текст : непосредственный // Записки Горного института. – 2019. – Т. 237. – С. 281-284.

Научный руководитель: Паршукова Л. А., доцент кафедры НБ, канд. техн. наук.

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ОТБОРА И АНАЛИЗА ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Никишин В. В., доц. каф. бурения скважин, г. Санкт-Петербург

Блинов П. А., доц. каф. бурения скважин, г. Санкт-Петербург

Клыкова А. В., группа РТ-19, г. Санкт-Петербург

Коротков П. А., группа РТ-19, г. Санкт-Петербург

Введение

Нынешняя ситуация в добыче углеводородов с точки зрения их изощрения и изменчивости ежедневных затрат на добычу, требует поиска альтернативных источников ресурсов. Наличие гидратов природного газа

на обширных территориях с обильным присутствием метана придает дополнительный импульс его разведке и технологическому развитию для его использования в качестве энергетического ресурса в будущем, особенно для стран, испытывающих энергетический голод или для стран зависимых от продажи полезных ископаемых.

Гидрат метана представляет собой клатрат [2], состоящий из воды и природного газа, в основном метана, который образуется в условиях низкой температуры, высокого давления и надлежащей концентрации метана [1]. Газообразный метан занимает большую часть полостей в гидратах, который сгорает более эффективно с меньшими выбросами по сравнению с обычным ископаемым топливом. При поднятии на поверхность земли одного кубического метра газогидрата выделяется 164 кубических метра природного газа. Залежи газовых гидратов выявлены по всему миру, где метан встречается вместе с водой под повышенным давлением и при относительно низких температурах, например, под вечной мерзлотой или в неглубоких отложениях вдоль глубоководных континентальных окраин. Метан, который образует гидрат, может быть как биогенным, создаваемым биологической активностью в отложениях, так и термогенным, создаваемым геологическими процессами глубже в земле. Когда-то считавшиеся редкими, газовые гидраты теперь, как полагают ученые, встречаются в огромных объемах и включают в себя 280-570 трлн куб.м метана, а толщина пластов может достигать нескольких сотен метров.

Оценка запасов

Газовые гидраты похожи на лед, потому что они стабильны при низких температурах (2-20 °С) и высоких давлениях. Это означает, что их находят под водой на континентальных шельфах и склонах, а также в вечной мерзлоте на суше.

Есть два газогидратных резервуара. Это арктические гидраты и морские гидраты. Газовые гидраты обнаружены под вечной мерзлотой в арктических регионах. Они также встречаются в пределах нескольких сотен метров от морского дна на континентальных склонах и в глубоких морях и озерах [1]. Основные затраты при добыче газовых гидратов в зоне вечной мерзлоты – это только стоимость трубопровода, используемого для транспортировки газа к производственной платформе. Для добычи гидратов на шельфе необходима установка дорогостоящих морских платформ. Транспортировка метана с места добычи на сушу может осуществляться по подводным трубопроводам, как это делается при транспортировке природного газа. Однако подводные трубопроводы характеризуются высокой стоимостью. Экономически целесообразная добыча природного газа из океанических гидратных месторождений потребует новых систем и методов бурения на шельфе.

Существует несколько различных способов, с помощью которых можно найти газовые гидраты в отложениях под океаном. Наиболее часто используемым методом поиска газовых гидратов является сбор сейсмических данных, потому что они незначительно изменяют плотность отложений, в которых они находятся.

Отбор керна

Газовый гидрат состоит из трех основных типов структуры. В зависимости от размера молекулы-гостя, гидраты природного газа могут состоять из любой комбинации трех кристаллических структур: структуры I или sI; структуры II или sII и структуры H или sH. Когда чистая жидкая вода замерзает, она кристаллизуется с гексагональной симметрией, но, когда она «замерзает» в виде гидрата углеводородов, это происходит с кубической симметрией для sI и sII, возвращаясь к гексагональной симметрии для sH [1]. На данном этапе, достаточно сложно получить керн ненарушенного сложения, поскольку гидраты возникают в условиях, когда давление, температура, газонасыщенность и местные химические условия в совокупности делают их стабильными.

Технологии добычи метана из газогидратов

Для диссоциации гидратов метана в мировой практике применяются три способа: термическое стимулирование, сброс давления и введение ингибитора, т. е. производственные подходы включают в себя сброс давления, нагрев и их комбинации. Метод разгерметизации заключается в понижении давления в скважине и стимулировании диссоциации гидрата метана. Метод химического ингибирования направлен на то, чтобы вывести состояние равновесия гидрата природного газа за пределы термодинамических условий зоны стабильности гидрата путем введения жидкого химического ингибитора рядом с гидратом. Из этих методов добычи сброс давления в сочетании с процессом термической стимуляции представляется наиболее практичным для зон, где свободный газ задерживается под гидратами метана.

На данный момент в мировой практике было произведено единичное количество вскрытий пластов с целью добычи гидратов. Один из таких случаев был в Японии, где практически удалось оценить эффективность данных способов добычи газовых гидратов. На основе расчетов было показано, что сброс давления является наиболее перспективным методом добычи.

Метод сброса давления – это метод снижения забойного давления скважины, пробуренной в отложениях, содержащих гидраты метана. Это вызывает падение порового давления вблизи скважины с последующей диссоциацией гидратов метана. Сброс давления в гидратосодержащих слоях требует определенной проницаемости гидратосодержащих отложений как на начальном этапе, так и после диссоциации гидратов. Если метод осуществим в естественных условиях, то экономическая ценность газа из гидрата метана может увеличиться, поскольку для выполнения этого метода не требуется активного и искусственного ввода тепловой энергии.

Трудности и ограничения метода сброса давления обусловлены тем фактом, что диссоциация газогидратов является эндотермическим процессом, поэтому показатели добычи и извлечения газа в значительной степени зависят от того, сколько тепловой энергии может быть получено из природных источников тепла. Ожидается, что при простом сбросе давления тепловая энергия, необходимая для диссоциации гидрата (436,8 Дж/г), будет поступать из зерен осадка, поровых жидкостей и самих кристаллов

гидрата. Кроме того, тепло, передаваемое из окружающих пластов в зону с пониженной температурой, может поддерживать подачу тепла. Часть газа гидратного происхождения, полученного методом сброса давления, можно рассматривать как «первичное извлечение гидрата метана», при котором газ может быть извлечен из твердого материала естественным теплом, а не искусственной тепловой энергией.

Более того, механические свойства отложений, такие как твердость, прочность и напряженное состояние, важны для безопасной и стабильной добычи газа, поскольку они влияют на стабильность как скважины, так и отложений в целом, после применения технологий добычи. Они определяют эксплуатационные риски, а именно нестабильность ствола скважины, целостность скважины, повреждение пласта из-за уплотнения, прорыва воды из водоносных горизонтов и морского дна через разломы и трещины, которые могут быть созданы или повторно активированы, а также крупномасштабную нестабильность морского дна.

Заключение

Таким образом, разработка месторождений газовых гидратов является перспективным направлением, но пока имеются разведанные и подтвержденные запасы природного газа, компаниям экономически невыгодно вкладываться в разработку оборудования, технологии и освоение газогидратных месторождений.

Библиографический список:

1. Ayhan Demirbas. Gas Hydrates. In: Methane Gas Hydrate. Green Energy and Technology / Demirbas Ayhan. – Springer, London. 2010. – Text : direct.
2. Xu, Chun-Gang Research progress on methane production from natural gashydrates / Chung-Gang Xu, Xiao-Sen Li. – Text : direct // The Royal Society of Chemistry. – 2015. – № 5. – 54672-54699.

Научный руководитель: Никишин В. В., доц. каф. бурения скважин, канд. техн. наук.

АНАЛИЗ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «ПРИРАЗЛОМНОЕ» И ОПРЕДЕЛЕНИЕ СПОСОБОВ ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ

Перов С. Д., группа ЭДНб-20-1, г. Нижневартовск, saveliy.perov.02@mail.ru

Многолетнемёрзлыми породами (ММП) называют такие породы, которые промёрзли на значительную глубину и не оттаивающие в течение длительного времени. Для безопасного бурения в данных условиях требуется проанализировать встречающиеся осложнения и определить существующие методы предотвращения данной проблемы.

Цель данной работы заключается в анализе осложнений, возникающих при бурении в многолетнемёрзлых породах, и определении методов борьбы с рассматриваемой проблемой.

Приразломное месторождение – первый российский проект по добыче углеводородов на шельфе Арктики. Месторождение открыто в 1989 году и принадлежит компании ООО «Газпром нефть шельф». Оно расположено в Печорском море, в зоне многолетнемёрзлых пород. На определенных территориях толщина их может составлять 15 - 40 метров, а снежный покров держится 180-190 дней и достигает толщины 1,5 метра.

Добыча нефти совершается со специальной стационарной платформы - «Приразломная» (рис.1).



Рисунок 1 – Морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) «Приразломная»

В первый год разработки было добыто около 300 тыс. тонн нефти. Всего извлекаемые запасы нефти месторождения составляют 72 млн. тонн. Отгрузка первого танкера осуществилась в 2014 г. На мировой рынок впервые поступил новый сорт нефти, добытой на российском арктическом шельфе Arctic Oil.

При бурении в многолетнемерзлых породах на Приразломном месторождении могут возникнуть следующие осложнения:

- Протаивание прискважинной зоны;
- Обратное промерзание прискважинной зоны.

Скважина, в процессе строительства, вырабатывает тепло. Буровой раствор распространяется на многолетнемерзлые породы, имеющие температуру ниже нуля. В результате чего происходит таяние мерзлых пород в прискважинной зоне. Это сопровождается нарушением связности частиц пород друг с другом. Они оседают, уплотняются, теряют устойчивость и мерзлый массив разрушается.

Также под действием сил вертикального, бокового и окружного горных давлений, протаявшие породы, в контакте с крепью скважины, получают поджатие к внешней поверхности обсадных труб. Это является причиной их деформации, разгерметизации и разрушения колонн.

Обратное промерзание – процесс, при котором происходит промерзание растепленных пород прискважинной зоны. Он возникает при длительных простоях скважины. Превращение воды в лед сопровождается 9% увеличением объема, в результате чего происходит сильное увеличение давления на обсадные трубы, приводящее к практически неизбежной поломке.

В ходе исследований было выявлено три основных способа практического устранения осложнений, связанных с протаиванием и обратным промерзанием мерзлых пород:

- Продувка скважин охлажденным сжатым воздухом.
- Бурение с применением антиморозных пен.
- Бурение с применением промывочных растворов.

Продувка скважин охлажденным воздухом.

Одним из лучших способов предотвращения осложнений при бурении в многолетнемёрзлых породах, является применение сжатого воздуха. Это связано с тем, что сжатый воздух практически сразу принимает температуру ММП, обладает низкой теплоемкостью, поэтому замерзание его в процессе бурения практически не происходит.

Однако, сжатый воздух, выходя из компрессора, и перед попаданием в скважину имеет высокую температуру и поэтому его требуется охлаждать. Из наиболее простых способов охлаждения воздуха является охлаждение в поверхностных воздухоохладительных аппаратах.

При охлаждении сжатого воздуха, часть его конденсируется, что приводит к смерзанию частиц шлама, образованию сальников, ледяных пробок. Поэтому требуется его осушение. Для этого применяют наиболее распространенное вещество – силикагель (рис. 2) – высушенный твёрдый гель. Он способен в большом количестве поглощать водяной пар.



Рисунок 2 – Силикагель

Бурение с применением антиморозных пен.

Промывка скважины с применением антиморозных пен (рис. 3) обеспечивает высокие показатели работы долота, создаются благоприятные условия для качественного крепления интервала мерзлых пород, со-

кращаются прихваты бурового инструмента, снижается коррозионная агрессия. В пенах дисперсной средой служит жидкость, а дисперсной фазой – газ. Пена не требует предварительного охлаждения.

Растепление мерзлых пород при бурении скважины с применением пенных систем практически не происходит, так как запас теплоты пенного потока невелик, а начальная температура пены низкая. Также не происходит разрушение колонн обсадных труб, так как пена сохраняет пористую структуру, а примерзший буровой инструмент легко извлекается из скважины.



Рисунок 3 – Антиморозные пены

Бурение с применением промывочных растворов.

Промывочные растворы могут быть полимерглинистые и полимерные безглинистые. В эти растворы могут вводиться различные реагенты-стабилизаторы, пенообразователи и другие добавки.

Применение глинистых растворов при бурении скважин в ММП значительно улучшают очистку скважин от выбуренной породы и вынос песка, служат для временного крепления несцементированных пористых и трещиноватых пород, для проходки зон поглощений.

Большой интерес в применении промывочных растворов представляют водогипановые. Гипан (гидролизированный полиакрилонитрил) – солеустойчивый реагент, применяемый для изоляции закачиваемой пластовой воды и также для бурения пород с отрицательными температурами. Он прост в получении, растворим в воде, выпускается в жидком виде.

Более эффективными жидкостями являются охлажденные жидкости, инертные ко льду на органической основе. Для этого они должны быть с малым содержанием твердой фазы, иметь повышенную вязкость и содержать гидрофобизирующие добавки – ПАВ. Это позволит эффективно управлять технологическим процессом бурения в породах с отрицательными температурами.

Рассмотренные в работе методы позволяют эффективно выбирать параметры охлаждения промывочной среды в целях устранения осложнений и аварий, связанных с температурным фактором.

Библиографический список:

1. Кудряшов Б. Б. Бурение скважин в мерзлых породах: учебное пособие / Б. Б. Кудряшов, А. М. Яковлев. – Москва: Недра, 1983 – 286 с. – Текст : непосредственный.
2. Исследование взаимодействия скважин с многолетнемерзлыми породами и совершенствование их крепления: [сайт]. – URL: <http://earthpapers.net/> – 2015 (дата обращения: 25.10.2022). – Текст: электронный.
3. Басарыгин Ю. М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – Москва: Недра, 2000 – 679 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Колосов Е. А., ассистент кафедры «Нефтегазовое дело».

АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН НА СРЕДНЕБОТУОБИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Рожкова Д. С., студент 1 курса гр. ТГР-22-1, ТИУ, г.Тюмень

Месторождения Восточно-Сибирской провинции, являются основным и важным нефтегазодобывающим регионом России, на которой расположена одна из самых крупных трапповых отложений – Сибирские траппы.

Большинство из них характеризуется наличием в геологическом разрезе пластовых трапповых тел (силлов – интрузивных залежей) внутри осадочного чехла. Трапповые тела располагаются по всему разрезу отложений венда - нижнего палеозоя, на разных стратиграфических уровнях, имеют широкий диапазон по площади и по мощности. К таким месторождениям относятся Среднеботуобинское, Ковыктинское, Верхнечонское, Ярактинское, Даниловское, и другие [1].

К настоящему времени накоплен обширный фактический материал по геологической изученности нефтегазоносности Сибирской платформы. Особый интерес представляет ее западная часть, где как отмечалось ранее в пределах Курейской синеклизы выявлена уникальная насыщенность геологического разреза интрузиями траппов [2].

Как правило, в коллекторах интрузий отмечают относительно меньшие значения пластового давления флюидов, интервалы солей и эндогенной трещиноватости.

Интрузии характеризуются аномально низкими пластовыми давлениями и высокой естественной трещиноватостью, бурение в таких интервалах осложняется такими факторами, как:

- 1) потери бурового раствора при его поглощении;
- 2) критический износ буровых долот;

- 3) снижение скорости проходки до нулевой;
 4) дополнительное время и затраты на замену долот и в связи с этим более продолжительный срок строительства скважины.

Во время бурения трапповой интрузии в интервале 923-925 м. зафиксировано поглощение бурового раствора без выхода циркуляции. Во время бурения в интервале 933-949 м. наблюдается рост интенсивности поглощения бурового раствора с 10 до 16 м³/ч (табл. 1).

Таблица 1

Поглощения бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Максимальная интенсивность поглощения м ³ /час	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Условия возникновения
	от	до			
Є ₂ mt - Є ₂ ic	175	380	до 100	да	Повышенная репрессия на пласты, превышение допустимой скорости СПО, отклонение параметров раствора от проектных
Є ₂ cr	380	621			
Є ₁ tb (траппы)	856	1001	до полного	да	
Є ₁ tb ₁ - Є ₁ el	1003	1213	до 60	нет	
Є ₁ bl осинский горизонт	1510	1570	до 100	нет	
V-Є ₁ jurh	1570	1646	до 30	нет	
Телгеспитский и ботубобинский гор-ты	1924	1944	до полного	да	
	1954	-			

Таким образом, очевидно, что строительство скважин в данном регионе сопровождается комплексом проблем, в результате которых происходит снижение скорости проходки, быстрый износ долота, материальные затраты на борьбу с поглощениями промывочной жидкости, а так же аварии (прихват инструмента).

Анализ фактических данных эксплуатационного бурения [3] выявил связь с наличием поглощений в зависимости от положения траппов в разрезе: если глубина залегания траппов увеличивается, то увеличиваются и объемы поглощений: в интервалах чарской и верхнетолбачанской свит они практически не фиксируются, и могут достигать до катастрофических в интервалах нижнетолбачанской и юрегинской свит.

В частности, при углублении скважины в интервале траппов отмечается системное поглощение промывочной жидкости разной степени интенсивности вплоть до катастрофических. При этом, регистрировались случаи газонефтеводопроявления (ГНВП) с одновременными поглощениями в вышележащих траппах. Спуск обсадной колонны осложняется интенсивным кавернообразованием в интервале размытых солей, что выражается в повышенных требованиях к буровому раствору, качеству крепления и разобщению пластов, предупреждающему негерметичность заколонной крепи. Количественная оценка ГНВП, накопленного при строительстве секции эксплуатационной колонны в подобных условиях, достигает 15 % в

балансе общего времени на строительство скважины. Только аварийное время, затраченное на борьбу с осложнениями в интервале трапповой интрузии, может достигать до 42 сут на скважину. Попытки контролировать проблему осложнений в траппах привели к тому, что возникла необходимость пересмотреть подход и искать иные пути решения данного вопроса.

Среди методов ликвидации осложнений, возникающих на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении можно определить следующие:

- подбор рецептур буровых растворов (применение смесей на цементной основе недопустимо, так как они долго застывают, сильно растекаются и очень подвержены температурным изменениям. Стали чаще использовать растворы на основе полиуретанов, они имеют хорошую вязкость, что позволяет проникать в любые трещины, закрывая их. При контакте с водой такие составы увеличиваются и затвердевают, что помогает прекратить поглощения. Один из самых основных составов включает в себя смолу и отвердитель.) и прокачивание кольматационных пачек, вязко-упругих составов с добавлением современных эффективных кольматантов (например, К-МІХ); для поддержания устойчивости стенок ствола скважины условную вязкость и реологические характеристики бурового раствора держать максимально предусмотренными программой промывки, не допускать снижения вязкости и реологических характеристик раствора перед спуском ОК;

- исходя из опыта ранее пробуренных скважин, с целью предупреждения поглощений бурового раствора, бурение интервала начинать на пресном полимер-глинистом буровом растворе (глина, реагент-стабилизатор, кремнефтористый аммоний и вода, дополнительно содержит гивпангидролизированные в щелочи отходы тканей полиакрилонитрила при следующем соотношении компонентов). При первых признаках появления каменной соли в шлеме перейти на соленасыщенный полимерный буровой раствор (хлорид натрия растворяется в воде с использованием любого перемешивающего устройства).

- применение роторной КНБК с полноразмерными калибраторами для поддержания вертикальности ствола скважины, герметизировать устье скважины (на глубине КНБК 618 м.) совместно с трубным пространством (для предотвращения забития кольматантом КНБК);

- выбор конструкции долота 293/219 мм, позволяющий бурение с более высокой скоростью проходки; перед бурением траппов снизить производительность насосов и нагрузку на долото до минимально возможных значений;

- установка гипсоцементных мостов различной плотности в два этапа, применение состава Ultra-Block в качестве кольматирующей пачки перед проведением тампонажных работ.

После такого распределения физических свойств при бурении интервала трапповой интрузии на кустовых площадках на три категории, каждая из которых определяла методику бурения и борьбы с поглощениями, появилась возможность с высокой долей вероятности прогнозировать поведение траппов при бурении новых кустовых площадок и степень интенсивности поглощений.

Совокупность этих факторов приводила к значительным потерям времени при бурении рассматриваемых интервалов и вызвала необходимость разработки новых технико-технологических решений для решения проблемы бурения интервалов в трапповых интрузиях.

Библиографический список:

1. Фомин А. М. Ботуобинский продуктивный горизонт (условия формирования, строение и перспективы нефтегазоносности) / А. М. Фомин, С. А. Моисеев. – Текст : непосредственный // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2012. – № 1(2). – С. 19-23.

2. Влияние траппового магматизма на геохимию рассолов нефтегазоносных отложений западных районов Курейской синеклизы (Сибирская платформа) / Д. А. Новиков, А. О. Гордеева, А. В. Черных [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2021. – № 6. – С.861-881.

3. Тузов Е. В. Проблематика бурения скважин в интервале трапповой интрузии на Среднеботуобинском месторождении / Е. В. Тузов. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 2 (338). – С. 18-24.

КОНЕЧНО-ЭЛЕМЕНТНЫЙ ПРОЧНОСТНОЙ АНАЛИЗ КЛИНОВОЙ ЗАДВИЖКИ В ПК ANSYS

Садыков Р. И., группа ЭОПб-19-1, Тюменский индустриальный университет,
г.Тюмень, ruslan614036@mail.ru

Мурашов С. С., группа ЭОПб-19-1, Тюменский индустриальный университет,
г.Тюмень, sem-myr2013@yandex.ru

Плаксин А. А., группа ЭОПб-19-1, Тюменский индустриальный университет,
г.Тюмень, fct2001@mail.ru

Бурение – важный технологический процесс, который является одним из самых важных этапов в строительстве скважин. Чтобы труд буровиков был не напрасен, последующие этапы добычи углеводородов должны работать идеально, в частности транспортировка нефтяных продуктов из одного места в другое. Для надежного перекрытия потока жидкости(например, для выполнения технологических и аварийных работ) или иной рабочей среды в строительных трубопроводах широко используют запорную арматуру. В случае ее разгерметизации даже страшно представить масштаб экологической катастрофы, поэтому уверенность в надежности запорной арматуры весьма важный вопрос.

Клиновое задвижка с упругим клиновым затвором может работать под высоким давлением и обеспечивает надежное перекрытие скоростных потоков [1]. Такие задвижки способны работать при давлении от 1.6 до 25 МПа.

Но действительно ли клиновая задвижка способна работать при таких высоких давлениях и принимать на себя значительные нагрузки? Данная статья посвящена исследованию надежности корпуса задвижки при заданном рабочем давлении при обслуживании нефтяных и газовых месторождений, после окончания процесса бурения для транспортировки углеводородов.

Для примера возьмем клиновую задвижку Ду150 Ру16 – Используются при транспортировке газа, нефтепродуктов, воды и пара с высоким давлением. Она успешно применяется на многих нефтяных предприятиях.

Рассмотрим процесс конечно-элементного анализа [2, 3, 4] корпуса и крышки клиновой задвижки. Для построения геометрической модели использовался программный комплекс САПР для автоматизации работ промышленного предприятия на этапах конструкторской и технологической подготовки производства – SolidWorks. Для расчета перемещений и напряжений использовалась универсальная программная система, реализующая метод конечных элементов – ANSYS [5]. Материал задвижки – сталь 25Л с пределом текучести 294 МПа, условное давление 16 МПа.

Результаты конечно-элементного анализа представлены на рисунках 1 и 2.

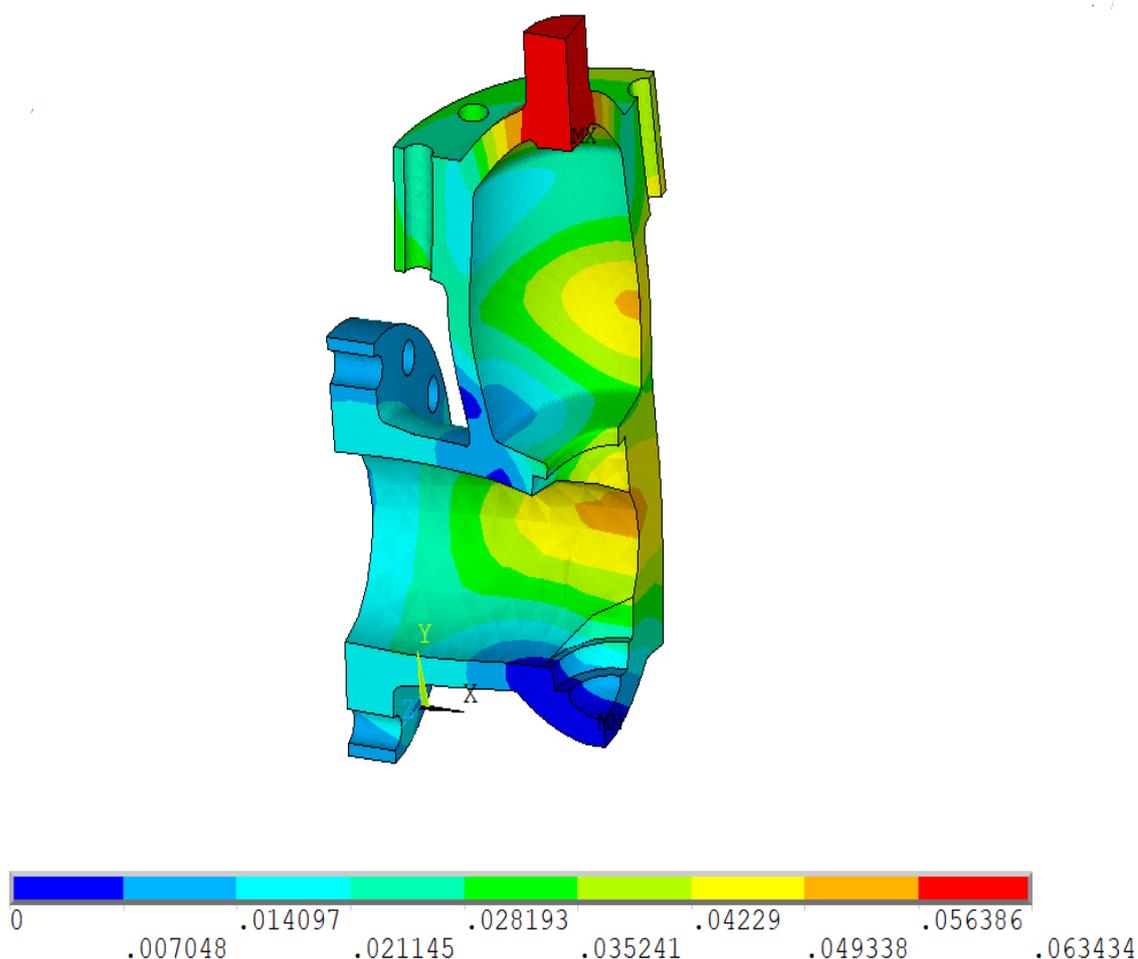


Рисунок 1 – Суммарные перемещения корпуса клиновой задвижки

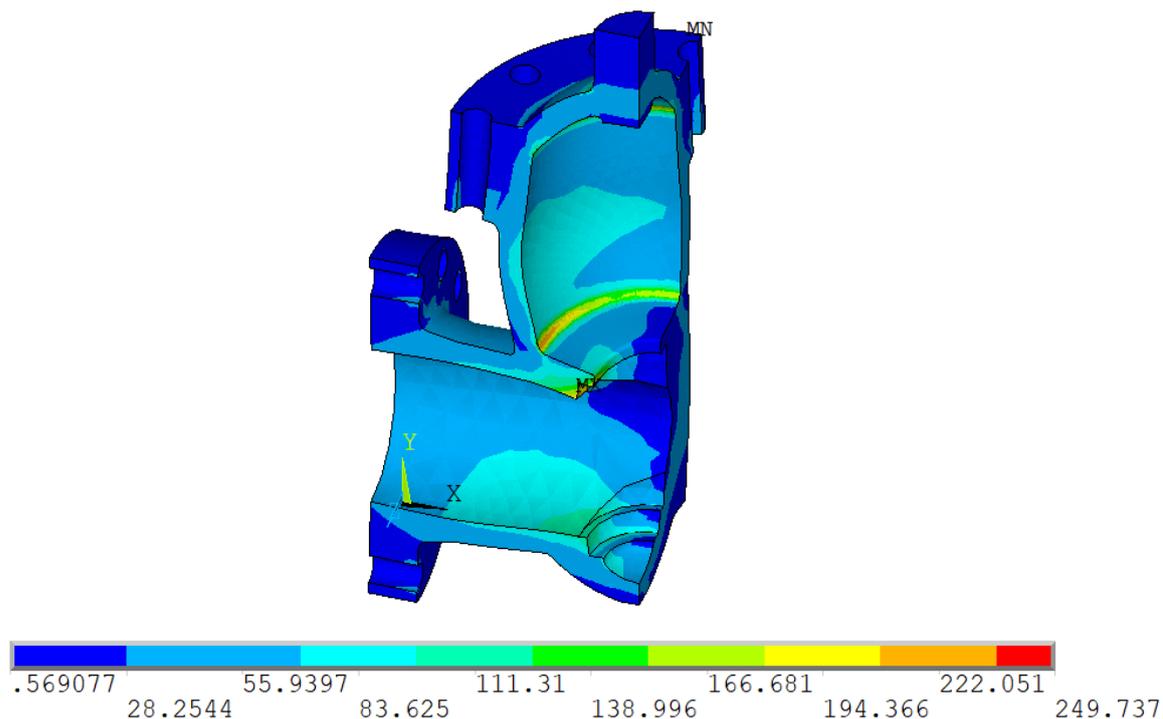


Рисунок 2 – Эквивалентные по Мизесу напряжения в материале корпуса задвижки

Анализируя результаты выполненных расчетов, можно прийти к выводу, что клиновая задвижка действительно способна выдержать такие высокие давления. Как мы видим на рисунке 2, максимальное эквивалентное напряжение составило 249,737 МПа, при этом предел текучести материала 294 МПа, то есть корпус выдержит заданное давление. Материал корпуса не выйдет из зоны упругости, что позволяет прогнозировать его весьма высокий ресурс. Из рисунка 1 мы видим, что максимальное перемещение составило 0.063 мм, что тоже в пределах нормы.

Библиографический список:

1. Сызранцев В. Н. Использование метода конечных элементов для расчета напряженно-деформированного состояния корпусных деталей клиновых задвижек / В. Н. Сызранцев, А. В. Белобородов, К. В. Сызранцева. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2007. – № 4. – С. 38-43.

2. Syzrantsev V. N. Using Finite Element Analyzing for calculation of stress-strain conditions of wedge gate valves bodies / V. N. Syzrantsev, K. V. Syzrantseva, A. V. Beloborodov // Engineering Mechanics 2003: book of extended abstracts of National conference with international participation. – Prague, Czech Republic, 2003. – Pp. 324-325. – Текст: электронный.

3. Syzrantseva K. Reliability estimation of machine parts with complicated geometry on a base of methods of nonparametric statistics /K. Syzrantseva, V. Syzrantsev // Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2016. – Vol.11. – Iss.2. – Pp. 204-209. DOI: 0.3923/jeasci.2016.204.209. – Текст: электронный.

4. Сызранцева К. В. Компьютерный анализ нагруженности и деформативности элементов нефтегазового оборудования : монография / К. В. Сызранцева. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2009. – 124 с. – Текст: непосредственный.

5. Морозов Е. М. ANSYS в руках инженера: Механика разрушения / Е. М. Морозов, А. Ю. Муйземнек, А. С. Шадский. – Москва: ЛЕНАНД, 2008. – 456 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Сызранцева К. В., д-р техн. наук, профессор кафедры МОП.

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВОВ ВЯЗКОУПРУГИХ СИСТЕМ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПОГЛОЩАЮЩИХ ПЛАСТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Т. Б. Садыков, Т. Р. Хабибуллин, М. Г. Буянова
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
в г. Тюмени (г. Когалым), Timur.Sadykov@lukoil.com

Аннотация. В данной работе проанализированы существующие технологий в области ликвидации осложнений, связанных с поглощениями в интервалах транзитных или продуктивных пластов. Предложен состав для ликвидации поглощений.

Поглощения при строительстве скважин – одно из наиболее распространённых осложнений. Причины данного явления – превышение эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) градиента гидроразрыва пласта (ГРП), наличие высокопроницаемых пластов, пластов с аномально низким пластовым давлением (АНПД) ($K_{АН} < 0,7$). При начале поглощения требуется остановить потерю бурового раствора в стволе для недопущения газонефтеводопроявления (ГНВП) (так как уменьшение столба жидкости снижает забойное давление). В данной ситуации применяют вязкоупругие составы (ВУС), представляющие собой сшитые полимеры с малым временем гелеобразования и относительно высоким содержанием полимера и сшивателя, способные заполнить призабойную зону пласта (ПЗП) высоковязким составом и снизить проницаемость пор и трещин поглощающего интервала, а также консолидировать слабосцементированные частицы породы.

Предупреждение поглощений снижением плотности бурового раствора не всегда доступно, так как при одной плотности в одном интервале будет поддерживаться стабильность ствола без проявлений, а в другом –

значения гидростатического давления могут превышать давление гидроразрыва. Для предупреждения таких ситуаций предусматривается оптимальная конструкция скважины, разграничивающая несовместимые интервалы бурения. Но при бурении вторых стволов (БВС) весь интервал бокового ствола обсаживают одной колонной (хвостовиком 102/114 мм). Ввиду ограничений диаметра долота проходным сечением материнского ствола происходит рост ЭЦП, вследствие малого кольцевого пространства, и как следствие, увеличение рисков поглощений.

В настоящее время применяются различные методы и материалы для борьбы с поглощениями (МБП) и их предупреждения:

1. Изолирующие смеси на водной основе (раствор с высоким уровнем фильтрации для закачки под давлением, дизельное топливо/бентонит, сшитый полимер, дизельное топливо/бентонит/цемент, цементный раствор, глинистые пачки каолинит/бентонит/смектовые);

2. Изолирующие смеси на углеводородной основе (диатомовая земля, карбонат кальция, твёрдая пробка для углеводородных растворов);

3. Разнофракционные и инертные наполнители для ликвидации поглощений, в том числе и в продуктивном пласте, прокачка кольматационных пачек с повышенным содержанием CaCO_3 (100-150 кг/м³);

4. Материалы для борьбы с поглощениями (МБП) органического состава, а также материалы на основе пластмасс и целлюлозы, расширяющиеся синтетические полимеры, которые увеличиваются в размерах при взаимодействии с водой и др.;

5. Обработка бурового раствора мелом;

6. Установка «жидкой» обсадной колонны, при которой в поглощающий интервал закачивается специальный состав, а после отвердитель для фиксации данной пачки в проблемной зоне;

7. Установку оборудования локального крепления стенок скважины (ОЛКС). Отметим, что для установки профильного перекрывателя необходимы устойчивые зоны открытого ствола скважины сверху и снизу перекрывателя (около 3 м), которые не всегда находятся непосредственно около зоны поглощения. Поэтому приходится увеличивать длину профильного перекрывателя, и, соответственно, затраты и сроки на его установку.

Как видно из вышперечисленного, имеется множество разработок и способов для предотвращения данных видов осложнений. Однако успешность их применения, зачастую, не превышает 50 %, по причине отсутствия универсального метода предотвращения и борьбы с поглощениями из-за индивидуальных литолого-технологических особенностей скважин со многими влияющими факторами. Как следствие один из способов может быть успешно применен на одной скважине и совершенно не подходит для другой.

Для ликвидации поглощений и снижения приемистости скважин при капитальном ремонте скважин (КРС) применяют реагент МХК-406-К. Реагент представлен сухой смесью на основе целлюлозы светло-коричневого цвета. Рабочая концентрация составляет 18,0 % (плотность 1,17 г/см³).

Для состава характерны высокие струйные потери, представленные объемом дисперсной среды, прошедшей через фильтрационный образец до момента формирования фильтрационной корки. Такой эффект позволяет ликвидировать поглощения заполнив трещины и поры, но не в полном объеме, а в призабойной зоне скважин. Из-за мгновенной фильтрации реагент заполняет ближайшее пустотное (поры и трещины) пространство, не проникая в глубь трещин.

Так как реагент применяется в настоящее время для снижения проницаемости при проведении внутрискважинных работ и глушения скважин, а то после проведения технических операций необходимо снова вызвать приток, минимально воздействуя на ФЕС.

В целях адаптации состава в условиях ликвидации водопоглощающих пластов при бурении предлагается обработка состава биополимером ксантанового происхождения. Данное решение позволяет «связать» свободную воду и ингибировать разбухание реагента МХК. Вследствие чего снижается значение мгновенной фильтрации, что позволяет частицам в большей степени обеспечить эффект закупоривания и проникновение в трещины проявляющего пласта.

Модифицированный состав на основе МХК-406-К, обладающий высокими набухающими способностями, крупной фильтрационной коркой, способен ограничить поглощение раствора, так как его применение позволит более точно заполнять трещины и поры, и отказаться от обработки внутрискважинного пространства биополимером ксантанового происхождения.

УПРАВЛЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ И ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Сверкунов С. А. (Иркутский Национальный Исследовательский Технический Университет, Институт земной коры СО РАН), dobro_75@mail.ru;

Вахромеев А. Г. (Иркутский Национальный Исследовательский Технический Университет, Институт земной коры СО РАН), andrey_igr@mail.ru;

Близнюков В. Ю. (РАЕН, главный редактор НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море»), vublizn@yandex.ru

Введение

Строение природных трещинных резервуаров нефти и газа уже более полувека остается проблемой не только для геологов нефтяников, решающих широкий круг вопросов прогноза изучения трещинной среды и комплексного анализа продуктивных возможностей месторождений. Уже с первых метров бурения по трещинным коллекторам с широкой гаммой технологических и технических вопросов сталкиваются буровики, пред-

ставители базовой отрасли, на которых лежит груз ответственности за качественную проводку отбор керна, испытание и освоение скважин, т.е. их эксплуатацию в сложных трещинных коллекторах. В то же время именно от качества буровых работ в цикле заканчивания скважин зависит конечная эффективность и поискового, разведочного этапов геолого-разведочных работ (ГРР), и эффективность капитальных вложений в освоение месторождений.

Трещинные природные резервуары – особый объект [14, 15]. Ранее на Сибирской платформе были известны несколько высокодебитных скважин в каверново-трещинных коллекторах нижнего кембрия на Марковской, Даниловской, и других площадях Непского свода с дебитами нефти около 1 тыс м³/сут, слабых рассолов до 30 000 м³/сут (скв. Казаркинская 2); предельно насыщенных рассолов с дебитами 3-8 тыс м³/сут (Знаменская, Ковыктинская площади). Дебиты нефти из скважин с горизонтальным окончанием большой протяженности, вскрывших трещинные коллекторы достигают 530-560 м³/сут на депрессиях около 1 % от P_{nl} . По Ю.А. Филипцову (2016), ярким примером трещинных коллекторов венда являются терригенные коллекторы Абаканского месторождения, при испытании которых специалистами ООО «Газпромгеологоразведка» получили из нескольких пластов притоки газа дебитом более 1 млн м³/сут. Эти примеры можно продолжить.

Осложняющими бурение факторами являются специфические особенности сложных каверново-трещинных карбонатных коллекторов – анизотропия фильтрационного поля и явление деформации трещинной составляющей пустотного пространства. Доказано, что все барические воздействия, гидравлически приложенные к пластовой флюидной системе, способны перевести природный трещинный резервуар в другое напряженное состояние. Одно из наиболее сложных – состояние с существенно меняющимися параметрами проницаемости фильтрующих трещин [1, 2, 3, 4, 6]. Важно понимать, что если этот переход в процессе бурения/освоения будет неконтролируемым, то приведет к необратимому снижению фильтрационных свойств коллектора, а значит – к потере продуктивности скважин по нефти, меняя конечные показатели рентабельности освоения месторождения углеводородов.

Практически для всех природных резервуаров, месторождений УВ докембрия южных и центральных районов Сибирской платформы характерны аномально низкие пластовые давления (АНПД) углеводородных систем [9-13]. Например, это Среднеботуобинское, Верхнечонское Ярактинское и Аянское, НГКМ, гигантское Ковыктинское ГКМ, Чайкинское, Шамановское газоконденсатные месторождения (ГКМ), и мн. др. с градиентом $R_{пл}$ 0,7-0,8 в терригенных отложениях венда; Куюмбинское, Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) и др. с градиентом $R_{пл}$ 0,78-0,87 в карбонатном рифее. При значениях градиента $R_{пл}$ в нефтяной залежи менее 0,85 процесс бурения с открытой системой цир-

куляции резко осложняется. Залежи УВ, как правило, двухфазные, газоконденсатно-нефтяные или нефтегазоконденсатные. Поэтому дополняют проблематику такие природные параметры пластовых УВ систем, как высокое значение газового фактора (ГФ) и низкое значение давления насыщения нефти (нефтяные залежи) растворенным газом ($P_{нас}$). Давление начала ($P_{нк}$) конденсации (газоконденсатные залежи) также близки по значениям к пластовому давлению [9-13]. Сочетание гидравлических особенностей фильтрации жидкостей и газов в ПЗП в цикле первичного вскрытия трещинных фильтрационных систем с барическими характеристиками нефтегазовой залежи (АНПД) и высоким ГФ предельно осложняют бурение скважин [8]. Практика показала, что при бурении скважин всех назначений именно в трещинно-жильных и карстово-жильных коллекторах, вмещающих флюидодинамические системы (залежи УВ) с АНПД возникают наибольшие сложности заканчивания и риск газонефтеводопроявления (ГНВП).

Практические исследования в области применения технологии первичного вскрытия «с комбинированным регулируемым давлением».

Авторы пришли к выводу, что применение какой-то одной технологии (на репрессии/депрессии) первичного вскрытия трещинного резервуара горизонтальным стволом большой протяженности не принесет желаемого результата. Очевидно, что необходимо их комплексирование. Именно симбиоз известных технологий и исследований [5] стал основой разработанного авторами подхода «волнового комбинированного регулируемого давления». В итоге создание и поддержание низкоамплитудных длинноволновых колебаний динамического забойного давления в сторону репрессии и депрессии позволило управлять скважинными процессами и продолжать бурение (первичное вскрытие) горизонтальных скважин длиной 1000 метров в сложных условиях массивного трещинного резервуара месторождений юга Сибирской платформы.

Таким образом, базируясь на многолетнем производственном опыте кустового бурения месторождений юга Сибирской платформы, на основе теоретических выкладок и производственных данных уточнена гидродинамическая модель процесса горизонтального бурения в сложных кавернозно-трещинных карбонатных коллекторах.

В итоге авторами обоснована применимость волновой технологии (первичного вскрытия) (рис. 1) с «комбинированным регулируемым давлением» и гарантированный (доверительный) интервал эквивалентных забойных давлений при первичном вскрытии трещинных систем рифея с АНПД в нефтегазовой залежи горизонтальным бурением, позволяющие создать требуемые условия безопасности работ и обеспечивающие эффективную проводку ствола скважины с минимизацией возможных осложнений в процессе бурения [7].



Рисунок 1 – Применение технологии первичного вскрытия с «комбинированным» регулируемым давлением (Сверкунов, Вахромеев, 2013,2020)

Вывод

Настойчивый поиск эффективных технологических решений привел авторов к более выверенному пониманию горно-геологических условий (бурения) трещинных карбонатных коллекторов с одной стороны, и реального диапазона рабочих параметров той технологии первичного вскрытия, которая действительно выдержала многолетние испытания практикой горизонтального бурения.

Библиографический список:

1. Белонин М. Д. Аномально высокие пластовые давления. Происхождение, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов / М. Д. Белонин, В. И. Славин, Д. В. Чилингар; под ред. д-ра геол.- минерал. наук Н. С. Окновой. – Санкт-Петербург : Недра, 2005. – 324 с. – Текст : непосредственный.
2. Боровский Л. В. Анализ влияния физических деформаций коллекторов на оценку экспл. запасов подземных вод в глубоких водоносных горизонтах// Методы изучения и оценка ресурсов глубоких подземных вод // С. С. Бондаренко, Г. С. Вартамяна. – Москва: Недра, 1986. – 479 с. – Текст : непосредственной.
3. Глубокая скважина как стенд гидравлических «on-line» исследований напряженного состояния горного массива флюидонасыщенных трещинных коллекторов / А. Г. Вахромеев, В. М. Иванишин, С. А. Сверкунов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геодинамика и тектонофизика. – 2019. – № 10 (3). – С. 761-778.
4. Бурение скважин на нефть и газ в сложных горно-геологических условиях: трещинные природные резервуары, АНПД и АВПД пластовых флюидных систем: монография. / А. Г. Вахромеев, С. А. Сверкунов, В. М. Иванишин, А. И. Ильин. – Иркутск : Изд-во ИРНТУ, 2019. – 420 с. – Текст : непосредственный.

5. Проблемы и перспективы волновой технологии многофазных систем в нефтяной и газовой промышленности : монография / Р. Ф. Ганиев, Л. Е. Украинский, В. Е. Андреев, Ю.А. Котенев. – Санкт-Петербург: ООО «Недра», 2008, – 212 с. – Текст : непосредственный.

6. Кашников Ю. А. Экспериментальные и теоретические исследования изменения трещинной проницаемости коллекторов Юрубчено-Тохомского месторождения / Ю. А. Кашников, С. Г. Ашихмин, С. Ю. Якимов. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 2. – С. 36-41.

7. Патент № 2598268 С1 Российская Федерация, МПК E21B21/08 Способ первичного вскрытия сложного кавернозно-трещинного карбонатного нефтегазонасыщенного пласта горизонтальным стволом большой протяженности: № 2015143851/03: заявл. 13.10.2015 г.: опубл. 20.09.2016 / Сверкунов С. А., Вахромеев А. Г., Сираев Р. У; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт Земной коры Сибирского отделения Российской академии наук – Текст : непосредственный.

8. Сверкунов С.А. Бурение горизонтальных стволов скважин в сложных карбонатных коллекторах с низкими градиентами пластового давления углеводородных систем : учебное пособие / С. А. Сверкунов, А. Г. Вахромеев. – Вологда: Издательство «Инфра-Инженерия», 2020. – 240 с. – Текст : непосредственный.

9. Фукс А.Б. Пластовые углеводородные системы и продуктивность месторождений южной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции: специальность 04.00.17 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук / А. Б. Фукс; Москва. – 2000. – 32 с. – Текст : непосредственный.

10. Фукс А.Б. Генезис нефтяных оторочек залежей Непско-Ботуобинской антеклизы / А. Б. Фукс, Б. А. Фукс. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1979. – № 2 - С. 47-50.

11. Промысловая характеристика продуктивных пластов юго Сибирской платформы / Б. А. Фукс, В. А. Ващенко, А. Г. Москалец [и др.]; ред. Б. А. Фукса. – Москва : Недра, 1982. – 185 с. – Текст : непосредственный.

12. Результаты гидродинамических исследований нефтенасыщенных трещиноватых карбонатов Юрубчено-Тохомской зоны / Б. А. Фукс, Я. И. Иванов, А. Б. Фукс [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 7. – С. 1297-1304.

13. Харахинов В. В. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Курумбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления / В. В. Харахинов, С. И. Шленкин. – Москва : Научный мир, – 2011. – 420 с. – Текст : непосредственный.

14. Харахинов В. В. Трещинные резервуары нефти и газа / В. В. Харахинов, С. И. Шленкин. – Москва : Научный мир. – 2015. – 284 с. – Текст: непосредственный.

ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ СМЯТИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В ПЕРИОД КОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИН

Семененко А. Ф., Белоусова И. В., Тюменский индустриальный университет,
кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», г. Тюмень,
semenenkoaf@tyuiu.ru, belousovaiv@tyuiu.ru

После окончания строительства скважин в районах Крайнего Севера, в частности, на Соленинском месторождении, часто возникает необходимость их консервации от одного месяца до 2-3 лет. Это связано с отставанием строительства шлейфов к скважинам (особенно в летнее время), газопроводов к вновь вводимым в эксплуатацию месторождениям и неравномерного потребления газа промышленными предприятиями г.Норильска, когда из-за уменьшения газопотребления в летнее время приходится останавливать ряд скважин. Предотвращение смятия обсадных колонн возможно, как за счет прогрева скважин в период консервации, так и за счет реализации мероприятий, методов и способов, выполняемых до консервации скважин. С целью получения номинального диаметра ствола скважин при бурении под кондуктор и полного замещения бурового раствора цементным большое значение имеет предупреждение кавернообразования. Анализ промысловых материалов по смятию обсадных колонн, а также теоретические и экспериментальные работы показали [1], что причиной смятия обсадных колонн является высокое давление, возникающее при замерзании невытесненной водосодержащей среды (буферной жидкости) или бурового раствора в колонных пространствах скважины. Поэтому необходимо исключить применение замерзающей буферной жидкости. На ряде скважин Южно- и Северо-Соленинских месторождений при продавке цементного раствора наблюдаются поглощения его из-за превышения давления гидроразрыва горных пород пород. В связи с этим, цементирование промежуточной и эксплуатационной колонн рекомендуется производить облегченными тампонажными растворами с кольматирующими добавками.

Для предотвращения смятия обсадных труб в скважине при замерзании жидкости в кавернах и межколонных пространствах при температуре мерзлых пород ниже минус 3 °С применяются специальные способы: периодический (регулируемый) прогрев скважин, управляемое замораживание.

Предупреждение возникновения давления обратного промерзания путем прогрева скважин применяется на многих месторождениях Крайнего Севера. Для осуществления этого способа жидкость - теплоноситель (хлористый кальций и т. д.) подогревается на устье и производится ее циркуляция в скважине через спущенные НКТ до подошвы мерзлоты.

В зависимости от геокриологических условий ММП для конкретных месторождений необходимо знать периодичность и длительность прогревов, безопасное время простоя, температуру теплоносителя и т. д. Продолжительность прогрева для оттаивания пород радиусом r определяется по формуле [2]:

$$\tau = \frac{K_B * l * (2r^2 * \ln \frac{r}{r_H} - r^2 - r_H^2)}{4\lambda_T(t_K - t_\Phi)} \quad (1)$$

Коэффициент теплопроводности талых пород λ_T принимается согласно [3].

При заданной температуре на стенке кондуктора и радиусе оттаивания температура бурового раствора, подаваемого в скважину, определяется из условия стационарного теплового потока по формуле [3]:

$$t_{ВХ} = t_K \left(\frac{\lambda_T * R}{\ln \frac{r}{r_H}} + 1 \right) \quad (2)$$

где R – термическое сопротивление крепи скважины (труб диаметром 146, 219 и 324 мм и цемента (гельцемента) между ними) определяется согласно [2]. Так для конструкций скважин Южно-Соленинского месторождения оно равняется 0,28 и 0,52 м·К/Вт при заполнении межколонного пространства гелементом и цементом с коэффициентом теплопроводности их 0,58 и 1,16 Вт/м·К соответственно.

При расчетах принято, что промывка скважин производится способом обратной циркуляцией раствором хлористого кальция плотностью 1150-1160 кг/м³ с производительностью 2-4 л/с. Температура на стенке кондуктора изменяется от +2 до +12 °С, а окружающих горных пород от -2 до -8 °С. Принято, что в окружающем околоствольном пространстве оттаивает (замерзает) оставшийся в кавернах буровой раствор плотностью 1100-1500 кг/м³. Результаты расчетов при принятых условиях по формулам (1.1) и (1.2) иллюстрируются (рис. 1).

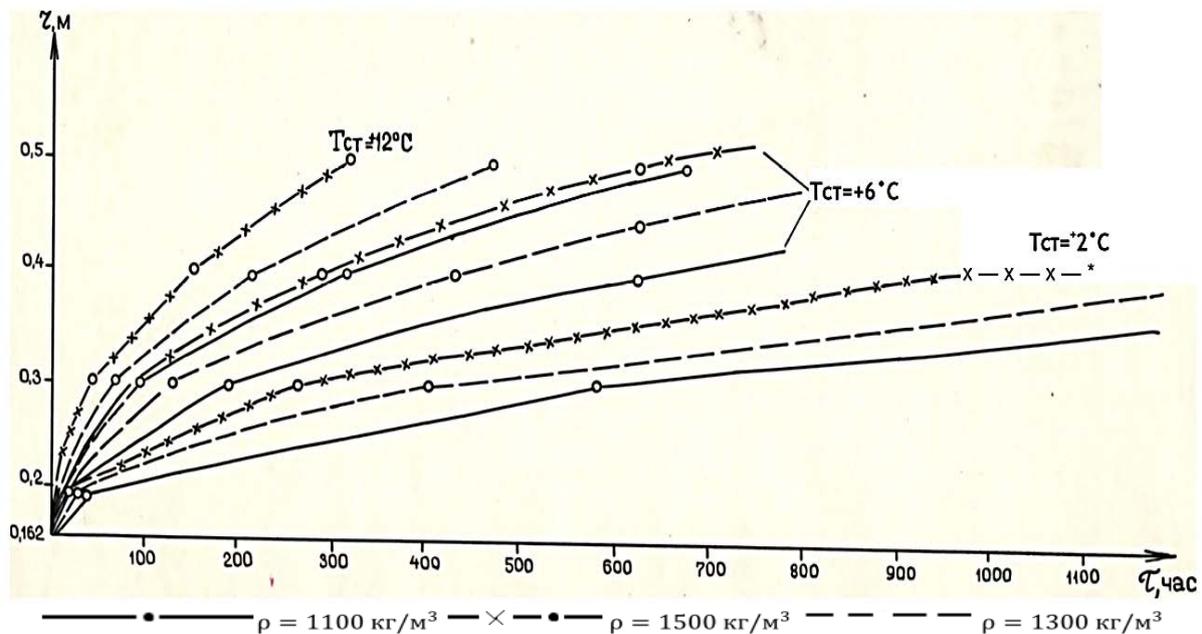


Рисунок 1 – Радиус оттаивания промывочной жидкости в кавернах при $T_{ст} = +2, +6$ и $+12$ °С

Из анализа полученных графических зависимостей следует, что чем выше температура на стенке кондуктора, тем меньше требуется времени на прогрев скважины для получения необходимого радиуса оттаивания. Наименьшее время требуется для оттаивания в кавернах жидкости имеющей большую плотность.

После проведенного прогрева необходимо знать продолжительность безопасного простоя скважины, то есть время возвращения нулевой изотермы к контуру скважины. Задача о динамике этого процесса во времени относится к числу наиболее сложных задач математической физики. Основной трудностью решения указанной задачи является необходимость учета изменения агрегатного состояния и теплофизических характеристик среды, в результате чего задача становится нелинейной. Кроме того, при промерзании одновременно с изменением температурного поля имеет место массоперенос, вызванный перемещением влаги.

В большинстве случаев, когда при промерзании отсутствует влагоперенос, для практических целей расчет процесса промерзания влажного грунта можно ограничить расчетом его теплового режима с учетом фазового перехода воды. В силу того, что в зависимости от физических свойств грунта фазовые переходы происходят как полностью при температуре замерзания (грубодисперсные грунты), так и в спектре температур (тонкодисперсные), возможны две постановки задачи о промерзании без учета миграции влаги. Математические формулировки их представлены в работах [4, 5].

В связи с тем, что точное решение вышеуказанных постановок задач о промерзании грунта является сложным, то широкое применение получили приближенные решения задачи Стефана различными методами. Используя, например, метод Лейбензона [6], можно получить приближенное решение задачи о скорости промерзания и динамике температурного поля вокруг ствола скважины, на стенках которого поддерживается постоянная температура t_1 .

Время обратного промерзания водосодержащих масс можно определить по упрощенной формуле, выведенной на основании [1, 7] Л. Д. Калининским:

$$\tau = \frac{i * m + C_{п} * \rho_{п} (t_{ср} - t_{ф})}{\lambda_{м} (t_{ф} - t_{м})} * \left[\frac{1}{4} (r_{к}^2 - r^2 - \frac{r^2}{2} * \ln \frac{r_{к}}{r}) \right], r \quad (3)$$

Для конкретных условий (то есть при заданных $r_{к}$, $\lambda_{м}$, $\rho_{п}$, $C_{п}$, $t_{ф}$, $t_{м}$, r) из (1.3) при каждом фиксированном времени промораживания получаем соответствующее значение радиуса промерзшего грунта (бурового раствора). Практически в (1.3) удобнее задавать $r_{к}$ и находить τ .

Для осуществления расчетов по этой формуле необходимо знать теплоемкость талого и теплопроводность замерзающего бурового раствора в зависимости от его плотности. Теплоемкость бурового раствора принимается согласно [4]. Теплопроводность мерзлого бурового раствора определяется по следующей зависимости [8]:

$$\lambda_M = K_B(\lambda_L - \lambda_r) + \lambda_r. \quad (4)$$

Величина коэффициентов теплопроводности и теплоемкости, а также водосодержание, определенные по формулам [9], в зависимости от плотности бурового раствора приведены в таблице 1.

Таблица 1

Теплопроводность, теплоемкость и водосодержание бурового раствора в зависимости от его плотности

Теплофизические параметры	Плотность бурового раствора, кг/м ³				
	1100	1200	1300	1400	1500
Водосодержание, доли единиц	0,85	0,73	0,63	0,54	0,46
Коэффициент теплоемкости Вт/м·К	2,19	2,05	1,94	1,81	1,69
Теплоемкость, кДж/кг·К	3,52	3,10	2,81	2,39	2,26

Результаты расчетов по формуле (1.3.) иллюстрируются рисунок 2.

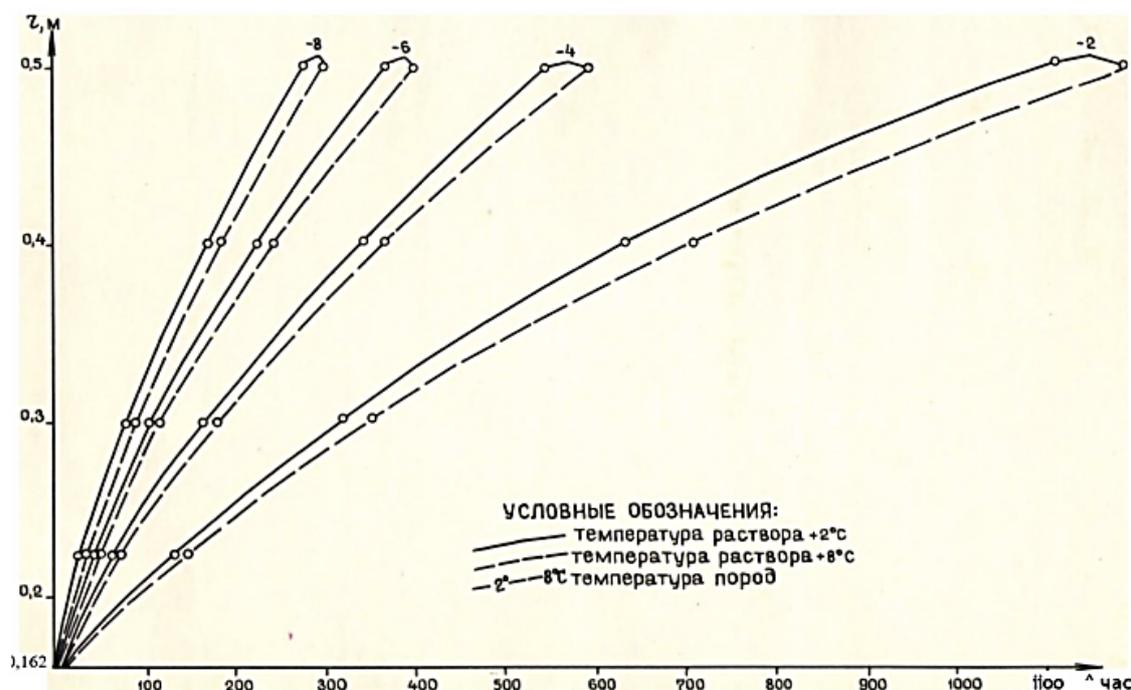


Рисунок 2 – Время промерзания бурового раствора плотностью 1500 кг/м³ в зависимости от температуры окружающих пород и раствора

Из рисунка 2 следует, что чем больше радиус каверн, заполненных буровым раствором, и чем выше температура этой жидкости, тем длительнее процесс замерзания жидкости.

Для сокращения времени прогрева скважин и увеличения промежутка времени между прогревами необходимо его осуществлять с более высокими температурами 50-80 °С. За счет этого необходимый радиус оттаивания до-

стигается за более короткое время. Полученная зона оттаивания жидкости будет замерзать более длительное время. Но повышение температуры раствора при циркуляции в скважине, в свою очередь, приводит к температурным напряжениям колонн, которые могут привести к их деформациям при удлинении. Поэтому за оптимальную при прогреве скважин принята температура $+25 \div +30$ °С, которая незначительно выше температуры циркулирующей жидкости на устье при бурении скважин и добываемого газа.

Применение метода регулируемого прогрева с поддержанием положительной температуры на стенке кондуктора связано с необходимостью постоянного содержания на скважине оборудования для прогрева (цементировочного агрегата, ППУ), особенно в летнее время – период бездорожья. Поэтому для исключения этого недостатка и упрощения схемы оборудования, прогрев скважин рекомендуется проводить с помощью забойного тепла, как за счет циркуляции раствора по НКТ, так и за счет газа при периодической работе скважины. Технологические параметры, время прогрева и время безопасного простоя определяются по вышеприведенным формулам.

Библиографический список:

1. Кузнецов В. Г. Повышение устойчивости крепи скважин в сложных геокриологических условиях : специальность 05.15.10 «Бурение скважин»: дис. ... канд. техн. наук / В. Г. Кузнецов; ТИИ. – Тюмень : 1992. – 200 с. – Текст : непосредственный.
2. Щербич Н. Е. Исследование особенностей строительства скважин в многолетнемерзлых породах и разработка рекомендаций по предотвращению осложнений (НА ПРИМЕРЕ ЮЖНО-СОЛЕНИНСКОГО ГАЗОКОНДЕТСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ) : специальность 05.15.10 «Бурение скважин»: дис... канд. техн. наук / Н. Е. Щербич; ВНИИГАЗ. – Москва, 1983. – 252 с. – Текст : непосредственный.
3. Ермилов О. М. Сооружение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера. Теплофизические и геохимические аспекты / О. М. Ермилов, Б. В. Дегтярев, А. Р. Курчиков. – Новосибирск: Изд-во РАН, 2003. – 223 с. – Текст : непосредственный.
4. А. с. 899868 СССР, МКИ Е 21 В 43/00. Способ предотвращения смятия обсадных колонн при обратном промерзании в зоне многолетнемерзлых пород / П. Т. Шмыгля, А. М. Культиков, В. М. Стояков (СССР). – Оpubл. 1982, Бюл. № 3. – Текст : непосредственный.
5. А. с. 1086126 СССР, МКИ Е 21 В 36/00. Способ предотвращения смятия обсадной колонны в зоне ММП / Н. Л. Шешуков (СССР). – Оpubл. 1984, Бюл. № 14. – Текст : непосредственный.
6. Медведский Р. И. Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномерзлых породах / Р. И. Медведский. – Москва : Недра, 1987. – 230 с. – Текст : непосредственный.

7. А. с. №1629492 СССР МКИ E21 В 43/00. Способ предотвращения смятия обсадных колонн при обратном промерзании в зоне многолетне-мерзлых пород / Б. М. Блинов, Р. И. Медведский, Н. Е. Щербич, Д. М. Баталов. – Опубл. 23.02.91. Вып. № 7. – Текст : непосредственный.

8. РД 00158758-207-99. Методика выбора конструкции скважин в зоне мерзлых пород. – Тюмень: ООО «ТюменьНИИгипрогаз», 1999. – 31 с. – Текст : непосредственный.

9. Шалавин А. М. Методика определения величины давления на обсадные трубы при замерзании промывочной жидкости в скважине / А. М. Шалавин, Г. П. Ключин. – Текст : непосредственный // Бурение. – 1972. – № 9. – С. 24-26.

АНАЛИЗ И РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА РОГОЖНИКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Семеньков Н. Н. группа ТБСа-22, г. Сургут Semenkov_time@rambler.ru

Важнейшим показателем производительности буровой бригады является коммерческая скорость бурения [1]. География эксплуатационного бурения ПАО «Сургутнефтегаз» достаточно широка. Месторождения в значительной степени отличаются друг от друга. Соответственно применять схожие технологии по строительству скважин не представляется возможным. В связи с низкой эффективностью строительства наклонно-направленных скважин все больше возросло количество горизонтальных скважин. Это в свою очередь привело к новым трудностям при строительстве скважин.

Рассмотрим основные факторы влияющие на коммерческую скорость бурения скважин с горизонтальным окончанием на примере Рогожниковского месторождения:

- Технологический;
- Геологический;
- Человеческий.

К технологическим факторам можно отнести оснастку КНБК, тип и параметры бурового раствора, количество и глубина спуска обсадных колонн. Технологическая оснастка КНБК это важнейшая составляющая коммерческой успешности бурения. Основные элементы влияющие на скорость проходки это долото и ВЗД/турбобур. К примеру выяснилось что более агрессивное вооружение PDC долотьев отрицательно сказывается на управляемости КНБК при направленном бурении, что приводило к незапланированным спуско-подъемным операциям. Малые заходности рабочей пары ВЗД (6/7 и ниже) не обеспечивают нужную коммерческую скорость бурения на Рогожниковском месторождении. Бурение под кондуктор осуществляется глинистым раствором, под техническую колонну на первых этапах пробовали бурить на глинистых растворах, но из за осложнений ствола скважин в интервалах Баженовских свит перешли на солевые растворы «Мегабур». При бурении под хвостовик используют только солевые растворы.

Интересен опыт изменения глубины спуска обсадных труб, кондукторские трубы, спускались с обязательным перекрытием вертикальной отметки 750 м. Далее спускалась техническая колонна до входа в проектный горизонт 2815-2830 м, с зенитным углом 85-88 град. Хвостовик 500 м по стволу спускался уже в продуктивный пласт. Для уменьшения длины открытого ствола при бурении технической колонны при котором возникали основные проблемы – трудности с направленным бурением в Баженовских свитах, недохождение нагрузки до долота в интервалах бурения с зенитным углом более 75 град., что в следствии приводит к увеличению времени нахождения ствола в необсаженном виде. Увеличили спуск кондуктора на 200м и сократили спуск технической колонны на 400 м.

К геологическим факторам можно отнести сложность и/или однородность разреза, азимутальные направления и угол падения/возрастания пласта, тектонические разломы, АВПД. Для снижения рисков неопределенности падения углов в горизонтальных скважинах изменили углы входа и интенсивности набора зенитного угла в проектном горизонте, что в совокупности с более точным проектированием профилей скважин дало сокращение времени на бурение [2].

Человеческий фактор это соответствие численно-качественного состава специалистов на буровой для обеспечения строго соответствия строительства скважины проектной документации, а также своевременное предотвращение инцидентов и аварий. Данная проблема решается организационными методами – инструктажи, ротация персонала между коллективами или месторождениями для получения опыта в полевых условиях или дополнительные обучающие курсы в специализированных местах. Более подробно это рассмотрено в статье [3].

Заключение

1. Выбор наиболее подходящей технологической оснастки позволило сократить непроизводительное время на спуско-подъемные операции.

2. Изменения глубин спуска обсадных колонн положительно повлияло на скорость строения скважин, улучшив дохождение долота до забоя, дав возможность с большей интенсивностью набирать зенитный угол при бурении под хвостовик.

3. На этапе проектирования скважины выбор зенитного угла для вскрытия проектного пласта исходя из геологических особенностей коллектора, увеличило общий метраж проходки по нефтенасыщенному горизонту.

4. Об экономическом эффекте рано судить из-за малого количества пробуренных скважин с перечисленными выше изменениями, но по анализу бурения сходных по профилям скважин время бурения сократилось от 2 до 17 часов. Что имеет не плохие перспективы к развитию.

Библиографический список:

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для студентов Т 38 вузов. – В 5 т. Т. 1 /В. П. Овчинников, Ф. А. Агзамов, Т. О. Акбулатов [и др.]; под общ. ред. В. П. Овчинникова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 568 с. – Текст : непосредственный.

2. Константинов К. В. Риски и неопределённости определения углов падения пластов при проводке горизонтальных скважин / К. В. Константинов, Е. И. Лапина, В. А. Пухарев. – Текст : непосредственный // Нефтяная провинция. – 2022. – № 3 (31). – С.68-78.

3. Асылгареев М. Н. Проблема человеческого фактора в части безопасного выполнения работ при бурении нефтяной скважины / М. Н. Асылгареев. – Текст : непосредственный // Вестник магистратуры. – 2019. – № 1-2 (88). – С. 28-29.

ТЕНДЕНЦИЯ ИЗМЕНЕНИЯ МОДЕЛИРУЕМОЙ НАГРУЗКИ НА ПАКЕР ГРП В ПРОЦЕССЕ РАЗГРУЗКИ КОЛОННЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

Шешукова Г. Н., г. Тюмень, ТИУ, доцент, канд. техн. наук, igsh.g@yandex.ru

Для герметичного разобщения интервалов ствола обсадной колонны при проведении технологических операций, осуществление которых требует создания избыточного давления, применяется пакер.

При проведении гидроразрыва пласта (ГРП) используется пакер ГРП или устройство «стингер» для герметичной стыковки колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) с воронкой при проведении многосекционного ГРП (далее - пакер ГРП).

Установка пакера ГРП осуществляется осевым перемещением без вращения лифта ГРП. Герметичность затрубного пространства достигается благодаря действию упругих свойств материала уплотнений и обеспечивается за счет создания осевой сжимающей нагрузки от массы колонны НКТ на пакер ГРП путем ее разгрузки.

Инструкции по эксплуатации пакеров ГРП, регламентируют осевые нагрузки для посадки пакера (так называемые, усилие пакеровки, установочный вес). В промышленных условиях величина нагрузки на пакер ГРП определяется как разность весов на крюке при спуске колонны НКТ и после разгрузки инструмента. От величины нагрузки на пакер ГРП зависит успех операции, но иногда ее оказывается недостаточно для герметизации пакера.

В процессе спуска колонны НКТ в скважину происходит взаимодействие ее со стенками скважины и заполняющей жидкостью.

Создаваемые напряжения в колонне труб НКТ при движении носят сложный характер, зависящий от многочисленных физических и геометрических факторов, и проявляющихся в виде сопротивления, которое оказывает скважина спуску и разгрузке колонны НКТ на пакер.

При разгрузке колонны НКТ на пакер возникает "баклинг-эффект" - потеря устойчивости колонны труб, ее синусоидальный и спиральный изгибы, прогрессирующие в процессе операции. В результате часть разгружаемого веса теряется в спиралевидной части колонны НКТ из-за касания труб о стенки скважины, за счет увеличения сил трения о стенки обсадной колонны и нагрузка от веса ее сжатой части на пакер полностью не передается.

Величина снижения веса колонны труб при спуске и ее разгрузки зависит от пространственного искривления траектории скважины, жесткости спускаемых труб, коэффициента трения, свойств жидкости в стволе скважины и других менее значимых факторов.

Учесть основные скважинные условия транспортировки пакеров можно при моделировании в программных комплексах, в т. ч. предназначенных для проектирования бурения скважин, отечественных или зарубежных фирм – разработчиков, позволяющих определить нагрузки, действующие на колонну НКТ и пакер ГРП при спуско-подъемных операциях и разгрузке колонны НКТ.

В результате расчёта можно получить вес на крюке, необходимый для доведения заданной нагрузки на пакер или по задаваемой нагрузке на пакер определить необходимый вес на поверхности (разгрузку колонны).

На рисунке 1 приведена зависимость изменения нагрузки на пакер при уменьшении веса колонны НКТ на поверхности для наклонно-направленной скважины с отходом более 1000 м, полученная на основе результатов моделирования с применением программного обеспечения.

При варьировании значения веса на устье (Q_{yi} , т) определялась соответствующая нагрузка на пакер (Q_{pi} , тс), разгрузка колонны (Q_{ri} , т) рассчитывалась по формуле:

$$Q_{ri} = Q_c - Q_{yi},$$

где Q_c – вес на устье при спуске колонны НКТ до ее разгрузки, т; i – моделируемый замер веса колонны НКТ на устье.

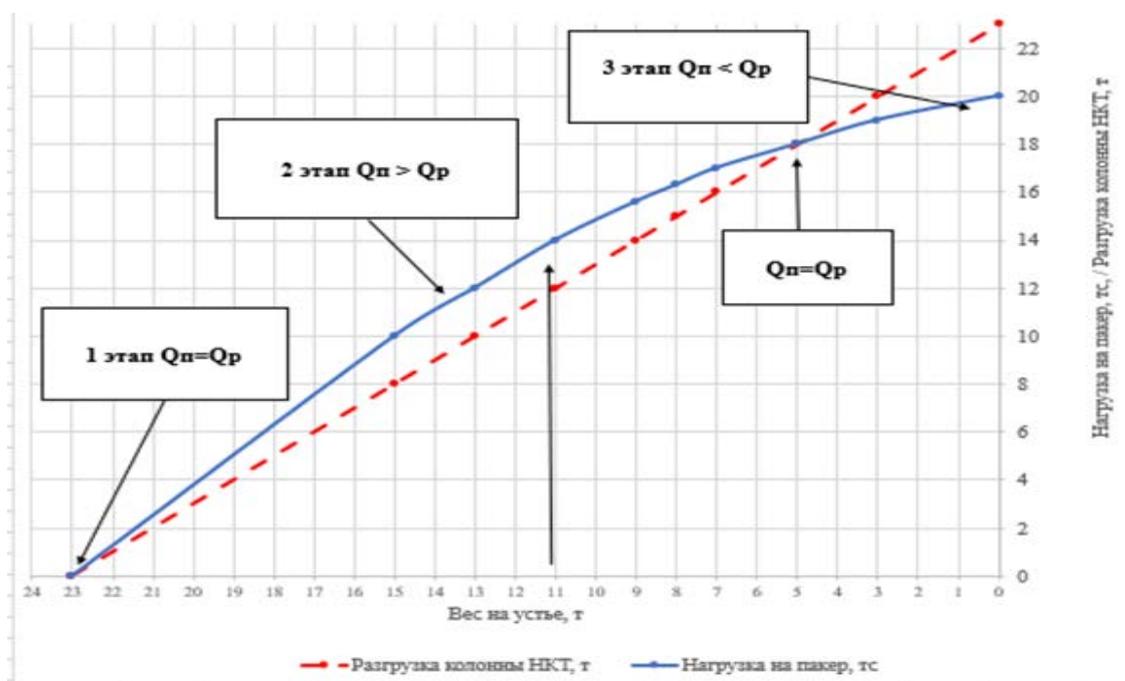


Рисунок 1 – Изменение нагрузки на пакер ГРП в процессе разгрузки колонны НКТ на примере наклонно-направленной скважины с отходом более 1000 м

Из графика (рисунок 1) видно, что до некоторого момента нагрузка на пакер равна, а затем больше, чем величина разгрузки колонны.

Дальнейшая разгрузка после равенства значений разгрузки колонны веса, передаваемого на пакер, не приводит к значительному увеличению нагрузки на пакер относительно разгруженного веса колонны.

По результатам моделирования установки пакера ГРП для ряда скважин выделены следующие периоды передачи разгруженного веса колонны НКТ на пакер ГРП:

- первый период. Текущее значение величины разгрузки колонны НКТ (Q_p) равно нагрузке на пакер (Q_n). Этот период соответствует различной величине разгрузки колонны: для приведенной скважины – менее 1 т.

- второй период. Превышение нагрузки на пакер ГРП над разгруженным весом колонны НКТ ($Q_n > Q_p$).

На графике (рисунок 1) имеется плавное увеличение, а затем снижение передаваемой нагрузки на пакер относительно разгрузки колонны НКТ до их равенства ($Q_p = Q_n$). На этой стадии в колонне НКТ уже появляется спиральный изгиб. Для скважин в зависимости от профиля и применяемого оборудования второй период может отсутствовать.

-третий период. После равенства нагрузки на пакер и величины разгрузки колонны НКТ нагрузка на пакер ГРП становится меньше разгруженного веса колонны и затем практически перестает изменяться вплоть до полной разгрузки колонны ($Q_p > Q_n$). Спиральный изгиб колонны НКТ имеет место на значительной длине колонны НКТ.

Для наклонно-направленной скважины с отходом более 1000 м (рис.1) моделируемый вес колонны при спуске до разгрузки колонны составлял 23 т. Для создания нагрузки на пакер, например, 14 тс, на устье должно быть не менее 9 т, исходя из производственной практики, а моделируемый вес колонны 11 т, т. е. чтобы создать нагрузку на пакер 14 т достаточно разгрузить колонну на 12 т.

Вес колонны на устье 11 т, а не 9, т. к. силы сопротивления осевому перемещению колонны при ее разгрузке уменьшились за счет того, что значительная часть колонны перешла в «область с низким трением» при растягивающей нагрузке примерно от -5 тс до +5 тс, а при растягивающей нагрузке равной 0 тс трения совсем нет.

При больших сжимающих нагрузках трение опять появляется, силы сопротивления увеличиваются за счет большего контакта колонны НКТ со стенками обсадной колонны при ее спиральном изгибе.

Выводы

1 Программное обеспечение, используемое при проектировании бурения скважин, позволяет рассчитать доставляемую нагрузку на пакер на основе параметров траектории ствола скважины, конструкции, характеристик спускаемой колонны НКТ.

2 Ситуация, при которой для создания нагрузки на пакер ГРП достаточно разгрузить колонну меньше, чем значение требуемой нагрузки на пакер ГРП, имеет место, когда нет спирального изгиба колонны НКТ или он на малой ее длине.

АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ АВАРИЙ И ОСЛОЖНЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Яворский Н. С., гр. БСб-19-1, ТИУ

Строительство скважин – самый затратный сегмент в нефтегазовой отрасли. При этом с каждым годом расходы на все процессы, связанный со строительством скважины увеличиваются из-за перехода на всё более сложные объекты строительства (геология, метеорологические и климатические условия). Растет число осложнений и аварий. И, хотя, те или иные осложнения зачастую ожидаются, отследить их возникновение порой не представляется возможным, а обнаружение происходит спустя долгий по меркам бурения промежуток времени. Такая ситуация нередко может привести к авариям, таким как прихват, ГНВП, обрыв колонны и т.д. И здесь, кроме затрат на ликвидацию аварий или самой скважины появляется риск возникновения экологических проблем, как, например, разлив нефти на площади в 75000 км² после взрыва нефтяной платформы «Deerwater Horizon» в Мексиканском заливе, что повлекло за собой гибель тысячи животных. Для того, чтобы избежать подобные катастрофы и свести всё негативное влияние от осложнений и аварий к минимуму, необходимо прогнозировать их возникновение, что даст возможность принять меры по предотвращению.

Разработка автоматизированных систем по прогнозированию осложнений и аварий в процессе бурения является одной из ключевых тем ряда исследований: от механизмов прогнозирования, до рабочих систем.

При этом для данного направления исследований характерны определенные проблемы, одна из которых – как совместить модели искусственных нейронных сетей с узкой специализацией прогнозирования и методов машинного обучения для эффективного решения комплекса задач по прогнозированию аварий и осложнений (с учетом геолого-физических и геолого-технических условий) [1]. Решением этой проблемы является некая основа, но какая именно?

Один из рабочих вариантов объединения моделей для прогнозирования и предотвращения осложнений и аварий представлен в статье Дмитриевского «Использование методов искусственного интеллекта для предотвращения осложнений при строительстве скважин» [2]. Информация (параметры режима бурения, геологическая обстановка, данные станции ГТИ) с одних блоков передается на другие блоки, которые анализируют и прогнозируют возможность возникновения того или иного осложнения и аварии, а затем преобразуют и передают полученные прогнозы. Из недостатков модели выделяется краткосрочная перспектива прогноза.

Сравнительный анализ моделей прогнозирования позволяет выявить недостатки и определить фронт их дальнейшего развития. В ходе одного из таких анализов объекта патента и других моделей в патенте RU 2745136 «Автоматизированная система выявления и прогнозирования осложнений в процессе строительства нефтяных и газовых скважин» был обнаружен еще один важный недостаток моделей – отсутствие привязки к конкретным геолого-физическим условиям, и, следовательно, точности прогноза [3]. Запатентованная система представляет собой автоматизированную сеть модулей (рис. 1), с помощью которых искусственный интеллект обрабатывает два типа данных ГТИ – получаемых в режиме реального времени и хранящихся в базе данных. Это, в свою очередь позволяет обеспечить высокую сходимость прогноза с фактической ситуацией в полевых условиях.

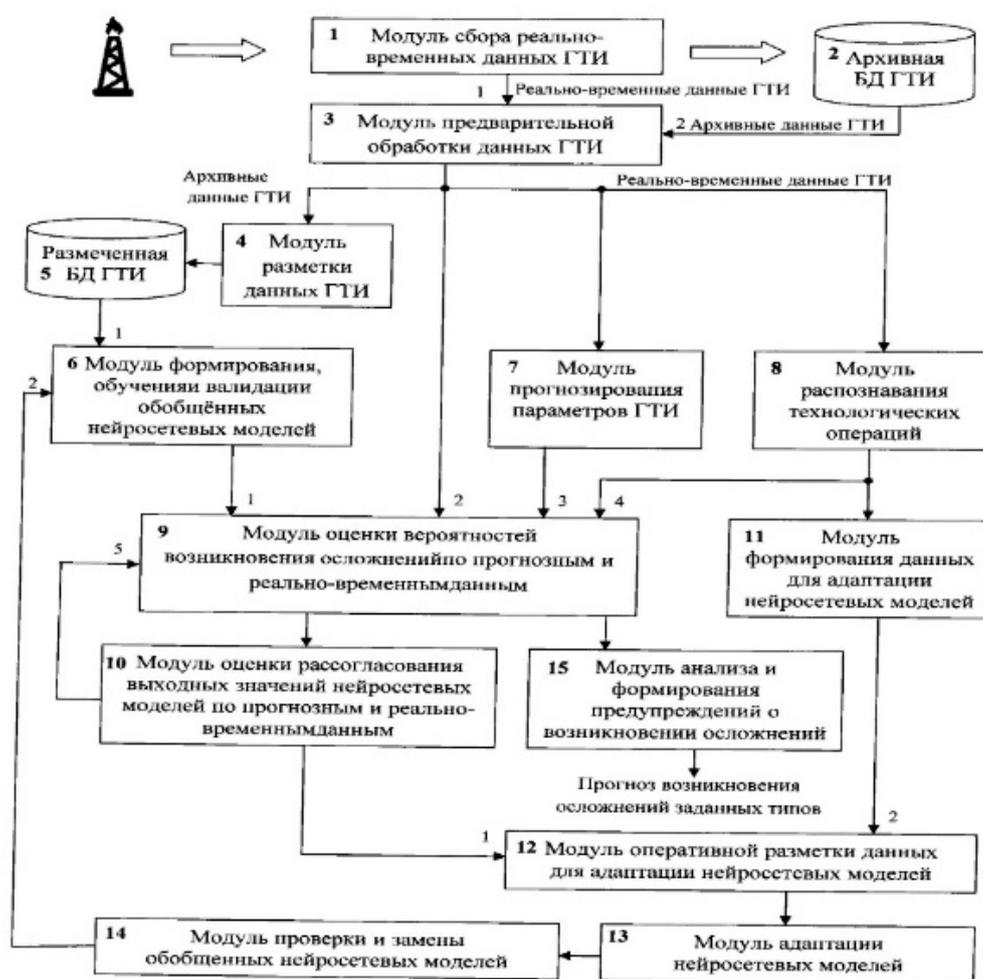


Рисунок 1 – Схема взаимосвязи модулей

Для создания эффективной модели прогнозирования, способной с высокой точностью и скоростью предоставлять прогнозы по спектру осложнений и аварий, необходимо провести огромную работу по анализу различных

массивов данных, а также выявить отсутствие или наличие связи между данными ГТИ, режима бурения и геологии, которая будет являться маркером возникновения осложнений и аварий. Это основная задача тех, кто занимается изучением вопроса прогнозирования аварий и осложнений. Полученные результаты исследований принесут пользу при попытках создать модель прогнозирования широкого спектра с высокой прогнозирующей способностью. Для подобных исследований необходимо обладать доступом к базам данных с реальных скважин, где возникали и возникают осложнения и аварии. Однако получению доступа во многом препятствует отсутствие открытости и наличие корпоративной тайны многих нефтегазовых компаний, что также косвенно является проблемой в этой области исследований.

Библиографический список:

1. Применение методов искусственного интеллекта для выявления и прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин: проблемы и основные направления решения / А. Д. Черников, Н. А. Еремин, В. Е. Столяров [и др.]. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2020. – № 3. – С. 87-96.

2. Использование методов искусственного интеллекта для предотвращения осложнений при строительстве скважин / А. Н. Дмитриевский, Н. А. Еремин, А. Д. Черников, Л. И. Зинатуллина. – Текст : непосредственный // Известия Тульского государственного университета. Науки о земле. – 2021. – № 4. – С. 132-145.

3. Пат. 2745136 Российская Федерация, МПК E21B44/00 G06N3/02 G05B13/04. Автоматизированная система выявления и прогнозирования осложнений в процессе строительства нефтяных и газовых скважин : № 2020129671 : заявл. 08.09.2020 : опубл. 22.03.2021 / Дмитриевский А. Н., Еремин Н. А., Черников А. Д., Чашина-Семенова О. К., Фицнер Л. К. ; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской академии наук – Текст : непосредственный.

МИНИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕХНОЛОГИИ МГРП В НЕЦЕМЕНТИРУЕМОМ ГОРИЗОНТАЛЬНОМ УЧАСТКЕ СКВАЖИН ТРЕХКОЛОННОЙ КОНСТРУКЦИИ

Янусов О. А., группа ВСм – 21-1, г. Тюмень, Oleg.klass@bk.ru

Суть гидравлического разрыва пласта (ГРП) заключается в раскрытии, развитии и последующем закреплении создаваемых трещин, обеспечивающих увеличенную зону притока из пласта к забою. При многозонном ГРП (МГРП) последовательно осуществляется воздействие на каждый участок ствола

(в интервале горизонтального ствола ГРП проводится через каждые 150 – 200 метров). Технология МГРП подразумевает спуск многоступенчатой компоновки хвостовика в интервале горизонтального участка (ГУ) и может производиться как в цементируемом, так и в нецементируемом ГУ [1].

С учетом разработки и внедрения новых систем буровых растворов, разработанных в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», и наработки опыта применения технологий, предназначенных для бурения ГС, на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» реализовано облегчение конструкции за счет отказа от размещения в продуктивной части секции хвостовика (рис.1). Исключение хвостовика из конструкции ГС позволяет отказаться от смены типоразмера бурильного инструмента, ожидания затвердевания цемента, геофизических исследований и других операций [2].



Рисунок 1 – Изменение конструкции скважин

К настоящему времени технология бурения скважин трехколонной конструкции (ЗКК) внедряется в промышленных масштабах, пробурено свыше 350 скважин. Коммерческие скорости бурения ЗКК сопоставимы с наклонно-направленными и в среднем превышают коммерческие скорости ГС со стандартной конструкцией. При бурении на группы пластов Б, Ач и Ю заканчивание в скважинах ЗКК осуществляется с проведением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) по различным технологиям. В последние годы осуществляется подбор оптимальных технологий как для цементируемого ГУ, так и разобщенного на отдельные интервалы заколонными пакерами (цементирование обсадной колонны осуществляется манжетным способом) [3].

Во время спуска компоновки МГРП в нецементируемом участке используются заколонные нефте/водонабухающие пакера для разобращения интервалов ГРП. В результате при бурении на Юрскую группу пластов из-за жесткости конструкции есть риск недопуска колонны с пакерами – соответственно есть вероятность недохождения манжетного узла в скважинах трехколонной конструкции (ЗКК) до плановой глубины. Данная проблема объясняется таким фактором, как повышенное трение при сложном профиле.

Проведен анализ фактических профилей скважин с различной сложностью пространственного искривления и с успешным результатом спуска компоновки МГРП с заколонными пакерами. Всего было рассмотрено 6 скважин с проектов других недропользователей и 1 скважина (скважина № 7), пробуренная в 2015 году ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (таблица 1). Для анализа были использованный следующие критерии:

- Первый критерий – пространственная интенсивность;
- Второй критерий – разворот горизонтального участка относительно первоначального азимута бурения участка стабилизации (рисунок 2);
- Третий критерий – смещение точки вскрытия продуктивного пласта от устья скважины [4].

Таблица 1

Данные фактических профилей рассматриваемых скважин

Номер скважины	Максимальная интенсивность искривления, (° /10 м)	Разница азимута между участком стабилизации и начала горизонтального участка, (°)	Смещение точки Т1 от устья, (м)
№1	2,478	30	1700
№2	1,95	45	1170
№3	2,413	120	900
№4	2,48	14	720
№5	1,994	120	1145
№6	2,33	50	1027
№7	2,36	0	1124

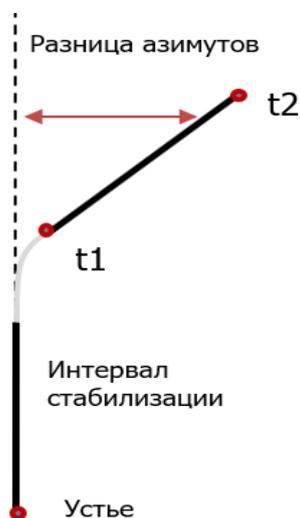


Рисунок 2 – Условная схема расчета отклонения от азимута интервала стабилизации при бурении ГУ

Максимальная интенсивность у рассматриваемых скважин составила 2,5 °/10 м. Принимая это значение в расчет, определим влияние отклонения азимута горизонтального участка от азимута интервала стабилизации при спуске обсадной колонны с помощью специального ПО (рис. 3).

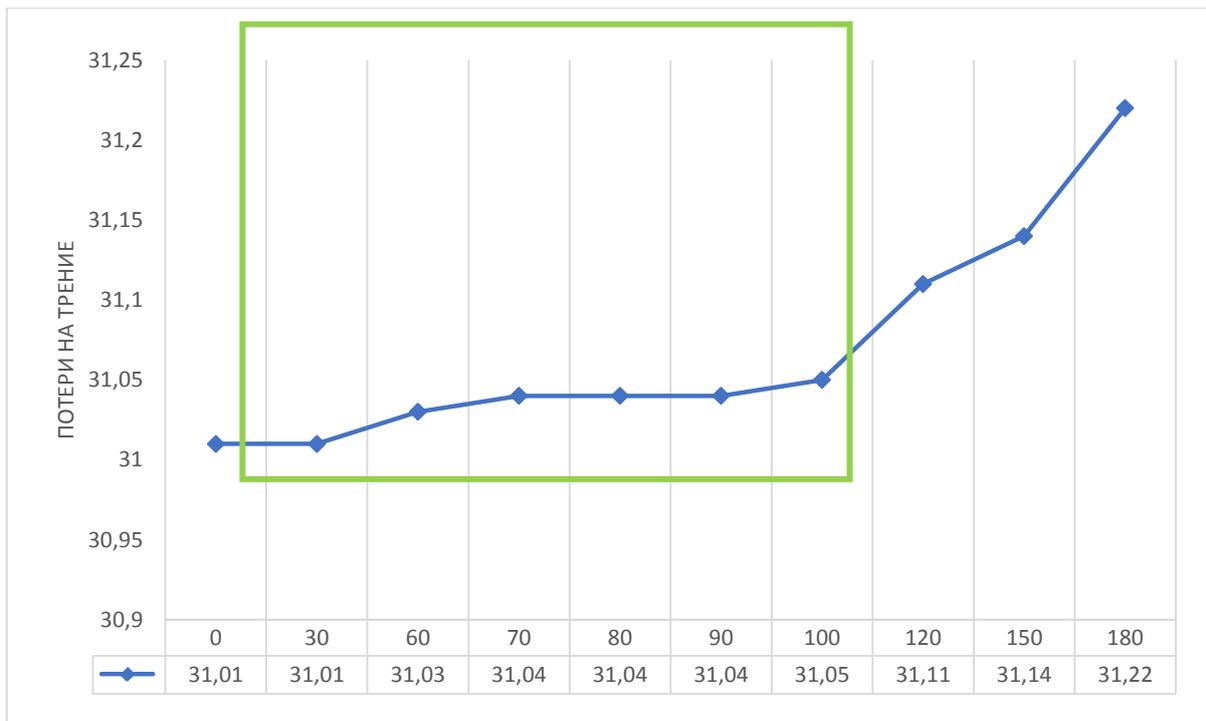


Рисунок 3 – График полученных значений при спуске обсадной колонны труб

Из выполненных расчетов следует, что при бурении горизонтального участка (ГУ) отклонение от первоначального азимута интервала стабилизации до 90-100° несущественно влияет на трение и, как следствие, минимизирует риски при спуске обсадной колонны с компоновкой МГРП. Можно взять во внимание значения, полученные на практике (таблица 3) – у скважин № 3 и № 5 разница в азимутах составляет порядка 120°, но при меньшей пространственной интенсивности искривления.

Анализ фактических профилей скважин показал, что спуск обсадной колонны с компоновкой для МГРП проходит без осложнений при достаточном смещении на точку входа в пласт (точка t1 на профиле). Рекомендуется определять минимальное смещение на точку входа в пласт в зависимости от глубины скважины, исходя из принципа «ухода профиля под себя» (таблица 2). Такие смещения позволяют бурить ствол скважины с зенитным углом не менее 10-15° и исключить бурение профиля под «себя» (без значительного изменения азимуту бурения в транспортной секции).

Таблица 2

Определение минимального смещения на точку T1 от устья скважины

Критерий		Диапазон минимальных значений	
		min	max
Смещение на точку вскрытия пласта t1, м	Глубина по вертикали 3000	700	3100

Таким образом, с учетом проведенных исследований и расчетов технологии МГРП в незацементированном ГУ рекомендуется применять на скважинах, профиль которых соответствует следующим критериям (для скважин буримых на группу пластов «Ю»):

- интенсивность фактической кривизны не более $2,5^{\circ}/10$ м;
- смещение на точку вскрытия пласта – от 700 до 3100 метров;
- разворотом профиля ГУ по азимуту относительно участка стабилизации не более $90-100^{\circ}$.

Библиографический список:

1. Восстановление работоспособности скважин путем зарезки боковых стволов: учебное пособие / Д. Л. Бакиров, Э. В. Бабушкин, М. В. Детин [и др.]. – Тюмень: ТИУ, – 2021. – 102 с.
2. Современный опыт заканчивания облегченных конструкций горизонтальных скважин / Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов, В. А. Бурдыга [и др.] – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 11. – С. 48-53.
3. Эволюция конструкций горизонтальных скважин в Западной Сибири / Д. Л. Бакиров, В. Н. Ковалев, М. С. Бондаренко [и др.] // Бурение и нефть. – 2022 г. – № 10 – С. 3-6.
4. Бакиров Д. Л. Многозабойные скважины: практический опыт Западной Сибири / Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов. – Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати», 2015 – 232 стр.

DEVELOPMENT OF A GENTLE KILLING METHOD BEFORE CONDUCTING HYDRATE-ACID METHODS FOR INTENSIFICATION OF OIL PRODUCTION

Lysenkov A. V.¹, Kamaleeva L. L., Gataullina V. U., Sagitov D. K.²,
Mokrushin R. M.

¹Candidate of Technical Sciences, Associate Professor

²Doctor of Technical Sciences, Professor

Ufa State Petroleum Technological University

Abstract:

At present, the experience of developing oil fields indicates that in the processes of killing wells, as well as during their operation, the filtration-capacitive characteristics of the bottomhole formation zone are gradually deteriorating [1]. In order to find effective solutions, a number of technologies have been tested and tested, with different types of jamming fluid compositions, volumes and injection modes into the well. New chemical reagents for silencing wells used before carrying out the hydrochloric acid method of oil production intensification are presented. Their properties, composition, and advantages are described. The results of the jamming technology using the described chemical reagents are presented.

Keywords: production well, kill fluid, reservoir pressure, hydrochloric acid treatment, collector properties, well jamming technology.

At present, the experience of developing oil fields indicates that in the processes of killing wells, as well as during their operation, the filtration-capacitive characteristics of the bottomhole formation zone are gradually deteriorating [1].

The issues of killing wells that exploit carbonate layers of reef deposits of the Ishimbay group of fields in the Republic of Bashkortostan are relevant nowadays. Killing such wells before repairs is complicated by high gas content of well production, the presence of an open (not cased) bottomhole, high permeability due to the developed fracturing and cavern porosity of the rocks of the bottomhole formation zone (BFZ) (Figure 1).

The experience of traditional methods of killing with highly mineralized aqueous solutions has revealed the following disadvantages: due to the high injectivity of wells and absorption of killing fluids (KF) by the formation, the pressure at the bottom of the wells decreases for a short time, which leads to gas-oil and water shows (GOWS). Adding KF during tripping and repair operations leads to the accumulation of large legs of highly mineralized water in the bottomhole zone. And its emulsification with oil leads to the formation of stable, slow-moving emulsions. The increase in water saturation of rocks in the bottomhole formation zone after the injection of water-based KF reduces the effectiveness of hydrochloric acid stimulation methods.

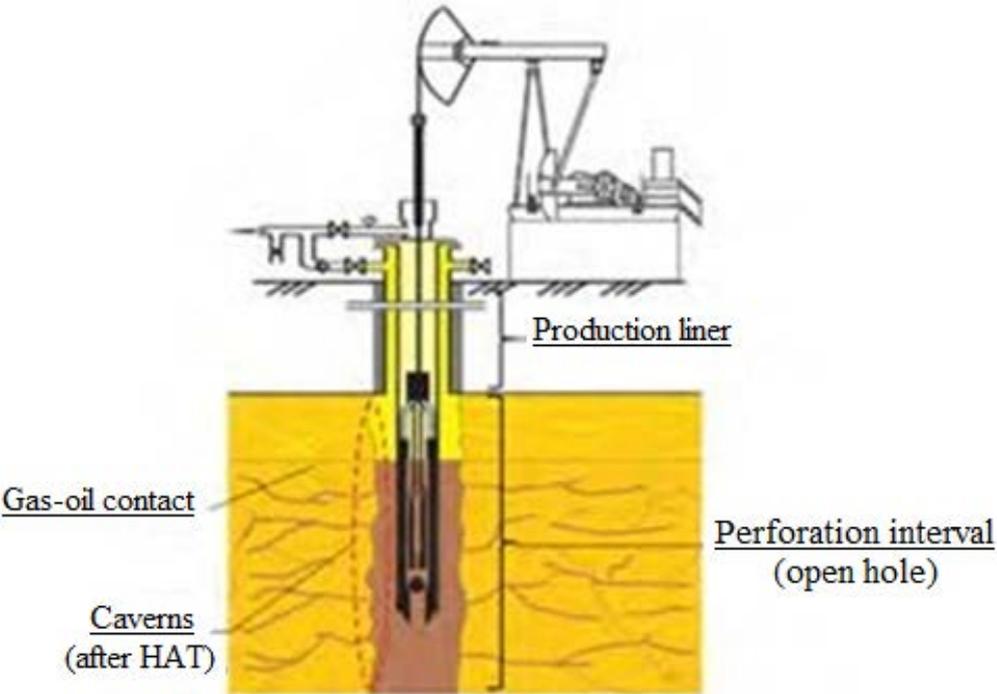


Figure 1 – Scheme of the bottomhole formation zone and open hole wells

The consequence of the usage of highly mineralized KF is also the precipitation of salts in the pores of the bottomhole zone and on the oilfield equipment. All these factors reduce the potential efficiency of wellworks (GTM) carried out at wells, including methods of intensifying oil production, and also delay bringing wells to the regime, which leads to losses in oil production. The authors [1, 2] considered the possibility of using technological methods of killing fractured (carbonate) development objects, which make it possible to reduce the absorption by the KF formation while maintaining the porosity and volume properties of the reservoir. In connection with the individual qualities of wells operating in fractured carbonate formations, the authors of the exploration propose the development of a methodology and algorithm for selecting technologies and compositions of KF that allow maintaining the reservoir properties of BHZ rocks and not reducing the potential efficiency of well interventions, especially hydrochloric acid stimulation methods, which remain practically uncontested. methods of intensifying oil production from carbonate reservoirs.

Studying the features of well killing technologies operating in fractured carbonate formations with abnormally low reservoir pressure and high gas-oil ratio, new killing technologies based on the foam-gel system, water-swelling polymer (WSP), invert-emulsion solutions (IES), cross-linked polymer gels, biopolymers with bridging elements.

For fractured carbonate reservoirs operated by open hole wells, under conditions of abnormally low reservoir pressures and high gas-oil ratio, the most optimal composition for killing in terms of manufacturability, cost and efficiency are foam-gel systems.

The main advantages of these systems are low density, high viscosity and stability, which prevents the loss of KF and gas-oil and water shows during well operations. The usage of this technology at the moment has made it possible to successfully kill 2 wells with anomaly factors of 0.3-0.4 and carry out repair works in them.

Killing of fractured carbonate formations using invert-emulsion solution technologies (Figure 2), cross-linked polymer and biopolymer compositions with bridging agents is expedient in cased hole wells.



Figure 2 – Invert-emulsion solutions

The experience of killing wells exploiting carbonate layers of reef deposits (Figure 3) has shown that the factors that have the greatest impact on the effectiveness of killing operations are (influence by degree of decrease):

1. Low values of the current reservoir pressure (the value of the anomaly coefficient 0.2-0.7);
2. High gas factor (up to 2000 m³/t);
3. The absence, in some wells, of a casing string and cement stone in the interval of reservoir productivity, which causes not only a high hydrodynamic connection between the trunk and the downhole zone, but also the need to prepare large volumes of KF (the estimated amount in this case is determined from the diameter of the rock-destroying instrument during drilling – a bit);
4. Fracturing of the reservoir, the presence of caverns (including those formed as a result of numerous hydrochloric acid treatments).

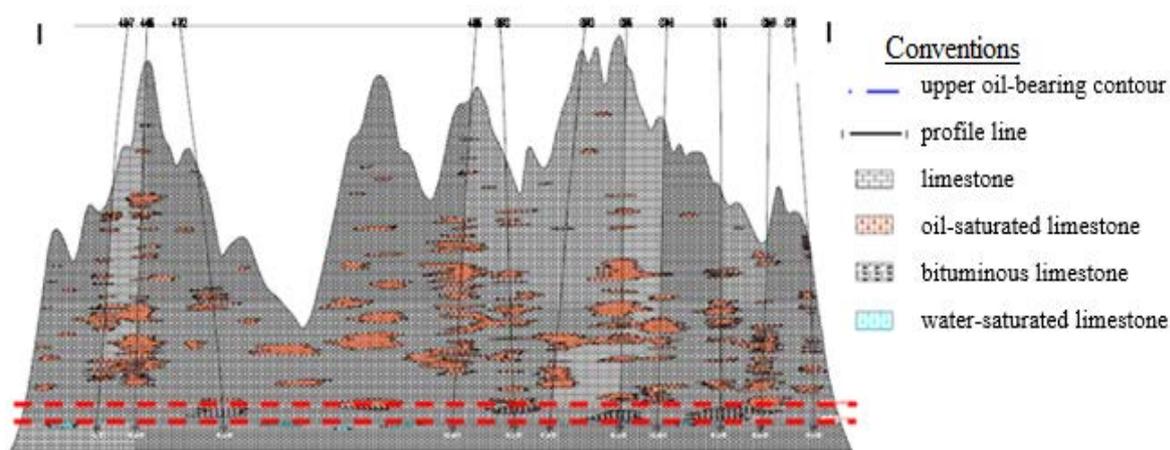


Figure 3 – Geological profile of the deposit with reef deposits

Taking into account these factors, it was decided to search for such compositions of KF that would create a blocking screen in the pore channels of the bottom-hole zone, creating a minimum hydrostatic pressure on the reservoir and capable of breaking down in a given time interval, or with the help of a destructor [7].

The basis for the choice of technologies for killing wells with high reservoir pressure in the fields of LLC "Bashneft-Dobycha" when using aqueous solutions of Ca(NO₃)₂ and CaCl₂, it is recommended to use a surfactant additive - a water repellent [1].

The criterion for choosing a technology for killing wells with abnormally high reservoir pressure (AHRP) is the possibility of using formation waters as a KF. However, when mixing salt compositions of KF based on calcium chloride and formation waters of deposits of the Republic of Bashkortostan, precipitation occurs, which are insoluble sulfates, calcium and magnesium carbonates, and soluble salts - chlorides, formed when mixing heavy LG, may also be present.

Taking into account the obtained data on the compatibility of waters, as well as the variety of precipitated salts, the preparation of high-quality heavy KF of maximum density (1600 kg/m³) is possible only with the use of fresh technical water.

Aqueous solutions of salt compositions of heavy KF affect the porosity and porosity properties (PPP) of the reservoir. The relative decrease in the permeability of the BFZ is comparable to the effect of KF when using calcium chloride [2].

At a depth of 1 m penetration into the reservoir, the decrease in the productivity factor can reach 35 %.

To prevent the precipitation of insoluble salts when mixing incompatible formation waters and KF, an additive of scale inhibitor should be used. Working dosages of inhibitors should be selected based on the results of additional laboratory studies.

In 2018, in the work [2] performed by the employees of LLC "Bashneft-Dobycha", "Technological features of the process of killing wells operated by LLC "Bashneft-Dobycha", the results of the use of KF such as: emulsion blocking composition, bridging compounds and blocking packs based on crosslinked polymers.

Emulsion blocking composition. The use of emulsion compositions based on petroleum emulsifiers makes it possible to preserve the reservoir properties of the bottomhole zone to the maximum and reduce the costs associated with long-term development and bringing the well to the regime after the repair of downhole equipment and secondary drilling; the decline in well productivity in the post-repair period is minimized.

Colmatating compounds. A low-permeable filtration crust forms on the inner surface of the pores. The filtration crust prevents the absorption of liquid by the reservoir and preserves the reservoir properties of the reservoir for the required period of time (Table 1).

Table 1

Results of field tests of killing technologies based on biopolymers with colmatating elements

Well number	Anomaly coefficient	Volume of injected blocking pack, m ³	Estimated well volume, m ³	Type of well completion	Perforation interval, m	Statistical level, m	Reservoir pressure, MPa	Gas factor, m ³ /t	The fact of killing*
E	0,23	25	21	open hole	881,1-1160,0	685	1,7	1500	not killed
F	0,2	25	20	open hole	982,3-1198,0	659	1,6	1300	not killed
G	0,28	30	17	open hole	1095,0-1132,0	605	2,4	400	not killed
A	0,49	27	23	cased	1554,0-1580,0	848	7,5	1560	killed
D	0,15	33	24	open hole	902,0-1159,0	1030	1,2	2000	not killed
H	0,38	30	25	cased	1762,0-1854,0	1187	3,2	800	killed
I	0,34	28	26	open hole	1811,3-1874,0	1158	4,8	2000	not killed

*Determines the presence or absence of excess pressure on the wellhead in difficult and annulus spaces (killed - wellhead pressure is 0, not killed - wellhead pressure is greater than 0).

Blocking packs based on cross-linked polymers. The blocking composition (BC) is a viscoelastic gel designed to kill production wells with high GOR, low (abnormally low) formation pressure, high absorption capacity, having open holes in their design in the zone of fractured carbonate reservoirs (Table 2).

Table 2

Results of field tests of killing technologies based on cross-linked polymers

Well number	Anomaly coefficient	Volume of injected blocking pack, m ³	Estimated well volume, m ³	Type of well completion	Perforation interval, m	Statistical level, m	Reservoir pressure, MPa	Gas factor, m ³ /t	The fact of killing*
A	0,49	49	28	cased	1554,0-1580,0	848	7,5	1560	killed
B	0,31	30	23	open hole	1158,6-1332,0	737	3,5	450	killed
C	0,34	30	24	open hole	922,6-1180,0	640	2,5	600	not killed
D	0,15	30	24	open hole	902,0-1159,0	1030	1,2	2000	not killed

*Determines the presence or absence of excess pressure on the wellhead in difficult and annulus spaces (killed - wellhead pressure is 0, not killed - wellhead pressure is greater than 0).

Blocking the absorption of killing fluid. The technology is effective for killing reservoirs with abnormally low reservoir pressure, including open holes with carbonate reservoirs. The disadvantage is the high cost. At 5 wells with abnormally low reservoir pressure, 4 were killed [3].

Each of the above compositions was developed for the features of the geological structure and technical characteristics of the wells. Based on the data obtained as a result of the performed killing operations, the optimal volumes of KF injection were determined [4].

“Mirrico” group of companies [6] offers the following as additives to killing fluids: water-repellent fluids to prevent process fluid filtration into the productive interval during well killing. It is used as an additive to the main killing fluid (salt solutions) (Figure 4, Table 3).

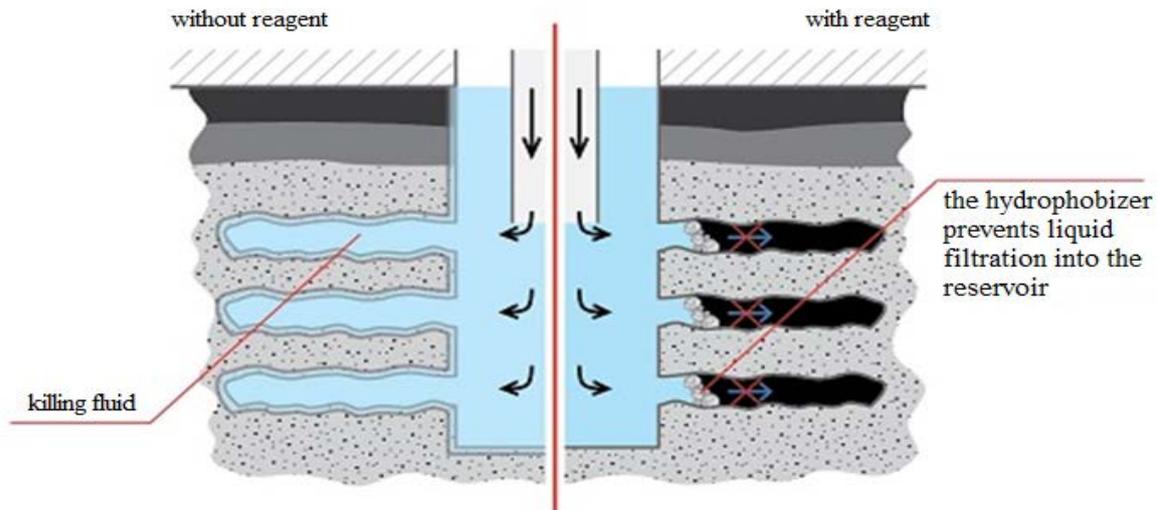


Figure 4 – The effect of the hydrophobizer on the KF of salt solutions

Table 3

Physico-chemical properties of the hydrophobizer kg of salt solutions

Name of indicators	Normative value
Appearance at 20°C	The liquid is colorless to dark brown. the presence of fine sediment and mechanical impurities is allowed
Density at 20 °C, g/sm ³	1,15-1,40
Hydrogen index of 50 % aqueous solution, pH	11-14

The reagent in the composition of the KF (hydrophobizer), entering the layer, reduces the ability of the rock to be wetted by reservoir and process waters during repair work in the repair works, prevents the filtration of the killing fluid into the layer, stabilizes the bottom-hole zone of the well, composed of unstable rocks prone to scree and collapses, prevents the swelling of clay rocks, preserves its properties are in a wide temperature range (0-120 °C).

Conclusion:

The problem of killing wells operated in fields with fractured (carbonate) reservoirs is still relevant.

The main difficulty of long-term operation of the main well stock is characterized by changes in the geological parameters of the reservoirs caused by technogenic impact.

As a result of the work, an assessment was made of factors that reduce the potential effectiveness of hydrochloric acid treatment (HAT) after well killing.

For each considered experience, the component and well killing technology used before the hydrochloric acid method of intensifying oil production was selected.

Prospective well killing technologies have been obtained, which ensure the effective implementation of methods for intensifying hydrochloric acid treatments.

According to the set goals and objectives, each case requires an individual approach to the choice of the composition of the killing fluid to the technologies of its injection and taking into account many parameters: reservoir pressure, temperature, permeability, injectivity, reservoir structure, hence the selection of components for the KF solutions [5].

References:

1. Well Control and Management: Killing Fluids for Oil Fields of JSOC Bashneft / A. A. Karpov, S. A. Vakhrushev, M. R. Sitdikov. – Text : electronic // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference : [website]. – URL : <https://doi.org/10.2118/171308-RU> (date of the application : 24.01.2023).

2. Features of the choice of technologies for killing wells with high reservoir pressure in the fields of OOO Bashneft-Dobycha / S. A. Vakhrushev, O. E. Gamolin, N. G. Belenkova [et al.]. – Text: direct // Technique and technology of oil production. – 2018 – P. 111-115.

3. Features of killing technology for wells operating fractured formations with abnormally low reservoir pressure and high gas-oil ratio / V. A. Shaidullin, S. A. Vakhrushev, N. R. Magzumov, S. O. Yanson. – Text: direct // SPE. – 2020. – P. 1-14.

4. Rogachev M.K. Development of technologies for killing and stimulating oil wells during underground workover / M. K. Rogachev, D. V. Mardashov, K.V. Strizhnev. – Text: direct // Notes of the Mining Institute – 2000 – T. 173.

5. Killing wells operating high-temperature cavernous-fractured carbonate formations of the R. Trebs field / S. A. Vakhrushev, A. G. Mihailov, D. S. Kostin, A. R. Dindaryanov. – Text: direct // Neftyanoe hozyaistvo. – № 10. – 2017. – P. 41-45.

6. Egorov I. S. An integrated approach to killing oil and gas wells with abnormal reservoir parameters while maintaining the filtration properties of productive reservoirs / I. S. Egorov, O. D. Efimov. – Text: direct // OOO "Sinergia Technologies. – 2017. – P. 58-61.

СЕКЦИЯ «НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН»

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОТОРИЗОВАННОЙ УПРАВЛЯЕМОЙ БУРОВОЙ СИСТЕМЫ ПРИ БУРЕНИИ

Абделгхани А. А., группа БСб-19-2, г. Тюмень,
aliahmed4477998@gmail.com

При бурении сложных скважин с большим отклонением по вертикали использование стандартного оборудования не обеспечивает необходимого уровня эффективности. Внедрение новых технологических решений позволяет повысить результативность бурения и обеспечить приемлемую экономичность проектов.

Моторизованная управляемая система Motary Steerable System (MSS) (рис. 1), разработанная компанией Weatherford, не имеет аналогов в линейке управляемых систем. Данная система использует обычный забойный двигатель и телесистему для контроля траектории скважины путем автоматического контроля частоты вращения долота.

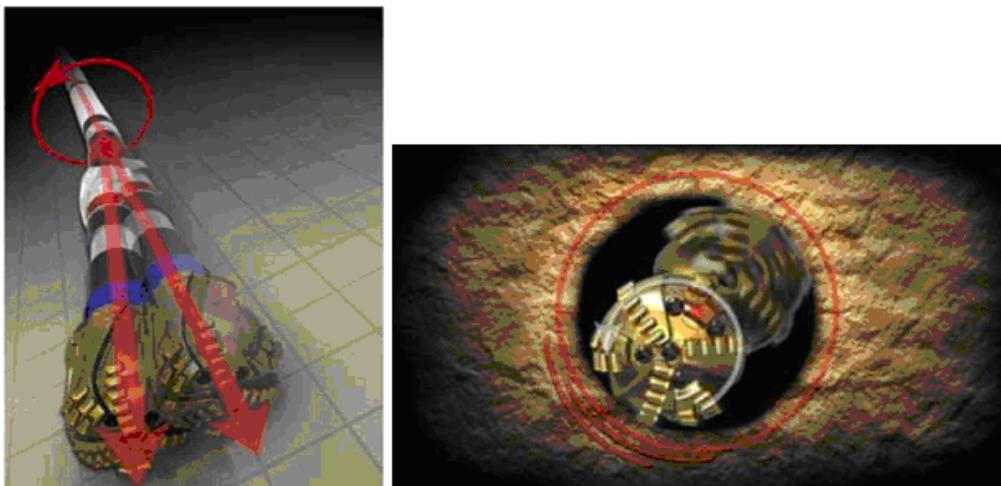


Рисунок 1 – Моторизованная управляемая система

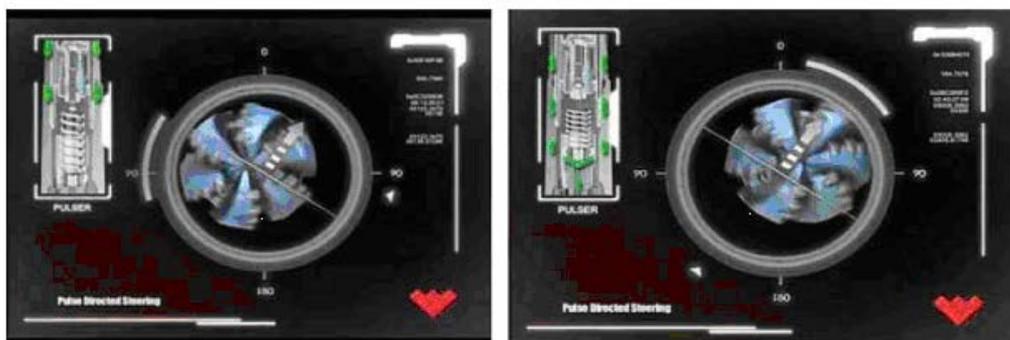
Система MSS позволяет значительно повысить скорость и качество бурения, сократить риски, сохраняя при этом стоимость на прежнем уровне.

Цели и задачи применения MSS:

- бурение скважины по запланированной траектории;
- качественная подготовка ствола скважины к креплению и цементированию секции;
- сокращение цикла строительства скважины.

Моторизованная управляемая система позволяет бурить скважины с вращением колонны бурильных труб, сохраняя при этом контроль над траекторией ствола в трех измерениях. Это достигается перепадом давления гидравлического канала в потоке бурового раствора, проходящего через винтовой забойный двигатель.

В состав оборудования MSS входит телесистема HEL, модуль IDS (датчик инклинометрии) и PDS (плата управления забойным двигателем при помощи пульсатора). Система позволяет контролировать заданную траекторию с поверхности путем модуляции импульсов давления в потоке бурового раствора, проходящего через винтовой забойный двигатель (рис. 2).



Пульсатор закрыт: уменьшение скорости вращения долота и скорости проходки

Пульсатор открыт: увеличение скорости вращения долота и скорости проходки

Рисунок 2 – Принцип создания импульсов давления с помощью пульсатора

Работа системы обеспечивается высокопроизводительными двигателями компании Weatherford с выставленным углом перекоса. Повышенная частота вращения способствует увеличению скорости проходки, за счет чего долото направляется на проектную цель, тогда как более низкая частота вращения и более низкая скорость проходки уводят долото от проектной цели. При необходимости увеличения пространственной интенсивности бурения MSS в составе компоновки низа буровой колонны (КНБК) можно также использовать для работы в слайде, не поднимая ее на поверхность. Технические параметры бурения, которые обеспечивает MSS, приведены в табл. 1.

Таблица 1

Технические характеристики MSS

Параметр	Единица измерения	Значение
Номинальный диаметр	мм	172
Максимальный диаметр	мм	200
Максимальная интенсивность искривления в роторе	°/30 м	2
Максимальная интенсивность искривления в слайде	°/30 м	8
Расход промывочной жидкости	л/с	19 – 37
Скорость вращения долота	об/мин	45 – 240
Максимальное рабочее давление	МПа	206
Максимальный перепад давления	МПа	8
Содержание песка в буровом растворе	%	< 2

Преимущества моторизованной управляемой системы: позволяет производить бурение за одно долбление интервалов набора, стабилизации и падения зенитного угла под эксплуатационную секцию; снижает время на наклонно-направленное бурение за счет эффективной передачи нагрузки на долото, отсутствия складывания и срывов КНБК; пробуренный интервал имеет плавную траекторию ствола скважины; улучшенная очистка ствола скважины; повышает рейсовую скорость бурения и сокращает цикл строительства скважины; меньшая стоимость по сравнению с роторно-управляемыми системами.

Недостатки моторизованной управляемой системы: система характеризуется довольно сильной чувствительностью к объемному содержанию твердой фазы в буровом растворе; отход от вертикали до 7 градусов достигается в направленном бурении; при бурении с вращением, интенсивности в наборе зенитного угла до $0,45^\circ/10$ м.

ТНК-ВР и Weatherford применили на Широкодольском, Гаршинском и Моргуновском месторождениях в Оренбуржье уникальную систему бурения Motary Steerable System (MSS), что позволило увеличить скорость строительства сложных скважин на 10-15 % и существенно снизить риски при бурении. Расходы на применение системы MSS на сложных скважинах сопоставимы с затратами на обустройство обычных скважин с использованием стандартного оборудования. Типовая конструкция скважин на Широкодольском месторождении представлена в табл. 2.

Таблица 2

Конструкция скважины на Широкодольском месторождении

Колонны ствола скважины	Диаметр долота, мм	Глубина по вертикали, м	Глубина по стволу, м
426 мм Направление	555	30	30
324 мм Кондуктор	393,7	300	300
245 мм Техническая колонна	295,3	1551	1595
168 мм Эксплуатационная колонна	215,9	4366	<u>4630</u>

Для проверки MSS в реальных условиях были проведены опытно-промышленные исследования при бурении скважин № 682 и № 730 Широкодольского месторождения, скважины № 1010 Гаршинского месторождения и скважины № 4005 Моргуновского месторождения. При бурении использовалась КНБК, изображенная на рисунке 3. Применяемый режим при бурении секции 215,9 мм под эксплуатационную колонну представлен в табл. 3.

Применяемый режим при бурении секции 215,9 мм под экспл. колонну

Режим бурения эксплуатационной колонны	
Частота вращения ротора, об/мин	60
Частота вращения вала шпинделя ВЗД, об/мин	110-160
Расход буровых насосов, л/с	34 - 35
Нагрузка на долото, тонн	7 - 12
Перепад давления на ВЗД, МПа	до 3,5
Крутящий момент на валу двигателя, кН-м	до 12,0

КНБК 8 MSS

№ п/п	наименование элемента	длина без nipple, м	Ø наруж., мм	Ø внутр., мм	Ø максим., мм	резьба снизу	резьба сверху	масса, кг	номер
1	* долото PDC 215.9 FX55DM	0.34	215.90		215.9		H3-117	73.00	11424623
2	** WF675-QLE 7850(1,5°)	8.90	171.00		212.7	M3-117	M3-133	1383.42	3419
3	ЦПС-212,7	0.71	212.70	52.0	212.7	H3-133	M3-133	129.22	906087.01
4	НУБТ -172 Ролу	3.83	165.00	78.0	165.0	H3-133	M3-133	556.96	6.5-102
5	*** IDS+PDS	2.20	172.00	76.2	172.0	H3-133	M3-133	319.92	26247
6	телесистема 6 3/4 HEL	4.79	172.00	83.0	172.0	H3-133	M3-133	689.36	31109
7	НУБТ -172	9.11	165.00	76.0	165.0	H3-133	M3-133	1311.11	6.5-31583
8	переводник предопр. 122/133	0.49	172.00	80.0	172.0	H3-133	M3-122	70.53	1202520
9	УБТ-165	55.13	165.00	76.0	165.0	H3-122	M3-122	7543.80	ОБН
10	переводник предопр. 133/122	0.40	165.00	60.0	165.0	H3-122	H3-133	58.17	288
11	яс гидравлический 6 1/2	9.94	165.00	64.0	165.0	H3-133	M3-133	976.44	2367
12	переводник предопр. 122/133	0.38	167.00	80.0	167.0	H3-133	H3-122	55.26	2288
13	УБТ-165	26.44	165.00	76.0	165.0	H3-122	M3-122	2814.02	ОБН
14	переводник предопр. 133/122	0.38	165.00	60.0	165.0	H3-122	H3-133	55.26	ОБН
15	СБТ-127 (G-105) ост.		127.00	107.6	165.0	H3-133	M3-133		ОБН
Общая длина КНБК		123.04					Общая масса:		16036.49

ИНЖЕНЕРНЫЕ ПОЯСНЕНИЯ	
* При бурении с MSS системой рекомендуем использовать долота с калибрующей частью длиной 153мм +- 25мм	
** Двигатель со встроенным обратным клапаном. Спуск производить с доливом в трубное пр-во каждые 250 м	
*** В модуль IDS+PDS входит датчик инклинометрии (IDS) и плата управления пульсатором (PDS)	
**** Программирование системы MSS производится алгоритмом изменения частоты вращения ротора (40-60 об/мин)	
При срабатывании яса во время бурения работать по инструкции эксплуатации ясов	
***** Циркуляцию производить с установленным фильтром в верхней трубе бурильного инструмента	

Рисунок 3 – Состав бурильной колонны с использованием MSS при бурении под эксплуатационную колонну скважины № 1093 Гаршинского месторождения

Достигнутые показатели, а также данные по сходным скважинам, пробуренным без технологии MSS стандартными компоновками, приведены в таблице 4.

На скважине № 682 Широкодольского месторождения отмечена эффективная работа MSS в интервале 2276-2678 м. Разрез представлен известняками, глинами, алевролитами и песчаниками. Интервал пробурен за одно долбление со средней механической скоростью 14,5 м/ч. Эффективность использования долот по проходке и скорости бурения относительно плана была увеличена. Срок строительства скважины в интервале 1610-3250 м сокращен на одни сутки относительно плана.

Опытно промышленные испытания MSS показали значительное сокращение времени работы в слайде, что позволяет использовать данную технологию при бурении скважин с большими отходами от вертикали.

Таблица 4

Показатели, достигнутые при бурении скважин с использованием MSS и стандартными компоновками

	Shirokodol'skoye Field Широкодольское месторождение				Garshinskoye Field Гаршинское месторождение		Morgunovskoye Field Моргуновское месторождение	
	682	692	730	1141	1010	600	4005	7001
Well # Скважина №	682	692	730	1141	1010	600	4005	7001
Depth, m Глубина, м	4320	4346	4500	4520	4050	4409	3220	2890
Departure, m Отход от вертикали, м	327	528.7	1320.6	1062	592.7	724	1373	1241
Maximum Angle, ° Максимальный угол, °	21	17.6	32.8	23.6	21.4	22.7	43.7	35
Directional Drilling Interval (DD), m Интервал наклонно-направленного бурения (ННБ), м	1600-3668	1600-4032	310-4281	992-4171	1590-4050	1600-3875	310-3211	330-2882
Slide/Rotor Ratio, % Соотношение слайд/ротор, %	5.7	12.6	9.94	14	2.7	14.5	8.9/91.1	15/85
- angle build-up, % - набор угла, %	7	13	27/73 (w/o MSS) (без MSS)	28	3.1	14	24.6/75.4 (w/o MSS) (без MSS)	27/73
- angle stabilization, % - стабилизация угла, %	3	7	0	7	2.2	6	1.6/98.4	8.5/91.5
- angle drop, % - падение угла, %	7	18	0.91	89	2.4	19	J-shape J-профиль	J-shape J-профиль
Rate of Penetration, m/hour Механическая скорость, м/ч	7.3	6.9	12.8	9.6	10.7	7.7	16.8	13.2

Применение MSS позволило: уменьшить пространственную интенсивность траектории скважины; сократить до минимального режим наклонно-направленного бурения; улучшить качество ствола скважины; средняя механическая скорость проходки выросла до 30 %; сократить риски аварийности и непроизводительного времени.

Библиографический список:

1 Моторизованная управляемая система: новый виток эволюции буровых забойных систем // OilCareer : [сайт]. – URL: http://www.oilcareer.ru/news/motorizovannaja_upravljajemaja_sistema_novuj_vitok_ehvoljucii_burovykh_zabojnykh_sistem/2016-11-28-2270 (дата обращения: 24.01.2023).

2 Аль-тии Мосфата Наджим Аль-Дин Абдулла Повышение эффективности технологии моторизованного роторного бурения нефтяных и газовых скважин: специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» :

дис... канд. техн. наук / Аль-тии Мосфата Наджим Аль-Дин Абдулла; Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина. – Москва, 2021. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Семенов А. Ф. старш. препод. кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин».

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА ЕМ-ЁГОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Вишневецкий А. Е., гр. 1-ИНГТ-21ИНГТ-251М, г. Самара, aevishn@mail.ru

На сегодняшний день, когда большинство месторождений РФ находятся на четвертой стадии разработки, а нахождение новых объектов становится все сложнее и сложнее, актуальность применения МУН возрастает. Применение и совершенствование МУН всегда рассматривался как первостепенной задачей в нефтяной промышленности России.

Перспективным направлением в области интенсификации нефти на сегодняшний день является зарезка бокового ствола скважины (БС).

Еще в 1951 г. ученым Григоряном [1] была разработана схема бурения скважин с боковыми ответвлениями. До настоящего времени объемы бурения БС возрастают на площадях крупных нефтяных компаний. Для внедрения бокового ствола необходимо применить комплекс технических средств, представленных в работе [2], и разрабатывать определенные типовые конструкции.

Задачей боковых стволов является восстановление дебита скважины путем вскрытия тупиковых зон, которые при вертикальном бурении не удалось затронуть.

Опыт бурения боковых горизонтальных стволов в нефтяных скважинах [3] показал весьма внушительную эффективность применяемого метода. Так же отмечено экономичность проекта.

Таким образом, в связи с тем, что большинство нефтяных месторождений находятся на последней стадии разработки МУН являются важнейшей частью нефтяной отрасли. Так как технология использования МУН зависит от геолого-физических и фильтрационно-емкостных свойств пласта, для каждого месторождения подбирается определенный метод ПНП, который будет эффективен и использование которого будет экономически целесообразно.

По сложности геологического строения Ем-Ёговское месторождение относится к сложному, также характеризуется наличием зон литологических замещений коллекторов, невыдержанностью толщин и коллекторских свойств пластов, выклиниваниями.

Продуктивные пласты характеризуются отличительной литолого-фациальной неоднородностью, выражающейся как в расчлененности пласта, так и в замещении проницаемых прослоев непроницаемыми разностями. Все пласты характеризуются сложным распространением пород-коллекторов, как по площади, так и по разрезу.

По извлекаемым запасам нефти месторождение отнесено к категории уникальных (более 300 млн. т). По фазовому состоянию все залежи нефтяные.

На рассматриваемом месторождении по состоянию на 01.06.2020 г. выявлено 18 продуктивных пластах, содержащих 71 залежь нефти.

Промышленная нефтегазоносность разреза установлена в отложениях тюменской, васюганской, баженовской, мегионской свитах. Большинство залежей пластовые, сводовые, осложненные литологическими границами. Тип коллектора терригенный.

Благодаря современным методам математического моделирования, есть возможность наблюдать за текущим состоянием участков разработки скважин БВС, рассматриваемого месторождения, а именно:

- следить за изменением дебитов жидкости и нефти;
- следить за изменением фильтрационно-емкостных свойств пласта;
- следить за изменением пластового давления, а также возможностью его контролировать с помощью системы ППД.

По данным геолого-промыслового анализа можно дать следующие рекомендации по дальнейшие разработки участков скважин БВС рассматриваемого месторождения:

1. На следующих участках скважин БВС необходимо произвести совершенствование системы ППД из-за низкого пластового давления:

- объект БС₁₀²⁻³: 308л – 81 атм; 387л – 90,5 атм;
- объект БС₁²: 6758л – 134,9 атм;
- объект ЮС₁: 6397л – 152,67 атм.

2. На данных участках необходимо провести геолого-технологическое мероприятия для повышения нефтеотдачи пласта:

- объект БС₁₀²⁻³: 118л – 0,53 т/сут;
- объект БС₁²: 9428л – 1,1 т/сут;
- объект ЮС₁: 2108л – 0,95 т/сут, 8333л – 0,81 т/сут.

Так же программный комплекс позволяет произвести подбор скважины-кандидата для бурения бокового (горизонтального) ствола, опираясь на геолого-физические характеристики пласта, геофизические и гидродинамические исследования участков скважин, рассматриваемые под БВС и производить расчет проектного дебита нефти.

Рассматриваемое месторождение относится к сложному по геологическому строению, уникальному по величине запасов, находится на III стадии разработки (стадия падающей добычи нефти) которая началась в 2006 году.

С начала разработки по месторождению отобрано 195031 тыс.т нефти, КИН составляет 0,278.

Общий фонд скважин – 4258, в т. ч. 2733 нефтяных, 1367 нагнетательных и 158 водозаборных.

По результату анализа эффективности технологии БВС на промысловых объектах БС₁₀²⁻³, БС₁², ЮС₁ рассматриваемого месторождения определено, что высокие показатели обусловлено тем, что бурение бокового ствола осуществлялось на участках, где сосредоточены значительные остаточные извлекаемые запасы.

По сравнению с другими технологиями увеличения добычи нефти, такими как ГРП и ФХМУН, зарезка бокового горизонтального ствола на анализируемых объектах, выделяется дополнительной добычей нефти в среднем по скважинам – 14,19 тыс.т/скв.

Дополнительная добыча нефти в результате бурения боковых стволов на анализируемых скважинах рассматриваемого месторождения составила 570,05 тыс. т.

Согласно проведенному геолого-промысловому анализу участков скважин БВС промысловых объектов BC_{10}^{2-3} , BC_1^2 , $ЮС_1$ рассматриваемого месторождения с помощью средств математического моделирования удалось произвести подбор участка скважины-кандидата для бурения бокового горизонтального ствола, произвести расчет проектного дебита нефти скважины, а также рассмотреть возможность усовершенствования системы разработки участков БВС для увеличения добычи нефти.

Библиографический список:

1. Вишневский А. Е. Эффективность зарезки бокового ствола / А. Е. Вишневский, А. М. Зиновьев. – Текст : непосредственный // Ашировские чтения. – 2022. – Т. 1. – № 1 (14). – С. 189-190.

2. Долгова У. В. Исследование геолого-технических мероприятий по регулированию системы разработки / У. В. Долгова, С. С. Шемелин, А. Е. Вишневский. – Текст : непосредственный// Студенческий вестник. – 2022. – № 43-5 (235). – С. 47-49.

3. Павельева О. Н. Эффективность бурения боковых горизонтальных стволов в нефтяных скважинах / О. Н. Павельева, К. Саабесагр – Текст : непосредственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, Нижневартовск, 2017. Том № 2. – Нижневартовск: ТИУ, 2017. – С. 180-182.

Научный руководитель: Зиновьев А. М., доцент, канд. техн. наук.

ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ С МНОГОЗАБОЙНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА ЗАЛЕЖЬ ШЕРКАЛИНСКОЙ СВИТЫ

Волкова Е. А. – студент группы ВСм 21-1 ТИУ

Бердова Ю. С. – старший преподаватель кафедры ИМиБ ТИУ

Белоусова И. В. – ассистент кафедры НБ ТИУ

Бурение боковых стволов (БВС) – эффективная технология, применяемая для создания новых стволов, путем бурения боковых стояков достигается восстановление скважин, которые ранее были малодебитными или по другим причинам.

На рассматриваемом месторождении бурение БВС более рентабельно, т. к. в последнем проектном документе было рассчитано бурения новых ГС, что оказалось экономически нецелесообразно.

В работе рассмотрено X месторождение. На месторождении выделяют два объекта разработки: Ю₂₋₆ и Ю₁₀. В работе рассмотрен эксплуатационный объект Ю₁₀.

Объект имеет сложное строение с наличием разломов, экранирующих залежи. А также наличием водонасыщенного коллектора в нижней части разреза. Геологический разрез представлен на рисунке 1.

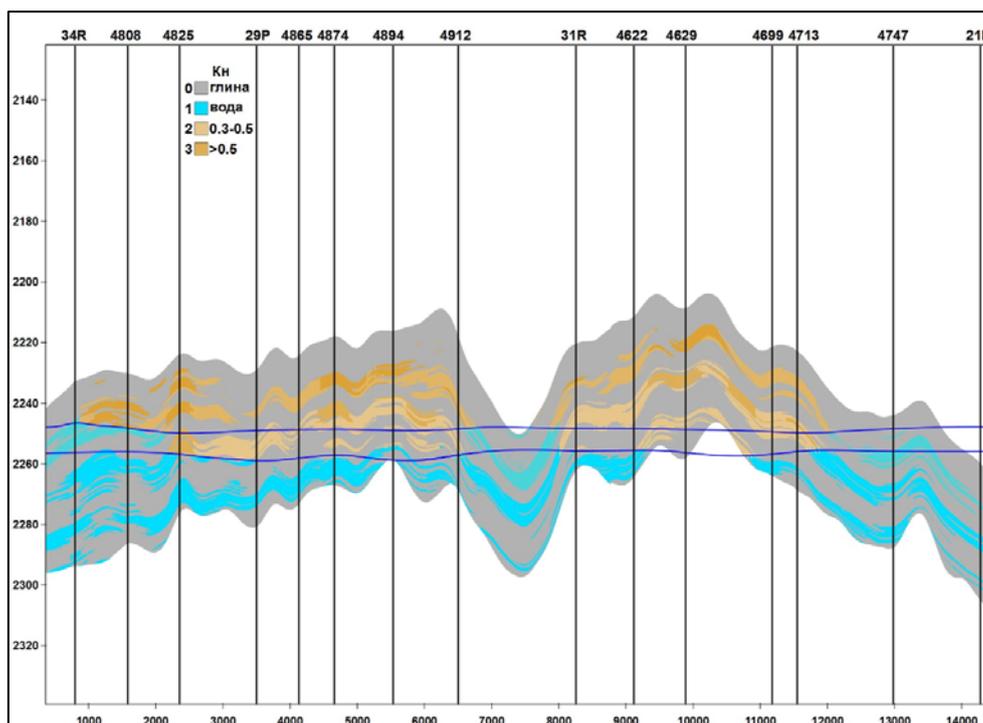


Рисунок 1 – Геологический разрез Шеркалинской свиты

В настоящее время большая часть остаточных запасов нефти месторождения остается в низкопроницаемых коллекторах, при этом запасы высокопроницаемых объектов обводнены более чем на 70 %, то вопрос о повышении коэффициента извлечения нефти становится актуальной проблемой для предприятия.

Выявленные проблемы разработки месторождения:

1. Высокая концентрация запасов;
2. Высокая обводненность скважин.

В работе рассмотрены особенности довыработки запасов путем бурения боковым горизонтальным стволом с многозабойным окончанием без проведения ГРП на эксплуатационный объект Ю₁₀, т. к., геологический разрез подтверждается высокой обводненностью скважин с проведением ГРП. Произведя статистику запущенных с ГРП скважин по объекту Ю₁₀ в выбранном исследуемом районе, наблюдается, что входящая обводненность за счет проведения ГРП существенно выше, чем у скважин без ГРП.

(рис. 2). Тем самым показывая, что за счет проведения ГРП в условиях подстилающей (контактной) воды, выработка запасов имеет более худшие характеристики, что является негативным фактором для достижения целевого коэффициента извлечения нефтеотдачи.

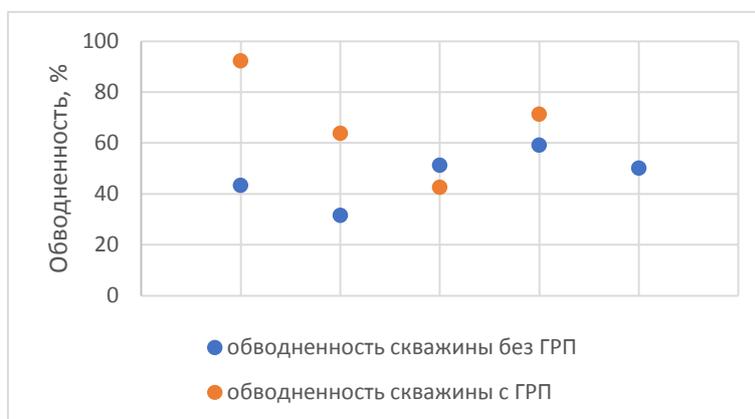


Рисунок 2 – Обводненность скважин с ГРП и без ГРП

Объект обладает низкой проницаемостью, малой пористостью, небольшой песчаностью.

Залежь характеризуется высокой входной и текущей обводненностью, а также высоким водонефтяным фактором (ВНФ). На рассматриваемом участке 16 действующих скважин, а фонд объекта, который когда-либо работал, составляет 18 скважины, темп отбора от НИЗ – 1,2 %, от ТИЗ – 1,45 %.

Объект Ю₁₀ имеет высокую обеспеченность остаточными запасами – 40 лет, при достаточно высокой обводненности продукции: 83,2 % текущий ВНФ по объекту разработки Ю₁₀ – 2,8 т/т. Степень выработки запасов нефти по объекту не соответствует текущей обводненности продукции. Подобный факт свидетельствует о том, что на сегодняшний день остаётся большой объем запасов нефти, не вовлечённых в разработку. Отмечается опережающий рост обводненности добываемой продукции (рис. 3) Причиной этого является проведение ГРП.

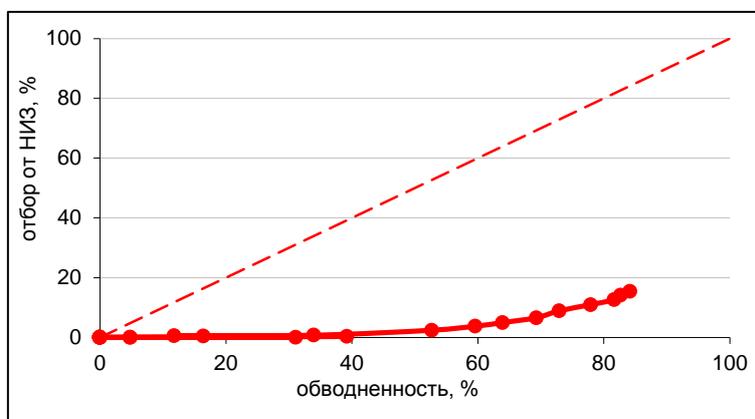


Рисунок 3 – Зависимость отбора от НИЗ от обводненности

Исходя из полученного распределения по данным гидродинамического моделирования карты остаточных подвижных запасов нефти на анализируемом участке месторождения (рис. 4), был определен наиболее перспективный район для бурения в районе скважины № 1.

Анализ выбранного района скважин, которые расположены в чисто нефтяной зоне (ЧНЗ), показал, что в 30 % скважин наблюдается заколонные перетоки с нижележащих водонасыщенных интервалов.

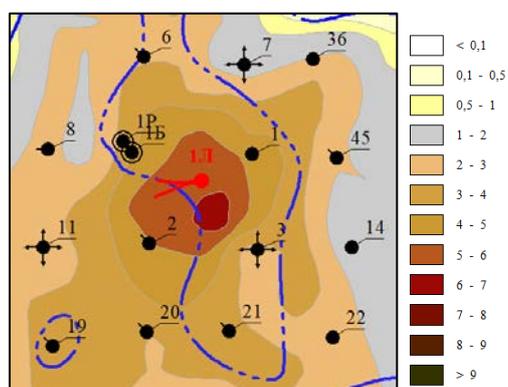


Рисунок 4 – Карта плотности текущих подвижных запасов нефти пласта Ю₁₀ на 01.01.2022

Для оценки высокого водонефтяного фактора были выбраны скважины, в которых проведен гидроразрыв пласта при освоении для того, чтобы проследить динамику работ скважин.

На графике представлены усредненные технологические показатели скважин за первый год работы, введенных с применением технологии ГРП (сплошные линии) и без применения технологии ГРП (пунктирные линии) (рис. 5). Из графика видно, что обводненность продукции заметно выше у скважин, в которых был проведен ГРП. Тогда как дебит нефти у скважин без ГРП больше. Накопленный за данный период средний водонефтяной фактор – 3,5 т/т.

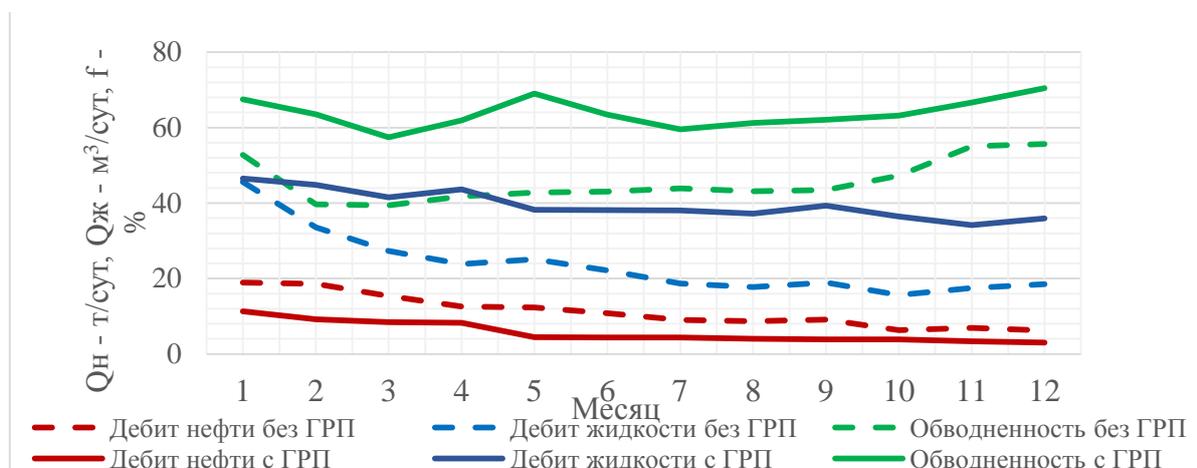


Рисунок 5 – График зависимости показателей по скважинам с ГРП и без ГРП за первый год работы

Основной задачей представленной работы было выполнение анализа геологического строения объекта Ю₁₀. Сделан вывод, что наиболее эффективно рассмотреть бурение бокового ствола с многозабойным окончанием без проведения ГРП, из-за высокого риска прорыва трещины ГРП в подстилающую водонасыщенную подошвенную часть объекта.

Было рассмотрено бурение бокового ствола с многозабойным окончанием (2 ответвления) без ГРП в место с максимальной концентрацией текущих остаточных запасов нефти из скважины № 1 X месторождения, на объект ЮШ₁₀ (Ю₁₀¹, Ю₁₀²).

Целью БВС является выработка остаточных запасов нефти с применением многозабойного бурения без проведения ГРП.

Бурение данного бокового ствола приведет к улучшению ситуации на участке с максимальной концентрацией текущих остаточных запасов нефти. По рассматриваемому боковому стволу начато бурение в ноябре 2022 года.

Библиографический список:

1. «Мини-проект по обоснованию бурения второго ствола в скважинах X месторождения с применением геолого-гидродинамических моделей (объект Ю₁₀, скважина № 1)»: Тюмень, 2022. – Текст : непосредственный.
2. «Технологический проект разработки ... нефтяного месторождения ХМАО – Югры Тюменской области», г. Тюмень, 2021. – Текст : непосредственный.

ИННОВАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ КОМПАНИЙ ПО НАПРАВЛЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ КГРП

Р. Ф. Гиздатуллин¹, И. Г. Фаттахов²

¹Альметьевский Государственный Нефтяной Институт

²ПАО «Татнефть»

Аннотация: Ведущие международные эксперты отмечают, что наиболее точным ответом компаний на вызовы и проблемы в мировой экономике является инновационная деятельность. В существующих современных условиях инновационное развитие и способность к инновациям является стратегически важным элементом управления любой высокотехнологичной компании. Создание и внедрение технологических решений, разрабатываемых на основе приоритетных объектов интеллектуальной собственности, определяют сущность инновационных технологий.

В настоящее время анализ патентной информации приобретает всё большее значение при принятии управленческих решений в стратегическом управлении предприятием. Исследования, основанные на патентной

информации, научно-технической информации, касающуюся новых разрабатываемых технологий, анализировать изменения и тенденции в научно-технических исследованиях

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, кислотный гидравлический разрыв пласта, обработка призабойной зоны пласта, кислотная обработка, коллектор, патентный ландшафт, инновационная деятельность, патентообладатель.

INNOVATIVE ACTIVITY OF COMPANIES IN THE DIRECTION OF KGRP TECHNOLOGY

Rustam F. Gizdatullin
Almetyevsk State Oil Institute

Annotation: Leading international experts note that the most accurate response of companies to challenges and problems in the global economy is innovation. In the current modern conditions, innovative development and the ability to innovate is a strategically important management element of any high-tech company. The creation and implementation of technological solutions developed on the basis of priority intellectual property objects determine the essence of innovative technologies. At present, the analysis of patent information is becoming increasingly important in the evaluation of managerial decisions in the strategic management of an enterprise. Research based on patent information, scientific and technical information regarding new technologies under development, analysis of changes and volumes of scientific and technical research.

Key words: hydraulic fracturing, acid hydraulic fracturing, treatment of the bottom-hole zone of the formation, acid treatment, collector, patent landscape, innovation, patent holder.

Возможности патентной информации, а также их место в процессе стратегического развития представлена моделью, приведенной на рисунке 1. Модель демонстрирует иерархию и последовательность выполняемых действий при управлении интеллектуальной собственностью и патентной информацией.

Для понимания текущей ситуации в области инновационной деятельности по направлению «Гидравлический разрыв пласта» построен патентный ландшафт. В качестве источника информации использована база данных Федерального института промышленной собственности (ФИПС).

Произведена выборка 50 изобретений и 31 программы для ЭВМ по теме «Гидравлический разрыв пласта» за период 2014-2022 гг.

Согласно изученному материалу установлено, что максимальный объем публикации изобретений приходится на 2015 год (рис. 2, 3), а программ для ЭВМ – на 2019 год.



Источник: https://unecon.ru/sites/default/files/dissertaciya_shepelev.pdf

Рисунок 1 – Согласно модели Шепелева Р. Е.:
Роль и место патентной информации в стратегическом развитии компании

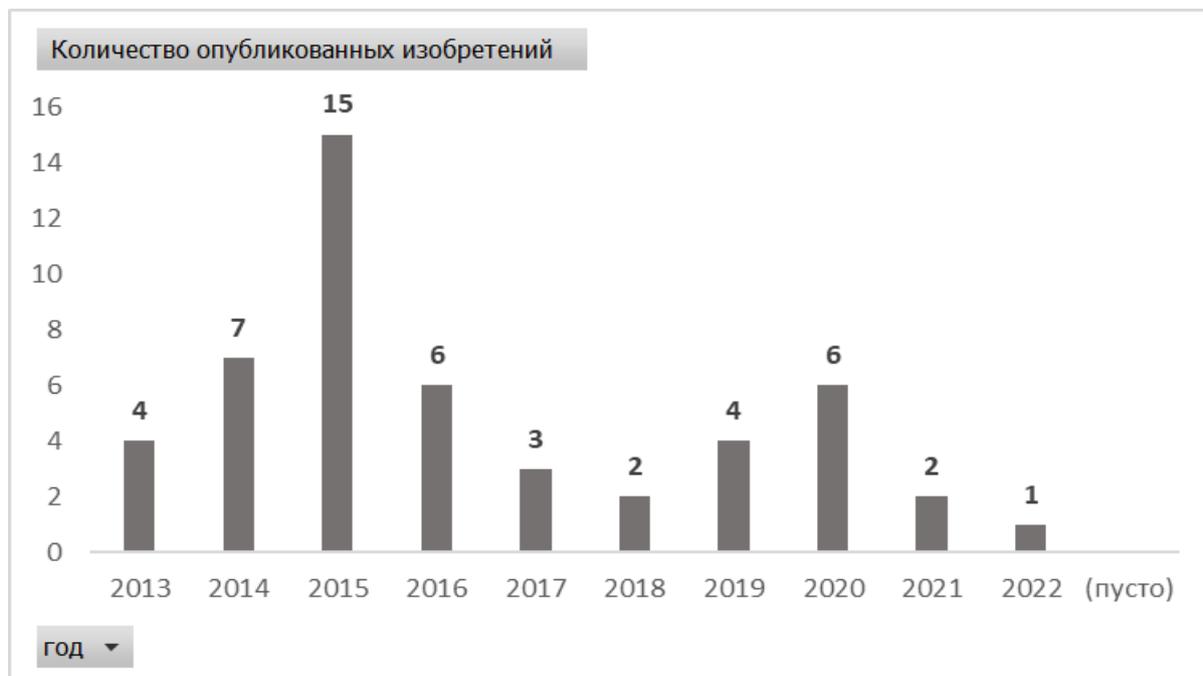


Рисунок 2 – Количество опубликованных изобретений в период 2014-2022 гг.



Рисунок 3 – Количество опубликованных программ для ЭВМ в период 2014-2022 гг.

Необходимо отметить, что из 50-х рассмотренных изобретений 28 % применяется для горизонтальных стволов скважин, а 72 % – для наклонно-направленных. При этом только у 6 % дополнительно с гидравлическим разрывом пласта предложены водоизоляционные работы (рис. 4, 5).



Рисунок 4 – Ранжирование изобретений по профилю скважины



Рисунок 5 – Процентное соотношение изобретений по направлению ГРП и ГРП совместно с водоизоляцией

Считаю, что не менее важной информацией является состояние опубликованных изобретений на сегодняшний день, т.к. это позволит использовать достоверную актуальную информацию. На рисунке 6 видно, что по состоянию на 2022 год только 33 изобретения, что составляет 66 % из рассмотренных, являются действующими. Одновременно с этим 7 патентов имеют статус «Не действителен, но может быть восстановлен», 5 – не действительны, 5 – могут прекратить своё действие.

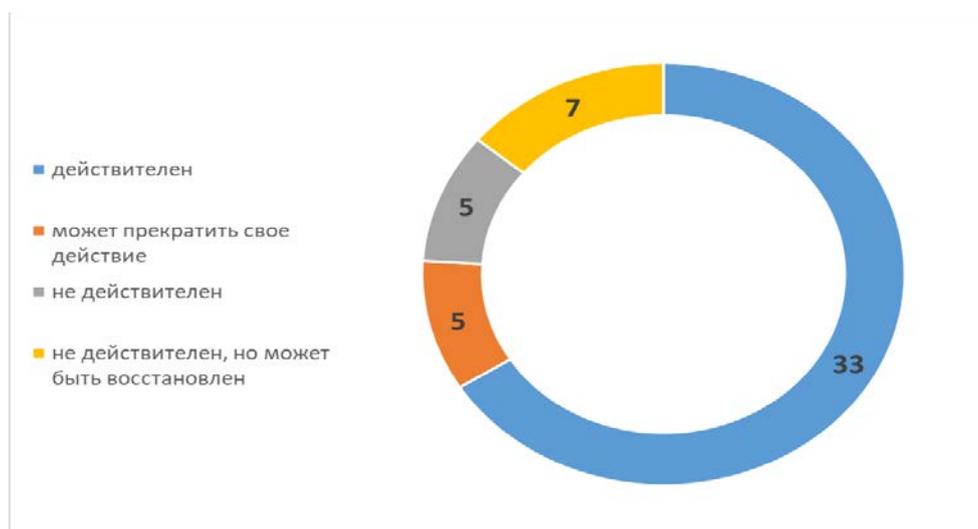


Рисунок 6 – Ранжирование изобретений по состоянию нахождения в базе данных ФИПС на сегодняшний день

По результатам выполненного патентного ландшафта по направлению «Гидравлический разрыв пласта» можно уверенно сказать, что по данному виду инновационной деятельности ведутся активные научно-исследовательские работы, позволяющие совершенствовать технологический процесс интенсификации нефти с применением новейших технологий и разработок.

Библиографический список:

1. Алексеев А. А. Инновационный менеджмент / А. А. Алексеев. – Москва: Юрайт, 2020. – 259 с. – Текст : непосредственный.
2. Баранчев В. П. Управление инновациями: учебник / В. П. Баранчев, Н. П. Масленникова, В. М. Мишин. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва: Юрайт, 2019. – 747 с. – Текст : непосредственный.
3. Карлик А.Е. Аналитическая структура ресурсноориентированного подхода / А. Е. Карлик, В. В. Платонов. – Текст : непосредственный // Проблемы теории и практики управления. – 2013. – № 6. – С. 26-37.
4. Кравец Л. Г. Зарубежный опыт построения патентных ландшафтов / Л. Г. Кравец. – Текст : непосредственный // Интеллектуальная собственность. Промышленная собственность. 2016, Специальный выпуск. – С. 96-106.
5. Сысоенко А. Н. Обзор современных методов разработки и практического использования патентных ландшафтов / А. Н. Сысоенко. – А. Н. Сысоенко // Интеллектуальная собственность. Промышленная собственность. – 2016, Специальный выпуск. – С. 26-36.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ПРОЕКТОВ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Гладков И. В., доцент кафедры "Нефтепродуктообеспечение и газоснабжение"

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва,

gladkovsamboserp@mail.ru

Захарина А. Ю., группа ХТ-22-07, г. Москва,

anastasia.zaharina32@gmail.com

Актуальность исследования обусловлена потребностью в разработках новых подходов планирования и прогнозирования, принятия стратегических единственно верных решений с позиции менеджмента строительного консорциума. Для обеспечения эффективного стратегического менеджмента компании необходимы методы анализа, которые являются важнейшими частями методического обеспечения. Следует особенно подчеркнуть, что речь идет о субъективной оценке вариантов направления инвестиций, ибо оценка их объективными методами практически невозможна.

В работе приведены результаты разработки метода анализа инвестиционных проектов в реальной сфере деятельности строительных консорциумов, которые можно разделить на два класса: инвестиции в реконструкцию действующих и инвестиции в сооружение новых производственных объектов.

Объектами исследования являются проекты освоения месторождений нефти и газа, по которым требуется оценка экономической эффективности для нефтегазового предприятия, производящего конкретную продукцию (или услуги) на территориально распределенном рынке (то есть в достаточно большом регионе), в отдельных пунктах которого цены могут существенно различаться.

Для повышения достоверности интерпретации распределения переходных вероятностей в модели изменения состояния инженерных сооружений предлагается использовать теорию марковских случайных процессов (цепей), в которых переходные вероятности определяются с помощью специальных процедур экспертного логического анализа. Разработана методология организационной и производственной деятельности строительных консорциумов, при этом, разработанные информационно-вычислительные технологии позволят обеспечить сокращение сроков строительных работ, снизить уровень эксплуатационных затрат на потребляемые материально-технические ресурсы и достичь высокой организационной и технологической надежности принимаемых при возведении и реконструкции инженерно-технических объектов проектных решений.

В статье рассмотрены вопросы проектирования информационной автоматизированной системы эффективного и безопасного управления предприятием топливно-энергетического комплекса. Основные трудности анализа проектов освоения месторождений нефти и газа связаны со заключаются в том, что строительным организациям нужно заниматься поиском проектов и инвесторов, предлагать свои услуги, подтверждать свои компетенции. Современные средства математической и информационной поддержки инвестиционных решений позволяют подтвердить состоятельность строительной организации, которая включает много факторов, измеряющихся в количественном и качественном выражении.

Существо возникающих при этом проблем можно установить на примере корпорации - региональной системы строительства инженерных сооружений, которая решает задачу долгосрочного планирования инвестиций в развитие инженерных сооружений на месторождениях нефти и газа, в частности, морских ледостойких платформ с учетом погружения свай при обязательном обеспечении безопасности деятельности в суровых ледовых условиях. Очевидно, что до производства работ должны быть выполнены определенные экспериментальные исследования различных типов и узлов сталебетонных конструкций с соблюдением положений действующих нормативных документов.

Обычно проекты освоения месторождений нефти и газа представляют собой объем и последовательность строительства инженерных сооружений. При распределении работ в таких проектах имеет определяющее значение источник финансирования, который обычно единый. Здесь встает задача определения оптимального объема работ, которые необходимо произвести. При недостаточном объеме выполненных работ возможны раз-

личные технические и финансовые риски, при выполнении работ в большем объеме, чем необходимо станет причиной необоснованно высоких финансовых вложений в проекты.

Предлагается развитие макроэкономической среды рассматривать как случайный процесс, принимая его нестационарным марковским. В настоящее время инвестиционные проекты описываются стандартным набором сценариев: пессимистический, средний и оптимистический. На выбор сценария влияют различные факторы – цены на нефть, тарифы, ставки налогов, проценты на кредиты и др. Аналитический анализ показывает, что на стратегические решения влияет много случайных факторов, причем переход между состояниями системы может быть многовариантным. Такое заключение подтверждается многочисленными примерами для многих стран, где детерминированные подходы и прогнозы изменялись под влиянием случайных факторов. Таким образом, инвестиционный процесс является нестационарным, на которые влияют случайные факторы. Вероятностное описание процесса будет наиболее точно характеризовать эволюцию макросреды.

За базовый принимается управляемый процесс эволюции системы, для такого процесса принимаются характеристики объекта, производственные и экономические показатели. На базовый процесс накладывается случайный процесс. Управляющие решения включают: определение схем взаимодействия и дорожной карты реализации проекта, определение источника и этапов финансирования, принятие обоснованных решений начала реализации конкретных проектов освоения месторождений нефти и газа.

Модель представляет собой многоэтапную стохастическую процедуру. Расчет определяет "решающие правила", которые указывают, в каком состоянии среды и системы следует предпринимать реализацию тех или иных проектов. Таким образом, вместо плана-программы (заданной последовательности реализации проектов во времени), модель определяет адаптивное решение, которое изменяется в зависимости от достигнутых организацией показателей и с учетом вероятностных прогнозов ситуации на дальнейший период. Главное преимущество многоэтапных стохастических моделей заключается в том, что они правильно учитывают реально существующую неопределенность условий: в каждый момент времени решение принимается исходя из знания прошлого и вероятностного прогноза будущего. Переход от программного планирования к адаптивному есть главная особенность модели. Несомненно, что сам прогноз будущего нельзя построить, не опираясь на субъективные оценки вероятностей той или иной эволюции среды.

При разработке и реализации проектных решений возникает неопределенность, связанная с недостающими данными, которые должны быть восстановлены при моделировании состояния инженерных сооружений. Восстановление данных может быть произведено на основе экспертных логических оценок. Здесь делается допущение того, что эксперт, делая оценку руководствуется на субъективном представлении прогнозной оцен-

ки. Для формализации процесса с учетом случайных факторов, обеспечения будущей надежности функционирования объекта наилучшим образом подойдет подход применения марковских случайных процессов, представляемых в виде цепей, в которых вероятности события задаются на основе экспертных оценок.

В работе показано, что при реализации инвестиционных проектов реконструкции нефтегазовых объектов нужно учитывать большое количество факторов. Факторы могут принимать различные значения и как следствие результат реализации проекта может иметь различные сценарии, поэтому производственные издержки нужно рассматривать как реальном, так и в номинальном исчислении.

Библиографический список:

1. Колотилов Ю. В. Информационные технологии в управлении ремонтом нефтегазотранспортных предприятий / Ю. В. Колотилов, П. Н. Ленский. – Текст : непосредственный // Neftegaz.RU. – 2021. – № 3 (111). – С. 24-26.

2. Колотилов Ю. В. Решение задачи многокритериального выбора варианта реконструкции установок гидроочистки дизельного топлива / Ю. В. Колотилов, И. Г. Воеводин, Ш. К. Шейхгасанов. – Текст : непосредственный // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Управление, вычислительная техника и информатика. – 2021. – № 1. – С. 7-15.

Научный руководитель: Короленок А. М., заведующий кафедрой "Нефтепродуктообеспечение и газоснабжение" РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, д. т. н., профессор.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МОТОРИЗОВАННОГО РОТОРНОГО БУРЕНИЯ

Давлятгараев Р. Р., группа 72-22, rustik-davlet@mail.ru

Разработка роторных управляемых систем бурения скважин пришла на середину 1990-х годов, это являлось альтернативой уже известным и проверенным методам, применяемым для осуществления искривления траектории пробуриваемой скважины. К таким методам относится применение двигателя с системой управления, по средствам изогнутого транслятора, а также с помощью стабилизаторов, изменяя их положение в скважине и клиновое отклонение. Все вышеперечисленные методы имеют множество недостатков, таких как: большое число спусков, необходимых для того чтобы изменить расположение бурильной колонны, а именно ее нижнюю часть, а также для монтажа отклоняющего клина. При таких методах сложно контролировать азимут и существенно снижается качество пробуриваемой скважины [4].

Стоит отметить, что в последние несколько десятков лет, все чаще применяется двигатель с системой управления для принудительного изменения траектории пробуриваемой скважины, это обусловлено удовлетворённостью заказчиков качеством выполненной работы. Несмотря на достоинства применения управляемого двигателя, в процессе бурения скважин в которых предусматривается увеличенное горизонтальное сечение имеются неоспоримые и существенные недостатки. Причиной возникновения этих недостатков считается применение «скользящего» режима бурения скважин [1, 2].

Такой режим бурения предусматривает вращение именно долота, при этом сверло колонка только следует имеющемуся макету руководства. Стоит отметить, что пройдя вертикальный участок пробуриваемой скважины, возникает сложность перехода от режима вращения в режим скольжения. В свою очередь возникающие силы кручения заставляют колонну оказывать большое сопротивление на изменение траектории, подобно тому, как при сжатой пружине. Бурение происходит методом скольжения бурильной колонны по скважине, у которой имеется наклон стенок, жидкость, применяемая для промывки, имеет неравномерное движение вокруг колонны, это является причиной снижения в растворе его несущей способности, что многократно увеличит имеющиеся риски захвата колонны в процессе бурения.

Для преодоления возникающего трения движущейся колонки по стенкам скважины, не всегда хватает осевой нагрузки. Также применение управляемого двигателя, существенно снижает качество пробуриваемого ствола, возникают неровности в виде волн и резкие изгибы [2].

Применение поворотных систем способствует устранению некоторых возникающих проблем. Интервалы при бурении, а также так называемая «пробуксовка», можно избежать, применяя метод постоянного вращения внутри скважины бурильной колонны.



Рисунок 1 – Сравнение качества скважины, построенной по данным кавернометра:
сверху – забойный двигатель с кривым переводником,
снизу – роторная управляемая система

На сегодняшний день актуальными считаются концепции двух видов, а именно концепция при которой происходит отклонение бита и концепция с направлением бита. Там, где предусмотрен процесс отклонения долота, для достижения желаемого направления необходимо нажать на стенку пробуриваемой скважины. Телемеханические системы предназначены для передачи действительного положения ствола, а также необходимые параметры башмаков, проходящих от забоя к поверхности и переданные команды оператора управляющего бурением от поверхности к забою. Такие системы способны определить время и мощность башмака, по средствам импульсных каналов связи. Это реализуется с помощью блока управления, который расположен непосредственно над устройством отклонения. Блок по средствам управления выполняет активацию поворотного клапана, управляющего подачей жидкости для башмаков во время сверления, ориентируясь на то, как вращается бурильная колонна. В этой системе предусмотрено одновременное изменение, как амплитуды, так и силы с которой давит башмак, во время прохождения контрольных точек каждым башмаком, что и является ориентиром для системы управления.

Проведенный анализ свидетельствует о том, что метод моторизованного бурения роторными двигателями имеет ряд недостатков. Одним из первых и самым важным являются большие эксплуатационные расходы. Потеря роторной управляемой системы в процессе бурения, а именно ее замена обходится в 1 млн. долларов, а стоимость замены двигателя винтового типа, требует затрат в пределах 200 тысяч долларов [1]. Для оптимального выбора типа двигателя используют данные геологической разведки, как пример в условиях нестабильного ствола скважины, угрожающего потерей компоновки дна бурильных колонн, более оправданным считается выбор скважинного двигателя. Стоит отметить, что моторизованное роторное бурение совместно только с определенными долотами по классу и типу, тогда как бурение с применением скважинного двигателя совместимо с любым типом и классом долота. Неправильный выбор долота приводит к снижению эффективности бурения. В случае выбора метода, при котором применяется моторизованное роторное бурение необходимо выполнить проект установки бурения, с расчетом мощности ротора, это является причиной снижения скорости, которая необходима для достижения ее высокой эффективности, что лишает ее всяких преимуществ в малых буровых установках. Роторно-регулируемая система на высокой скорости вращения, способствует быстрому износу обсадной колонны, а также способна повредить бурильную колонну [2, 3].



А – трехшарошечное с герметизированными маслonaполненными опорами
Б – PDC с алмазно-твердосплавными резцами

Рисунок 2 – Долота, используемые при роторном бурении

Основываясь на анализе данных, полученных практически путем использования метода при котором применяются моторизованные роторные установки, можно выделить ряд положительных результатов при использовании их для реализации задач в процессе бурения скважин для добычи нефти и газа: 1) высокое качество ствола в пробуриваемой скважине. Это облегчает процесс спуска обсадной колонны; 2) уменьшение временных затрат на бурение; 3) позволяет лучшим образом расположить ствол в продуктивном слое, это приводит к увеличению продуктивности скважины; 4) позволяет пробуривать скважины имеющие большие отклонения от вертикального уровня; 5) позволяет создавать большие по протяженности горизонтальные участки ствола [2]. Проанализировав литературу можно выделить определенный ряд направлений, имеющих большую перспективу в применении метода моторизованного роторного бурения: позволяет создавать гибридные системы, в которых имеется ряд преимуществ, таких как множество способов произвести отклонение скважины; позволяет оптимизировать процесс, а также снизить расходы на создание проекта для систем управления; осуществляет возможность применение с любыми видами долот.

Библиографический список:

1. Симонянц С. Л. Эволюция способов вращательного бурения нефтегазовых скважин / С. Л. Симонянц. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2020. – № 4. – С. 15-18.
2. Симонянц С. Л. Применение моторизованного роторного бурения для увеличения скорости углубления скважины / С. Л. Симонянц, М. Аль Тии // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2020. – № 8. – С. 26-29.

3. Закиров А. Я. Первые результаты испытаний роторно-управляемых систем российского производства / А. Я. Закиров // PRO Нефть. – 2016. – № 2. – С. 43-47.

4. Калинин В. Роторные возможности управляемого бурения / В. Калинин. – Текст : непосредственный // Сибирская нефть. – 2012. – № 9. – С. 36-41.

5. Результаты применения новых технологий в бурении при разработке сложного месторождения Восточной Сибири - Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения / К. Уилсон, И. Шокарев, Дж. Смолл, Э. Ахунжов // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 2. – С. 54-55.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДОЛГОВЕЧНОСТИ УЗЛОВ ТРЕНИЯ ДОЛОТА

Н. Н. Закиров, О. М. Барбаков, Н. А. Кондратьева
(Тюменский индустриальный университет)

Опора долота являются одним из наиболее важных узлов в конструкциях шарошечных долот. Она обеспечивают действие кинематических схем долота и создают условия для эффективной работы вооружения. Сложность повышения надёжности опоры долота заключена в ограничении объема под узлы трения. Поэтому известные конструкторские решения в машиностроении не всегда приемлемы для их реализации в специфических условиях [1].

Односторонняя нагруженность беговых дорожек (цапф) со стороны забоя вызывает усиленный износ их в секторе с дугой 120-160°. Установленные в отечественном долотостроении допуски на изготовление подшипников долот позволяют иметь посадочные зазоры, при которых угол зоны нагружения даже у новых долот находится в пределах 90-180°, а число воспринимающих нагрузку тел качения составляет 25-52 % от общего числа. По мере изнашивания подшипников и увеличения зазоров угол зоны нагружения и число работающих тел качения будет уменьшаться. При этом будет возрастать удельное давление на беговые дорожки цапфы и скорость изнашивания её со стороны забоя будет возрастать. Важной отличительной особенностью опоры является также то, что посадочные зазоры всех трёх подшипников различны, а поэтому роликовые подшипники, как правило, работают с перекосом ($\pm 10-15^\circ$). Такой перекос может увеличивать контактные напряжения по краям роликов на 20-25 % относительно среднего напряжения при отсутствии перекосов, что часто приводит к выкрашиванию краёв роликов.

Учитывая одностороннюю нагруженность опоры и работу подшипников качения без сепараторов, тела качения в зоне нагружения вращаются в противоположных направлениях друг относительно друга, а следовательно, изнашиваются вдвое быстрее, чем в случае наличия сепаратора. В результате возрастает работа трения и износ тел качения.

Выходя из зоны нагружения, особенно при большом суммарном зазоре между роликами вследствие изнашивания, тела качения теряют скорость и связь с шарошкой. В этот момент ролики в ненагруженной зоне при изношенном подшипнике имеют возможность разворачиваться или располагаться под углом к образующей подшипника, что может привести к заклиниванию шарошек или скольжению и раскалыванию тел качения. При выходе тел качения в зону нагружения, в результате большой разницы между скоростями движения беговых дорожек и тел качения, будет происходить интенсивное проскальзывание соприкасающихся поверхностей и усиленный износ роликов по диаметру и их длине. При достижении определённой ширины беговой дорожки и длины ролика последний будет разворачиваться и приводить к заклинке шарошки. При наличии в опоре подшипников скольжения, они также изнашиваются в процессе работы долота, но характер их изнашивания будет отличным от такого в подшипниках качения и выражается, прежде всего в схватывании и вырывах в поверхностных слоях [2].

Сложность изучения механизма изнашивания опор заключается в том, что опора – это многорядный неразъёмный подшипник, где от работоспособности каждого подшипника зависит долговечность долота в целом. Загруженность подшипников опор неравномерна, чем и вызывается неоднородность сработки, неравномерность изнашивания подшипников. Абразивному и ударно-абразивному изнашиванию подвергаются все поверхности, омываемые буровым раствором, содержащим абразивные частицы. Интенсивность износа на различных участках поверхностей трения во времени различна и определяется размером и твёрдостью абразива, видом смазки, твёрдостью поверхности опоры. Причём, ударно-абразивному изнашиванию могут подвергаться различные участки опоры долота, даже в ненагруженном состоянии, проявляющееся в виде внедрения зёрен абразива в контактирующие поверхности опоры.

В герметизированных опорах изнашивание вызывается появлением в полости шарошки продуктов изнашивания (частицы наклепанного, цементованного слоя, золы, образующейся при сгорании смазки, а также при разгерметизации опоры). В процессе работы опоры на сопряжённых поверхностях элементов с различной интенсивностью протекают окислительный и тепловой виды изнашивания, но основным видом изнашивания является усталостное выкрашивание. Причина - циклические, контактные физико-химические взаимодействия. Проявляется после накопления определённого числа циклов нагружений, которое зависит от исходной усталостной прочности материала, свойств смазочной среды, величины и направления скоростей качения и скольжения, шероховатости поверхностей, цикличности нагрузки и других [2].

Наибольшему изнашиванию подвержены беговые дорожки роликового подшипника и подшипника скольжения, а интенсивность изнашивания цапфы замкового подшипника остаётся на одном уровне с момента приработки до периода повышенного износа.

Схватывание поверхностей цапфы и шарошки в подшипниках скольжения опор долот сопровождается вырывом частиц металла с одной поверхности и налипанием их на другой, что ведёт к заеданию пары трения. Схватывания возникают при перегрузке, перегреве или при недостаточной смазке подшипников скольжения.

Наряду с постепенным изменением формы и размеров в результате различных видов изнашивания опорные поверхности долота подвергаются также разрушению выкрашиванием. Цапфа долота подвержена разрушению больше других элементов опоры, причём различные её участки подвергаются разрушению с различной интенсивностью. Обычно скалываются бурты цапф, причём не только на нагруженной, но и на ненагруженной (у замка пальца) стороне. Исследованиями показано, что скалывания буртов отмечается у 40,8 % обследованных цапф. Наиболее интенсивному скалыванию подвергается бурт, расположенный между большой роликовой и шариковой дорожками. Шарошки долота с нарушенной, в результате скалывания буртов, базой отжимаются при бурении к центру забоя; диаметр скважины при этом уменьшается, хотя износ вершин калибрующих зубьев ещё невелик.

Значительное влияние на надежность и долговечность работы узлов трения долота оказывает температурный режим [3]. Источником тепловой энергии являются поверхности, контактирующие в процессе трения. При этом повышение температуры приводит к изменению физико-механических свойств материалов, а тепловые напряжения могут оказаться выше механических. Наиболее сильное изменение свойств материалов происходит в тонком поверхностном слое контактирующих поверхностей трения. Это приводит к изменению зазоров в трущихся соединениях, перераспределению нагрузок, напряжений и увеличению интенсивности износа узлов трения.

Правильным выбором конструктивных схем опор и зазоров по подшипникам, материалов элементов подшипников и технологии их химико-термической обработки, нанесением прирабочных покрытий на внутреннюю поверхность шарошки для снижения тепловой нагрузки, подборки смазок, противоизносных присадок к ним и режимов отработки долот, можно регулировать износ опорных элементов и значительно увеличить долговечность долот [4].

Библиографический список:

1. Повышение эффективности работы и надёжности буровых шарошечных долот / Н. Н. Закиров, В. П. Федотов, А. Б. Винников, И. Н. Бородин. – Москва: Недра, 2001. – 246 с. – Текст : непосредственный.
2. Спивак А. И. Технология бурения нефтяных и газовых скважин / А. И. Спивак, А. Н. Попов, Т. О. Акбулатов. – Москва: Недра, 2007. – 508 с. – Текст: непосредственный.
3. Закиров Н. Н. Температурный режим работы узлов трения бурового долота / Н. Н. Закиров. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2004. – № 9. – С. 12-14.

4. Закиров Н. Н. Техничко-технологические основы долговечности работы шарошечных долот / Н. Н. Закиров. – Тюмень:ТИИ, 2018. – 140 с.

РОЛЬ СУПЕРВАЙЗИНГА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Закиров Р. Р., группа 71-22 Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, ZakirovRR1@mail.ru

Хузина Л. Б., д. т. н., профессор кафедры БНГС Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, lhyzina@yandex.ru

В целом, основной целью супервайзинга в бурении нефтяных и газовых скважин является повышение эффективности инвестиционной деятельности в сектор строительства скважин посредством контроля всех процессов на объектах подразделениями супервайзеринговых подразделений.

Если рассматривать рынок сервиса супервайзинга, к примеру, за последние 5-7 лет, мы увидим, что спрос на данные услуги растет со стороны Недропользователей, как при бурении скважин, так и при операциях по освоению скважин, КРС и т. д. (рис. 1).

Буровой супервайзинг регламентируется профессиональным стандартом «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли» как вид профессиональной деятельности – технологический контроль и управление процессом бурения нефтяных и газовых скважин [1].

После перехода к подходу бурения скважин на нефть и газ так методом «раздельного сервиса», встает вполне целесообразный вопрос о необходимости привлечения определенной контролирующей единицы (буровой супервайзер).

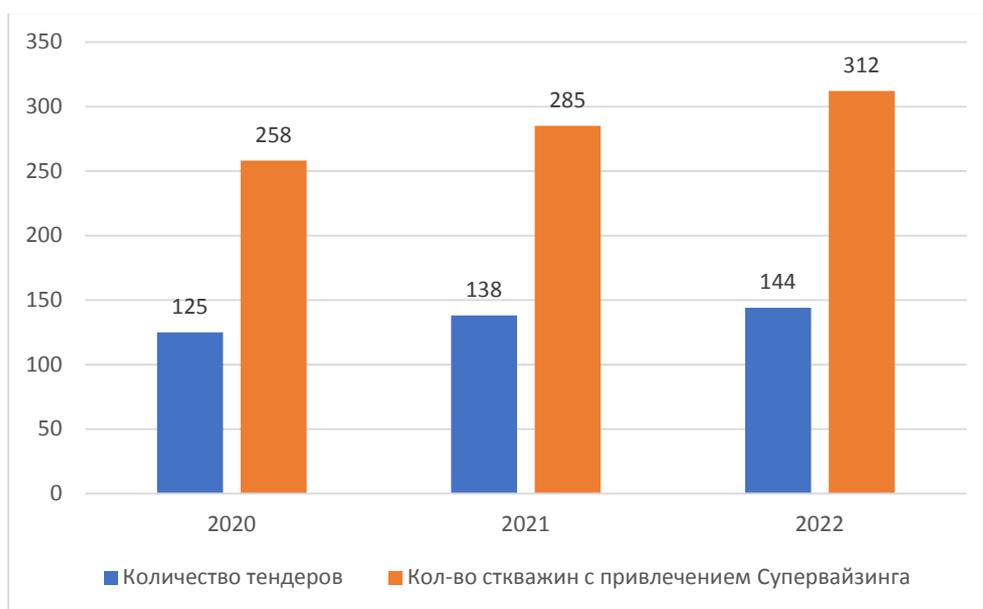


Рисунок 1 – Рост роли супервайзинговых услуг с течением времени (по объектам Западно-Сибирского нефтегазоносного комплекса)

По большому счету, помимо технической экспертизы, буровой супервайзер должен сочетать в себе следующие компоненты [2]:

- лидерство;
- менеджмент;
- понимание бизнеса.

Таким образом, буровой супервайзер должен уметь находить достаточно тонкую грань между технологическим процессом и эффективным управлением всего объекта, включающего множество подрядных организаций (сервис по наклонно-направленному бурению, сервис буровых растворов, ГТИ, долотный сервис, отбор керна, освоение, тампонажный сервис, ГРП и т. д. и т. п.).

В целом, буровой супервайзинг в нашей стране достаточно молод, и это требует дополнительного повышения компетенций персонала. К примеру, в индустриально развитых странах строительство скважин осуществляется независимыми буровыми подрядчиками, взаимоотношения которых с нефтяными компаниями строятся на конкурсной основе. Конкуренция стимулировала рост профессионального уровня буровых подрядчиков. Показатели их работы характеризуются не проходкой в метрах, а качеством скважины.

К примеру, при достаточно высоком уровне компетенций, буровой супервайзер способен оперативно проанализировать, предотвратить множество ситуаций на кустовой площадке, тем самым оптимизировав весь бизнес-план по объекту в целом.

Таким образом, результатом работы службы супервайзинга для Заказчика является:

- оптимизация затрат на строительство скважины;
- повышение качества построенных скважин;
- формирование базы данных производственной и технологической информации, обеспечивающей экономический анализ деятельности предприятия в принятой системе документооборота;
- контроль всех технологических этапов и работ, проводимых на буровой площадке, включая пооперационное описание и регистрацию параметров;
- контроль исполнения проектных решений, ГТН (геолого – технический наряд), РТК (режимно – технологическая карта) и других регламентирующих и нормативных документов, анализ отклонений;
- контроль исполнения мероприятий по охране окружающей среды и требований техники безопасности;
- контроль баланса календарного времени строительства скважины, включая:
 - формирование суточной отчетности;
 - формирование графика строительства скважины;
 - формирование ТЭП (техничко – экономический показатель);
 - контроль движения материально-технических ресурсов;
 - контроль объема и качества услуг, выполняемых сервисными компаниями.

Также, безусловно, с технологической точки зрения, использование такой организации, как супервайзинговый сервис, ведет, как правило, к существенному снижению аварийности при строительстве скважин на нефть и газ, что тем самым ведет к оптимизации всего цикла строительства скважин на нефть и газ.

Библиографический список:

1. Кульчицкий В. В. Четверть века развития российского бурового супервайзинга / В. В. Кульчицкий. – (Анализ и прогноз). – Текст : непосредственный // Бурение & нефть. – 2018. – № 3. – С. 10-13.

2. Кульчицкий В. В. Супервайзинг строительства нефтяных и газовых скважин: практическое руководство / В. В. Кульчицкий. – Москва : Вече, 2019. – 368 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: д. т. н., профессор кафедры БНГС, АГНИ Хузина Л. Б.

УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ БУРЕНИЯ

Зотов З. Г. группа ГГ18-01РТ,

Сибирский Федеральный Университет, г. Красноярск, zotovz2@bk.ru

Основными требованиями к алмазному бурению выступают повышение скорости и качества проведения работ при низких материальных затратах. Помимо существующих методов повышения технико-экономических показателей бурения наиболее перспективным является управление процессом, основанное на оптимизации режима эксплуатации породоразрушающего инструмента [1, 2, 4]. Предложенный алгоритм управления алмазным бурением, учитывая механизм разрушения горной породы, реализуемый на забое, предлагает принятие научно обоснованного решения по выбору параметров режима бурения, что позволяет достигать достаточно высоких показателей механической скорости бурения при сохранении ресурса инструмента и снижении показателя энергоемкости [3].

Для сохранения ресурса алмазного инструмента разработчики рекомендуют соблюдать значение показателя *RPI*, регулирующего соотношение углубления и скорости бурения с целью полной реализации потенциала породоразрушающего инструмента в допустимых пределах. Однако, в процессе бурения режущая часть инструмента изнашивается, геологические условия непрерывно изменяются и, придерживаясь константы значений, не удастся достичь желаемого эффекта. Учитывая переменные параметры регулируемой системы, программа оснащена функцией перебора данных с целью поиска оптимальных условий реализации бурения (рис. 1).

Алгоритм программы устроен таким образом, чтобы показатели частоты вращения и осевой нагрузки оставались в пределах выделенных значений.

Выводы:

Автоматизация управления бурением возможна с применением технологий компьютерного программирования, позволяющих в режиме реального времени отслеживать изменения параметров бурения и корректировать их с целью повышения эффективности текущего процесса.

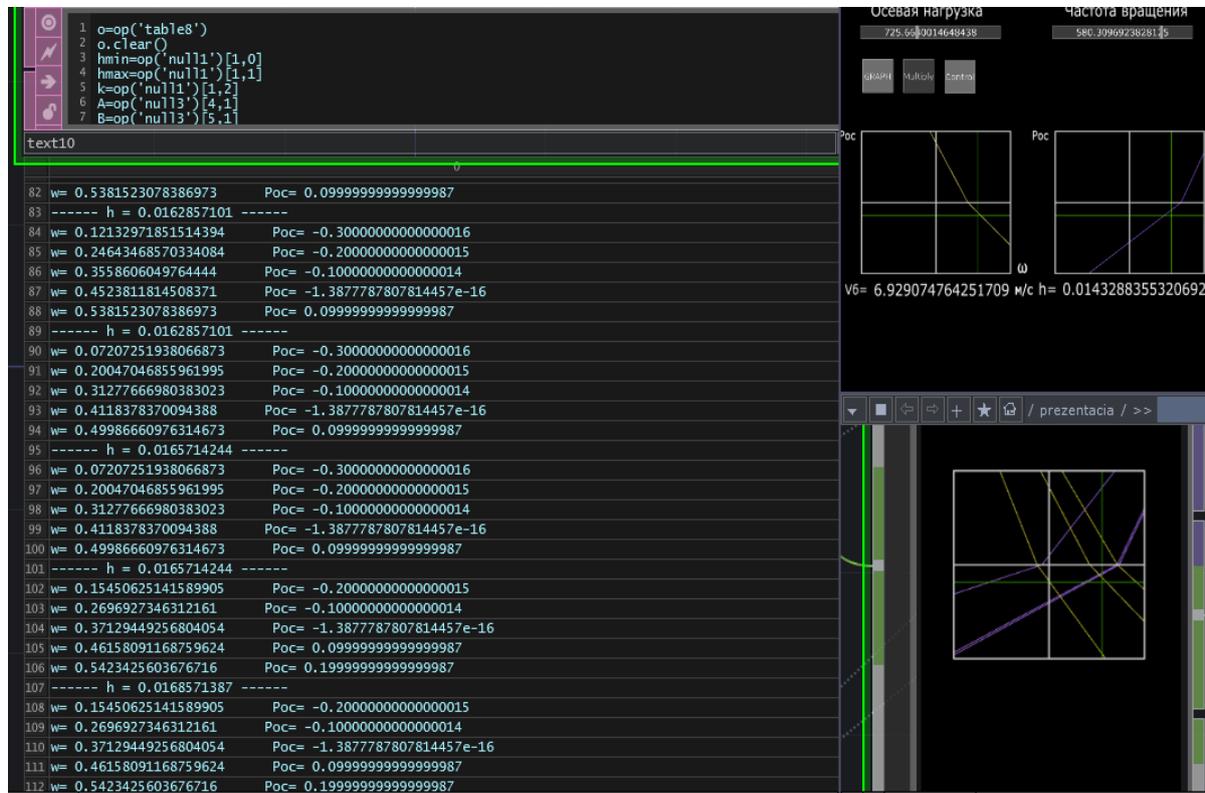


Рисунок 1 – Интерфейс компьютерной программы управления алмазным бурением

Библиографический список:

1. Нескромных В. В. Разработка методики управления процессом бурения на основе комплексного анализа критериев. / В. В. Нескромных, М. С. Попова. – Текст : непосредственный // Записки Горного Института. – 2019. – Т. 240. – С. 701-710.
2. Нескромных В. В. Оптимизация в геологоразведочном производстве / В. В. Нескромных. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2013. – 246 с. – Текст : непосредственный.
3. Su O. Numerical simulation of rock cutting using the discrete element method. / O. Su., Akcin Ali. –Text direct // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2011. – V. 48 (3). – P. 434-442.
4. Евсеев В. Д. Пути повышения эффективности разрушения горных пород / В. Д. Евсеев, М. Р. Мавлютов. – Текст : непосредственный // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. – 2000. – Т. I. – С. 463-465.

5. Integrated FEA modeling offers system approach to drillstring optimization / H. Aslaksen, M. Annand, R. Duncan [et al.]. –Text direct // Society of Petroleum Engineers : SPE Drilling Conference : Miami, Florida, USA. – 2006. – P. 669-684.

Научный руководитель: Попова М. С., канд. техн. наук, доцент, Сибирского федерального университета.

ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

Казанцева А. М., группа ВСм-21-1, г. Тюмень

В настоящее время бурению боковых стволов уделяется большое внимание из-за актуальной возможности повышения нефтеотдачи из мало-насыщенных пластов, изучения и вскрытия новых пластов с наименьшими затратами. В ранее пробуренных скважинах строительство боковых стволов является оптимальным решением для эффективного использования продуктивной зоны. Траектория бокового ствола находится вблизи с материнским стволом, где ствол скважины уже охарактеризован керновыми и каротажными данными, и есть информация по результатам испытаний и эксплуатации пластов.

На основании опыта бурения боковых стволов можно выделить ряд проблем проводки скважин:

- Уровень залегания пластовых вод и степень их обводненности. При наличии данной проблемы в ствол скважины будет поступать пластовая вода, что будет отрицательно сказываться на состоянии стенок скважины и проводке ствола в целом.

- Высокий процент искривленности ствола вследствие образования заколонной циркуляции (ЗКЦ) в интервалах продуктивного пласта.

- Неустойчивости станок скважины при увеличении зенитного угла во время бурения. В интервалах возрастания искривленности угла бурения увеличивается нагрузка на стенки скважины.

Для оптимизации проводки боковых стволов на проектном этапе необходимо строить геомеханическую модель. Обобщенный процесс построения представлен в виде круговой диаграмм (Рисунок 1). На первом этапе надо собрать и проанализировать исходную информацию по материнскому стволу и для уточнённого результата еще по близкорасположенным скважинам. Минимальный объем информации для определения основных параметров напряжения и свойств горных пород по стволу скважины должен содержать:

1. Плотностной и гамма каротажи (ГГКП, ГК);
2. Акустический каротаж (АК, АКш);
3. Тест для определения минимального горизонтального напряжения;
4. Микроимиджи.

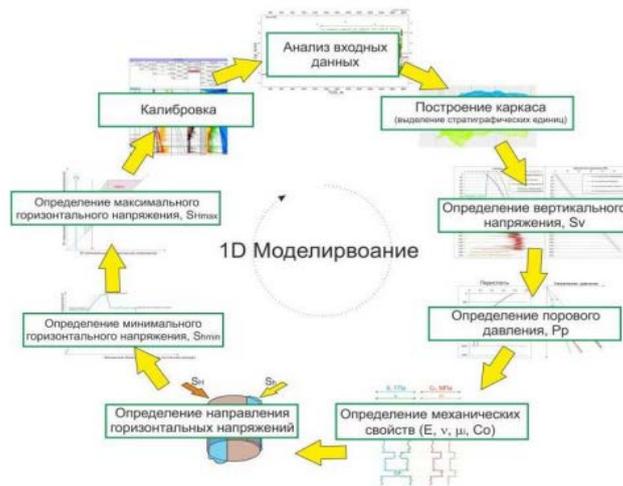


Рисунок 1 – Схема построения 1D модели

По плотностному каротажу определяется вертикальное напряжение, которое описывает силы веса под действием горного давления, акустический широкополосный каротаж показывает направление главных напряжений, а по данным проведенных исследований мини-ГРП и микроимиджеров оценивается горизонтальное напряжение [1]. Дополнительные гидродинамические исследования показывают значения пластового давления. При построении модели механических свойств (ММС) должны учитываться лабораторные исследования керна по всему стволу скважины для определения механических параметров, но на многих интервалах нет данных и тогда выводятся корреляционные зависимости для каждой породы соответственно, которые рассчитываются при наличии полного комплекса геофизических исследований. После сбора данных по скважинам происходит оценка значений на правильность, и калибруются кривые.

В ходе построения выводятся диаграммы трещиноватости на полярных азимутальных сетках, называемых стереонетами (Рисунок 2).

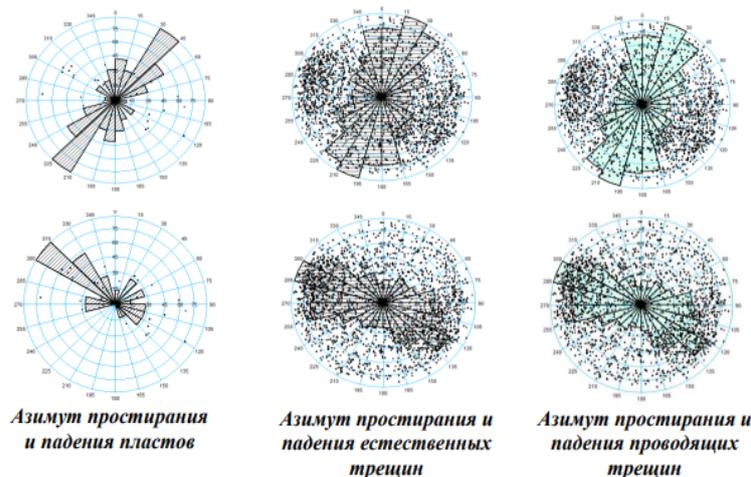


Рисунок 2 – Азимуты трещин в стволе скважины

С точки зрения проблемы устойчивости стенок скважины направления горизонтальных напряжений с выделениями минимальных, средних и максимальных напряжений обеспечивают выбор оптимального зенитного угла при бурении, что помогает минимизировать образование техногенных трещин, вывалов и каверн, а также помогает выбрать наиболее удачное направление для перфорации в продуктивном пласте [2].

После построения модели механических свойств и расчёта напряжений по всему стволу скважины проверяется выполнимость различных критериев разрушения (Ладэ, Мора-Кулона и т. д.). По результатам расчета на критерии разрушения строятся профили градиентов порового давления и гидроразрыва, градиента разрушения стенок скважины, градиента начала поглощения бурового раствора, которое наиболее важно при прохождении транзитных пластов. Далее результаты калибруются и смотрятся фактические осложнения на соседних скважинах: обрушение ствола скважины по данным кавернометрии, затяжки, посадки и прихваты бурового инструмента, а также поглощения бурового раствора и случаи ГНВП.

По результатам тщательных расчетов даются рекомендации по оптимальной плотности бурового раствора и составу его компонентов, а также параметрам и режимам бурения.

Помимо этого, подготавливается карта управления рисками, которая представляет собой прогноз и описание рисков, связанных с устойчивостью ствола скважины, для любой глубины вдоль траектории скважины и включает в себя рекомендации по безопасным процедурам бурения и СПО с точки зрения устойчивости стенок ствола скважины и рекомендации по разработке технологических решений при возникновении геологических осложнений.

При предварительном построении геомеханической модели снижаются вероятности риска осложнений и аварий. Также повышается точность проводки скважины.

Библиографический список:

1. Исмаилов Ю. Р. Построение геомеханической модели в целях прогноза трещиноватости по геофизическим параметрам для доюрских отложений Северо-Шингинского нефтяного месторождения / Ю. Р. Исмаилов – Текст : непосредственный // Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД) ; науч. рук. В. Б. Белозеров. — Томск, 2019. – С. 116.
2. Mark D. Zobak. Reservoir Geomechanics / D. Mark Cambridge University Press. – Cambridge 2010. – Text direct.

РАСЧЕТ УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ МЕТОМ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Казанцева А. М., группа ВСм-21-1, г. Тюмень

Одним из современных решений, многих обозначенных проблем, является построение геомеханических моделей на этапе проектирования заделки бокового ствола. Актуальность геомеханического моделирования при проектировании строительства скважин с каждым годом возрастает.

В данной статье рассматривается построение модели механических свойств и на основании нее расчет устойчивости ствола скважины. Обобщенный процесс построения представлен в виде круговой диаграммы (рисунки 1). К исходной информации для построения модели механических свойств относятся все данные геологического, физического и технологического характера, которые представляют информацию о напряжениях в горной породе. К основной информации для 1D геомеханического моделирования относятся данные ГИС: гамма каротаж (ГК), плотностной каротаж (ГГКП), акустический каротаж и широкоплотный (АК, АКш), боковой каротаж (БК), индукционный (ИК), кавернометрия, данные, полученные при ВСП, информация об осложнениях при бурении скважин, результаты ГРП.

Ограничением построения модели является недостаток информации, который также будет сказываться на точности конечной модели. В малом количестве скважин присутствуют данные по исследованиям керна и кросс-дипольной акустики (10 % от скважин, в которых проводился акустический каротаж) [1].



Рисунок 1 – Схема построения 1D модели

Выбор скважины для построения первоначальной аналоговой модели осуществлялся по основным критериям: наличие АКш и исследований керна. Наличие методов АК и ГГК-П в комплексе ГИС и их качество игра-

ет особое значение при решении задач геомеханического моделирования. Но в некоторых скважинах данные этих методов отсутствуют, либо имеют очень низкое качество. По этой причине важной частью работы является восстановление кривых геофизических исследований скважин.

В данной работе в качестве метода восстановления кривых использовались нейронные сети. Метод основан на обучении нейронной сети. В опорной скважине происходит обучение нейронов, т. е. определение зависимости между исходными кривыми и выходной диаграммой по методу нейронной сети прямого распространения. результаты синтеза показали хорошую сходимость исходных и восстановленных кривых ГИС. Также для построения модели механических свойств необходимо было знать или рассчитать коэффициенты пористости и проницаемости. Модель механических свойств состоит из упругих свойств среды (модуле Юнга, коэффициенте Пуассона), прочностных свойств (прочность на одноосное сжатие, угол внутреннего трения, прочность на разрыв), напряженного состояния среды – тензор напряжений (вертикального, максимального и минимального горизонтальных), порового давления. Механическая модель среды рассчитывается в специальном программном обеспечении и происходит процесс согласно пошаговой методике.

По результатам расчета на критерии разрушения строятся профили градиентов порового давления и гидроразрыва, градиента разрушения стенок скважины, градиента начала поглощения бурового раствора, которое наиболее важно при прохождении транзитных пластов. Далее результаты калибруются и смотрятся фактические осложнения на соседних скважинах: обрушение ствола скважины по данным кавернометрии, затяжки, посадки и прихваты бурового инструмента, а также поглощения бурового раствора и случаи ГНВП [2].

В ходе построения выводятся диаграммы трещиноватости на полярных азимутальных сетках, называемых стереонетами. Построенные стереонеты на рисунке 2 характеризуют устойчивость ствола скважины при различных глубинах.

Исходя из вышеизложенного, построение геомеханической модели с прогнозами пластового давления и градиента гидроразрыва, перед началом бурения бокового ствола, позволит в значительной степени сократить риски, связанные с устойчивостью стенок скважины, позволит исключить нежелательный приток пластового флюида в скважину, а также обеспечить контроль эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) при бурении, не допускающей гидроразрыва пласта и поглощения бурового раствора.

До начала бурения подбирается оптимальная плотность бурового раствора и ее компоненты, механическая скорость при прохождении неблагоприятных интервалов, зенитные и азимутальные углы траектории, конструкция и профиль скважины.

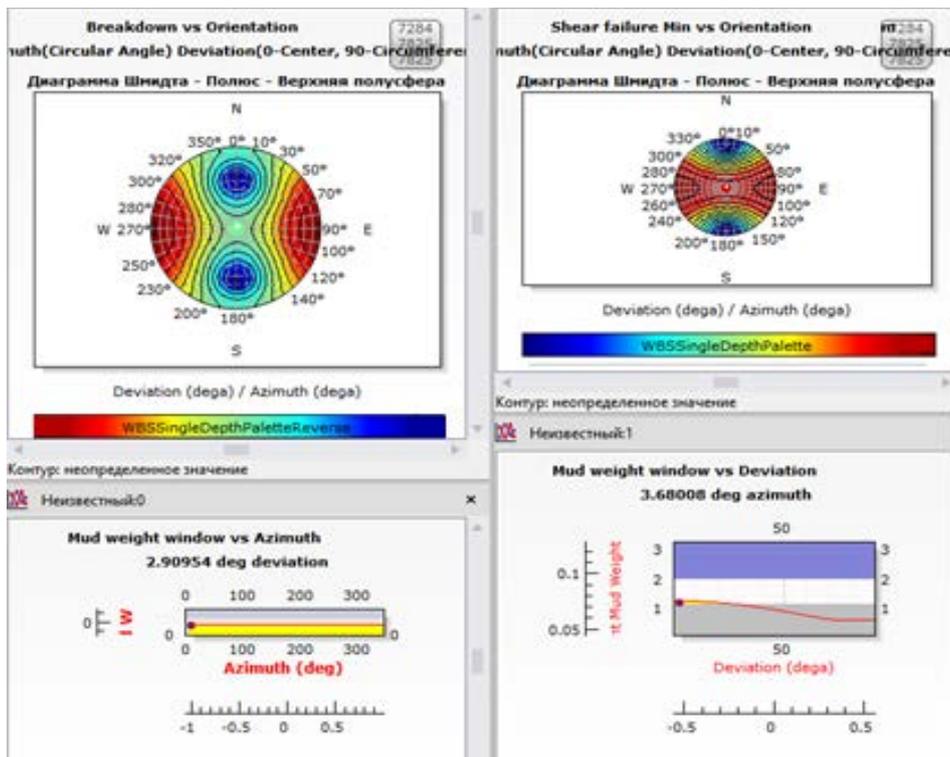


Рисунок 2 – Диаграммы трещиноватости

Библиографический список:

1. Исмаилов Ю. Р. Построение геомеханической модели в целях прогноза трещиноватости по геофизическим параметрам для доюрских отложений Северо-Шингинского нефтяного месторождения / Ю. Р. Исмаилов. – Текст : непосредственный // Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД) ; науч. рук. В. Б. Белозеров. – Томск, 2019. – С. 116.
2. Mark D. Zobak. Reservoir Geomechanics / Cambridge University Press. – Cambridge 2010. – 461 p. – Text direct.

ВЗД КАК АЛЬТЕРНАТИВА РУС ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ТРЁХКОЛОННОЙ КОНСТРУКЦИЕЙ И С МНОГОЗАБОЙНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

Кузнецов Д. В., группа ВСм-21-1, г. Тюмень, ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг»
 «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Denis.Kuznetsov@lukoil.com
 Петров Д. Е., группа ВСм-21-1, г. Тюмень, ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг»
 «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Danila.Petrov@lukoil.com

В условиях действующих санкционных ограничений, рисков прекращения деятельности иностранных компаний на территории РФ и высокой стоимости буровых работ в скважинах с применением в компоновке роторно-

управляемых систем (РУС) целесообразно определение возможности бурения горизонтальных скважин с трёхколонной конструкцией и многозабойным окончанием с винтовыми забойными двигателями (ВЗД), что позволит уменьшить зависимость от иностранных подрядных организаций и сократить затраты на проведение буровых работ.

На данный момент, приоритетность РУС над ВЗД зависит от следующих критериев [1]:

- Профиль:
 1. Длина ГУ более 800-1000 м (для скважин трёхколонной (ЗКК) и четырёхколонной (4КК) конструкции);
 2. Количество ответвлений – 3 и более и длина от забоя до точки Т1 более 800 м (для многозабойных скважин);
- Технологические – низкая величина технико-экономических показателей (ТЭП) при использовании ВЗД;
- Экономическая целесообразность.

Однако, при существующих ограничениях для горизонтального участка и ответвлений от основного ствола, фактические ограничения на бурение с ВЗД в компоновке составляют 300-350 м для ГУ; многозабойные скважины и скважины трёхколонной конструкции зачастую бурятся с применением РУС.

Бурение с применением РУС характеризуется следующими преимуществами [2]:

- Высокое качество построения и очистки ствола из-за возможности бурения с вращением бурильной колонны (в результате возникновения эффекта “конвейерной очистки” и образования плёнки вязкостного сцепления);
- Повышенная коммерческая скорость бурения в сравнении с бурением на ВЗД;
- Возможность построения более сложных профилей с большими отходами от устья.

Однако присутствуют и недостатки:

- Затраты на бурение с РУС в сравнении с бурением с ВЗД выше на 20-25 %;
- В существующей обстановке иностранные подрядные организации испытывает определенные сложности с наличием и доставкой комплектующих для обслуживания высокотехнического оборудования. При усилении санкционного давления, возможно прекращение деятельности иностранных подрядных организаций на территории РФ.

Бурение с ВЗД отличается от бурения с РУС и обладает следующими недостатками:

- Меньшая в сравнении с РУС максимальная протяжённость ГУ;
- Наличие сложности с доведением нагрузки до долота;
- Трудности с соблюдением плановой траектории ствола.

Однако стоит отметить следующие преимущества:

- Сниженная по сравнению с РУС стоимость проведения буровых работ;
- Простота в обслуживании;
- Налаженное производство и широкая распространённость.

Выполнен анализ 6 скважин, законченных бурением с трехколонной конструкцией за 2022 г. на месторождениях Западной Сибири, где в КНБК на бурение под эксплуатационную колонну применялось ВЗД. Выполнен сравнительный анализ скважин, пробуренных на АВ1/3 со схожими условиями бурения (объект, глубина скважины, проектный отход, система заканчивания, подрядчик) с применением в КНБК под Э/К РУС (28 скважин за 2021-2022 гг., таблица 1).

Таблица 1

Параметры анализируемых скважин

ТПП	Месторождение	скважина	Объект	ТИП скважин	Назначение	Буровой подрядчик	Глубина скважины (проект), м	Глубина скважины (факт), м	Разница м/у проект. и фактич. временем, включая НПВ, %	Смещение (отход), м
№1	А	001	АВ ₁ ³	гориз.	нагн	СФ БКЕ	2480	2476	20,30	1252
№1	А	002	АВ ₁ ³	гориз.	нагн	СФ БКЕ	2646	2673	9,54	844
№2	А	003	АВ ₁ ³	гориз.	нагн	СФ БКЕ	2586	2591	35,12	788
№2	А	004	АВ ₁ ³	гориз.	нагн	СФ БКЕ	2511	2505	-16,56	767
№2	В	005	АВ ₁ ³	гориз.	нагн	СФ БКЕ	2434	2466	-2,81	1186
№1	С	006	АВ ₁ ³	гориз.	нагн	СФ БКЕ	2604	2647	3,54	1280
В среднем на скважины с ВЗД							2544	2560	8	1020
В среднем на скважины с РУС							2596	2632	-3,7	864

Средний достигнутый показатель коммерческой скорости по 6 скважинам при бурении с ВЗД 100 условных метров на станкомесяц (м/ст.мес). В свою очередь, средний достигнутый показатель скважин с РУС составил 118,9 условных м/ст.мес.

При равной средней проходке (1515 м), среднее время бурения под Э/К с ВЗД составило 173 часа, с РУС – 114 ч. Время механического бурения не отличается и составляет 30 часов.

По результатам сравнительного анализа выявлено, что на основные работы затрачивается ориентировочно аналогичные временные затраты. Увеличение времени по скважине с ВЗД зафиксировано на выполнение шаблонировки с проработкой на 10,3 ч, также на работу с ГИС и шаблонировкой после ГИС приходится 32,8 ч.

Если из общей продолжительности исключить НПВ, то продолжительность по скважинам с РУС составит 231 ч, по скважинам с ВЗД данный показатель составит 269 ч.

Если к этому исключить затраты на ГИС отдельным рейсом добавлением в компоновку LWD, то по скважинам с РУС продолжительность составит 226 ч, по скважинам с ВЗД 247 ч (9 %).

Если к продолжительности скважин с РУС (231 ч) прибавить полученные дополнительные затраты при сравнительном анализе, то продолжительность составит 264 ч, показатель скважин с ВЗД 269 ч (таблица 2).

Таблица 2

Временные затрат на бурение с ВЗД и РУС на каждую операцию

Временные затраты на работы в Э/К, ч	
Сборка КНБК (скважина с ВЗД)	3,5
Сборка КНБК (скважина с РУС)	9
Спуск КНБК (скважина с ВЗД)	4,5
Спуск КНБК (скважина с РУС)	3,8
Разбуривание тех оснастки (скважина с ВЗД)	2,5
Разбуривание тех оснастки (скважина с РУС)	1,0
Перевод скважины на буровой раствор (скважина с ВЗД)	0,5
Перевод скважины на буровой раствор (скважина с РУС)	0,6
Бурение в интервале 1084-2505 м (скважина с ВЗД)	59,5
Бурение в интервале 1065-2572 м (скважина с РУС)	57,5
Перезапись ГК в инт. 2455-2505м (скважина с ВЗД)	2,5
Перезапись ГК в инт. 2522-2572м (скважина с РУС)	2,0
Промывка (скважина с ВЗД)	0,5
Промывка (скважина с РУС)	2,0
Подъем с обратной проработкой до 1077 м (скважина с ВЗД)	14,3
Спуск с проработкой (скважина с ВЗД)	6,3
Промывка на забое (скважина с ВЗД)	1,75
Полный подъем (скважина с ВЗД)	9,3
Полный подъем КНБК с обратной проработкой в инт. 2572-1629 м (РУС)	22,5
Разборка КНБК (скважина с ВЗД)	2,75
Разборка КНБК (скважина с РУС)	3,2
Сборка, программирование, запись, разборка прибора для проведения ГИС (с ВЗД)	16,3
Шаблонировка роторной КНБК (скважина с ВЗД)	16,5
Спуск ОК-146 мм (скважина с ВЗД)	16,5
Спуск ОК-146 мм (скважина с РУС)	16,5

Для понимания ограничений по протяженности горизонтального участка при бурении трёхколонных и многозабойных скважин с ВЗД в компоновке был произведён расчёт для скважин с протяженностью ГУ 500-1100 м в ПО «WellPlan».

По результатам расчётов при использовании различных комбинаций КНБК выявлено, что предельная протяжённость при бурении скважин с ВЗД для горизонтального участка составляет 650-700 метров. Зачастую данное ограничение связано с недохождением нагрузки до забоя (рис. 1).

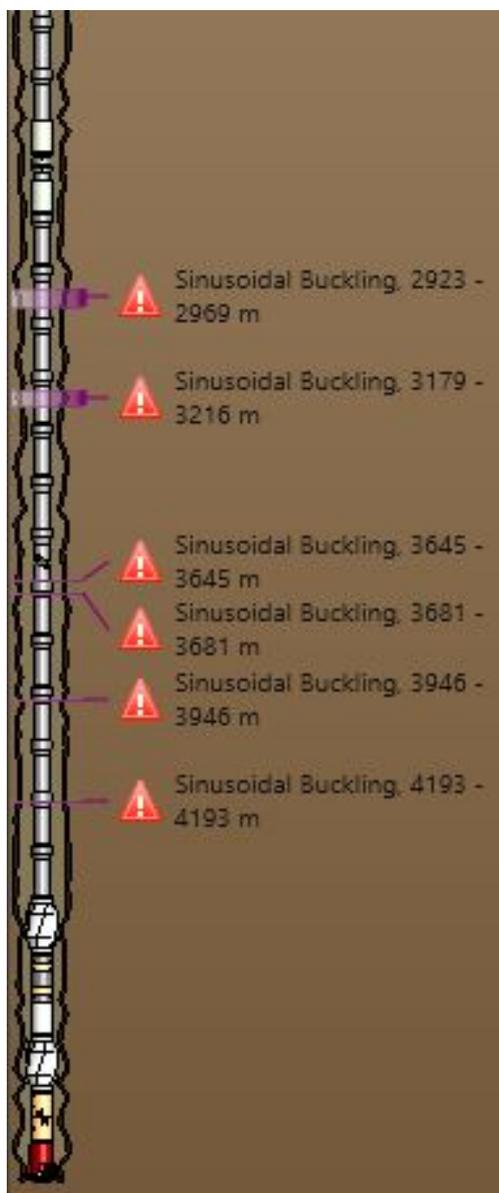


Рисунок 1 – Результаты расчёта одной из скважин с ВЗД в компоновке в ПО «WellPlan»

При существующих возможностях замены РУС на ВЗД для бурения в скважинах с длиной горизонтального участка до 500-600 м упущенная выгода составляет от 0,5 до 3 % от стоимости строительства каждой скважины.

Выполнен расчёт буримости фактически пробуренных скважин ЗКК за 2020-2022 гг. с РУС с длиной ГУ 220-470 м метров на возможность бурения с ВЗД в компоновке. Для расчётов использовалось долото 215,9 мм, ВЗД 172 мм, буровые трубы диаметром 127 мм. Режимы бурения для расчётов соответствуют фактическим.

По результатам расчётов выявлено, что такая возможность существует.

В период 2022 года было пробурено 52 скважины трёхколонной конструкции с ГУ, из них с РУС – 46. При замене РУС на ВЗД хотя бы в трети из них экономический эффект составил бы значительную сумму.

По результатам выполненного анализа было выявлено, что при бурении скважин с ВЗД проводятся работы, увеличивающие продолжительность строительства скважин. Существуют технические и технологические решения, позволяющие снизить или исключить затраты времени и средств на их выполнение:

- Расширение числа скважин с обратной проработки взамен проработки отдельным рейсом. При тиражировании мероприятия, возможно сокращение этапа подготовки ствола под Э/К и хвостовик на 15-35 часов;

- Замена ГИС на LWD или автономный каротаж в процессе бурения (АКПБ). Данная технология позволяет производить запись данных в память приборов без передачи данных в реальном времени на поверхность и включает в себя ГК, ГГК, каверномер по ГГК и прочие методы исследований [3]. Сокращение времени на проведение ГИС в таком случае составит 20-40 часов;

- Было выявлено, что ограничение по протяжённости связано с недохождением нагрузок до долота и складыванием инструмента. Для решения данной проблемы возможно применение в КНБК системы осциллятора, благодаря чему возможно снизить трение между буровым инструментом и стенками скважины. Данное устройство активно используется в других отечественных компаниях и имеет положительный опыт применения.

- Использование резцов клиновидной формы “АхеBlade” (рисунок 2) [4]. Благодаря изменению формы алмазного элемента PDC долота возможно увеличить стабильность и управляемость долотом, износостойкость и повысить эффективность механической скорости проходки. Применение такого типа долот на месторождении Восточной Сибири позволило увеличить механическую скорость проходки в среднем на 29 % в сравнении со стандартными долотами PDC.



Рисунок 2 – Резец клиновидной формы “АхеBlade”

Библиографический список:

1. Протокол производственно-технического совещания по рассмотрению вопроса разработки приоритетности РУС над ВЗД: г. Когалым, – 2018 г. – Текст : непосредственный.
2. Чепик В. С. Особенности применения различных технологий бурения в процессе строительства скважины / В. С. Чепик. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2018. – № 3 (189). – С. 55-59.
3. Никитенко М. Н. Определение элементов залегания пластов по данным каротажа в процессе бурения / М. Н. Никитенко, М. Б. Рабинович, М. В. Свиридов. – Текст : непосредственный // Геофизические технологии. – 2021. – № 2. – С. 36-48.
4. Апрельев А. С. Инновационное долото с резцами нового поколения гребнеобразной формы AxeBlade / А. С. Апрельев. – Текст : непосредственный // Молодежный научный форум : сборник статей по материалам XXI студенческой международной научно-практической конференции, 2018. – С. 9-16.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ В МЕЖСОЛЕВЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ С АНОМАЛЬНО ВЫСЫКИМИ ПЛАСТОВЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ ФЛЮИДОВ

Лисицин М. А., главный специалист отдела технологий бурения ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», e-mail: LisitsinMA2@tyngd.rosneft.ru
Вахромеев Андрей Гелиевич, д. г.-м. н, доцент, профессор-совм. кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, ФБГОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень; в. н. с., зав. лаб. Геологии нефти и газа ФГБУН ИЗК СО РАН, Иркутск.-mail: andrey_igr@mail.ru

Аннотация. Основным технологическим подходом в бурении скважин на нефть и газ в Восточной Сибири по-прежнему остается бурение на репрессии. Но обеспечить превышение забойных давлений над пластовыми при их сопоставимости по величине с горным давлением не всегда реально. Авторы рассматривают новый для региона опыт бурения межсолевых рапопроявляющих горизонтов с регулируемым давлением по рапопроявляющему пласту с АВПД флюидной системы.

Ключевые слова: бурение с регулируемым давлением, с регулируемым давлением, АВПД флюидов, межсолевые рапопроявляющие горизонты.

Бурение скважин в условиях аномальности пластового давления предусматривает высокие требования к технологии вскрытия, бурения и цементирования скважины. Особенно важно уделить внимание к надежности устьевого оборудования. Проблемы возникают как в процессе бурения

и цементирования (постоянные проявления рассолов с большим дебитом), так и после крепления данного интервала обсадной колонной (снятие обсадных колонн). Скважины, при бурении которых вскрывается аномальная зона пластового давления флюидов, зачастую не доводятся до проектного забоя. Перед инженерной командой ставится задача – обеспечить требуемый результат – довести скважину до проектного забоя с дальнейшей безаварийной добычей нефти и газа.

Рассмотрим в качестве примера одну из скважин, пробуренную на юге Сибирской платформы, в зоне активных рапопроявлений. На рисунке 1 показана плановая конструкция и график совмещенных давлений перед бурением скважины.

Вскрытие предполагаемой зоны рапопроявления производилось на утяжеленном буровом растворе, плотностью $1,85 \text{ г/см}^3$, с применением комплекса оборудования для бурения с регулируемым давлением (БРД). В состав оборудования входит роторный устьевой герметизатор (РУГ), блок дросселирования и сепаратор. На рисунке 2 показана схема обвязки оборудования БРД для бурения с контролем давления. (технология DPM – динамическое управление давлением).

Основными задачами технологии БРД являются:

Уменьшение непроизводительного времени, связанного с геологическим осложнением;

Постоянный контроль давления в скважине, и как следствие улучшенное распознавание событий в скважине;

Уменьшение времени строительства скважины;

Уменьшение рисков рапопроявления и получения флюида на поверхность;

Уменьшение пульсации/скачков, снижение цикличности давления, влияющих на ствол скважины.

Плотность бурового раствора для бурения была выбрана для снижения вероятности возникновения поглощений бурового раствора. Акцент был сделан на работу оборудования БРД, таким образом, при вскрытии зоны рапопроявления с K_a более 2,3 буровая установка, оборудование и персонал, задействованный при строительстве скважины, были готовы к контролю скважины. С глубины 1600 м с целью снижения рисков рапопроявления создали противодействие на РУГ величиной 15 атм. На глубине 1650 м был зафиксирован приток из скважины. С целью уменьшения объема притока и ликвидации рапопроявления увеличили противодействие до 95 атм. Продолжили углубление с противодействием, на данных режимах поглощение и проявление отсутствует. Расчетная плотность жидкости глушения на глубину 1632 м составит $2,35 \text{ г/см}^3$. В процессе бурения произвели поэтапное утяжеление бурового раствора до плотности $1,95 \text{ г/см}^3$ со снижением противодействия до 70 атм.

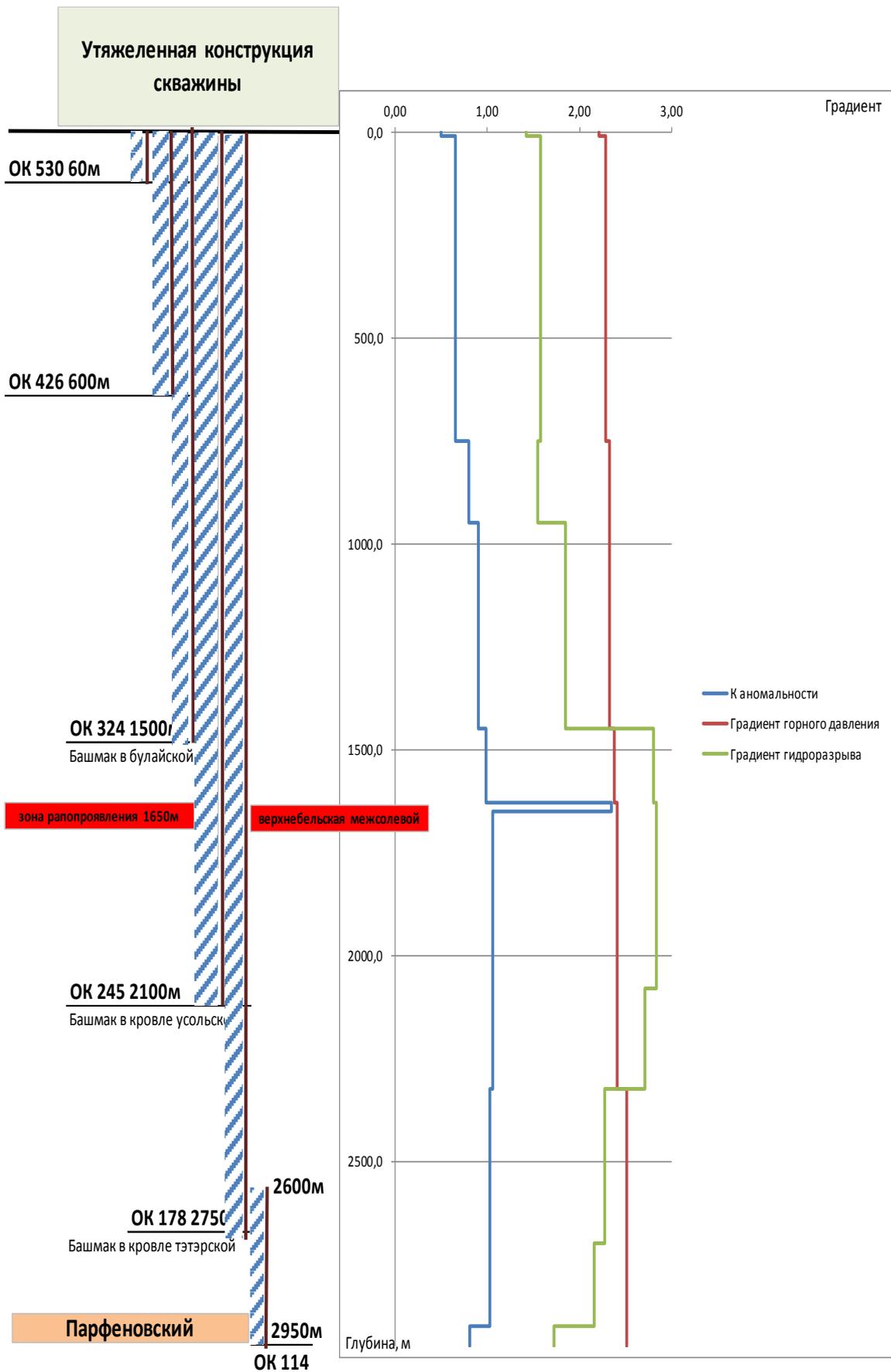


Рисунок 1 – График совмещенных давлений (плановый) [1]

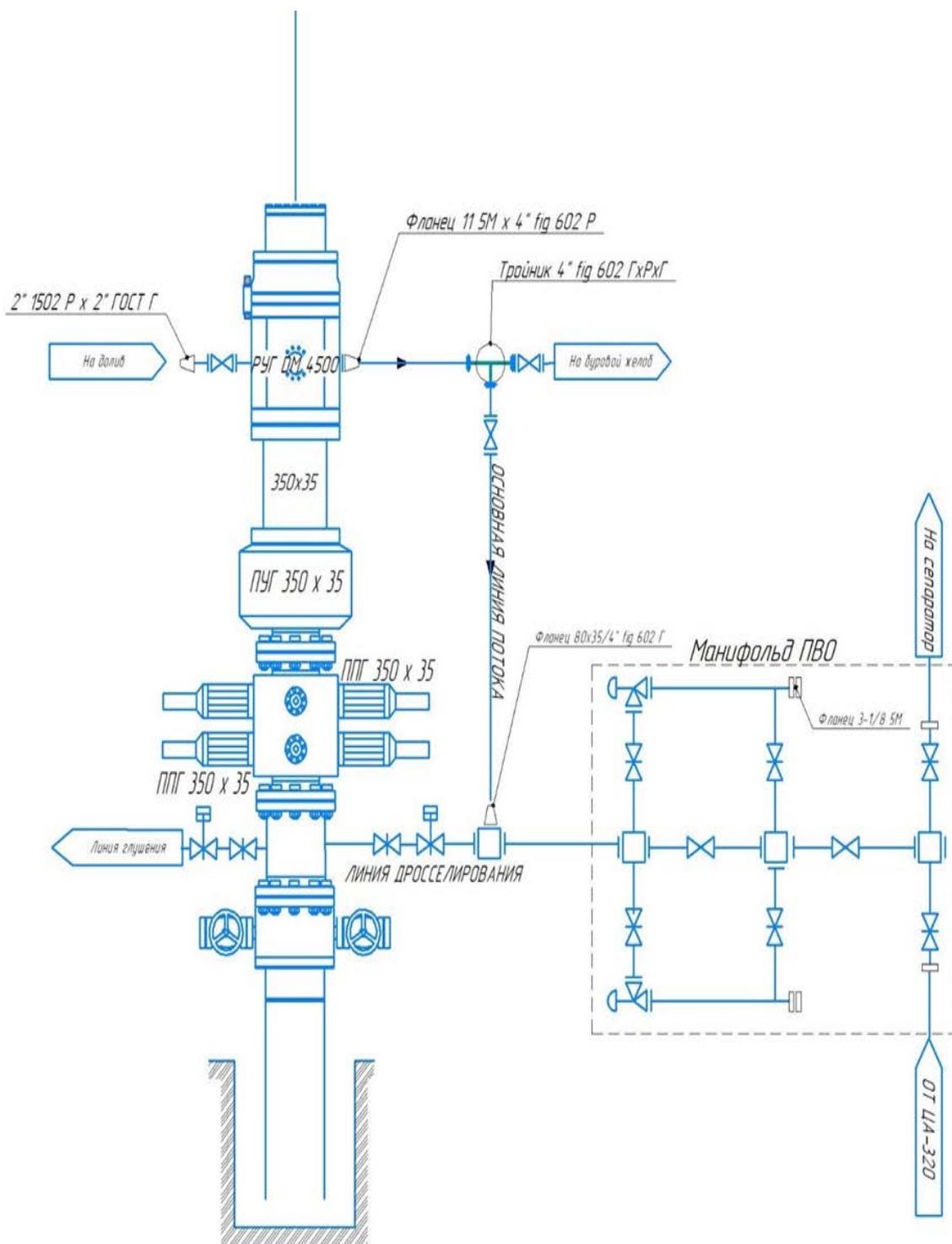


Рисунок 2 – Схема оборудования БРД

При бурении скважины выявился целый ряд уточнений (рис. 3). На глубине 1800 м была вскрыта зона полного поглощения. Коэффициент аномальности в интервале АВПД – 2,35, а градиент гидроразрыва в зоне поглощения – 2,2. Была вскрыта зона несовместимых условий бурения.

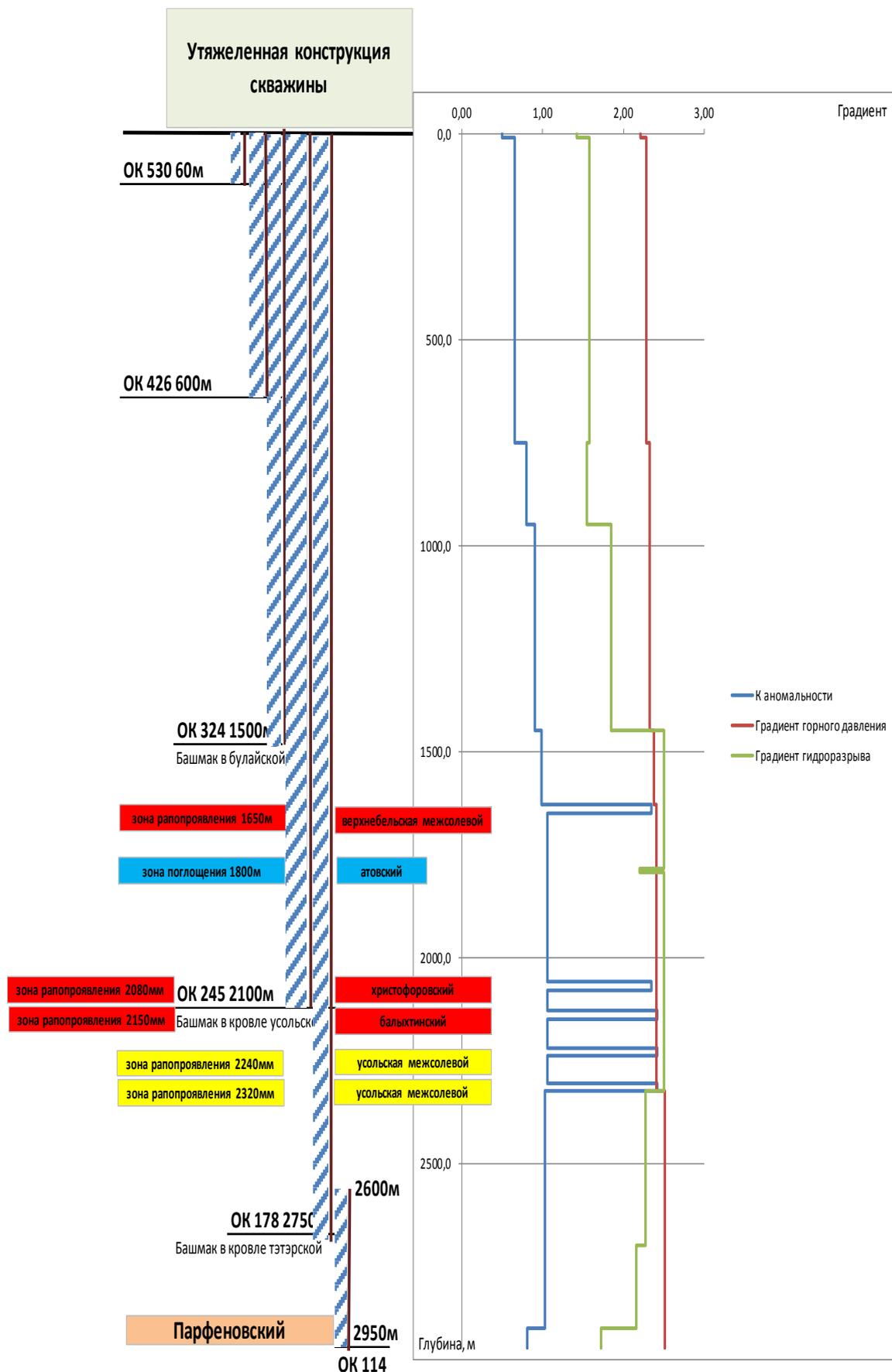


Рисунок 3 – График совмещенных давлений (фактический) [1]

Таким образом, при одновременном вскрытии этих двух зон начался межпластовый переток из рапопроявляющего пласта в поглощающий нижележащий пласт (рис. 4). Продолжение бурения стало возможным в нескольких вариантах:

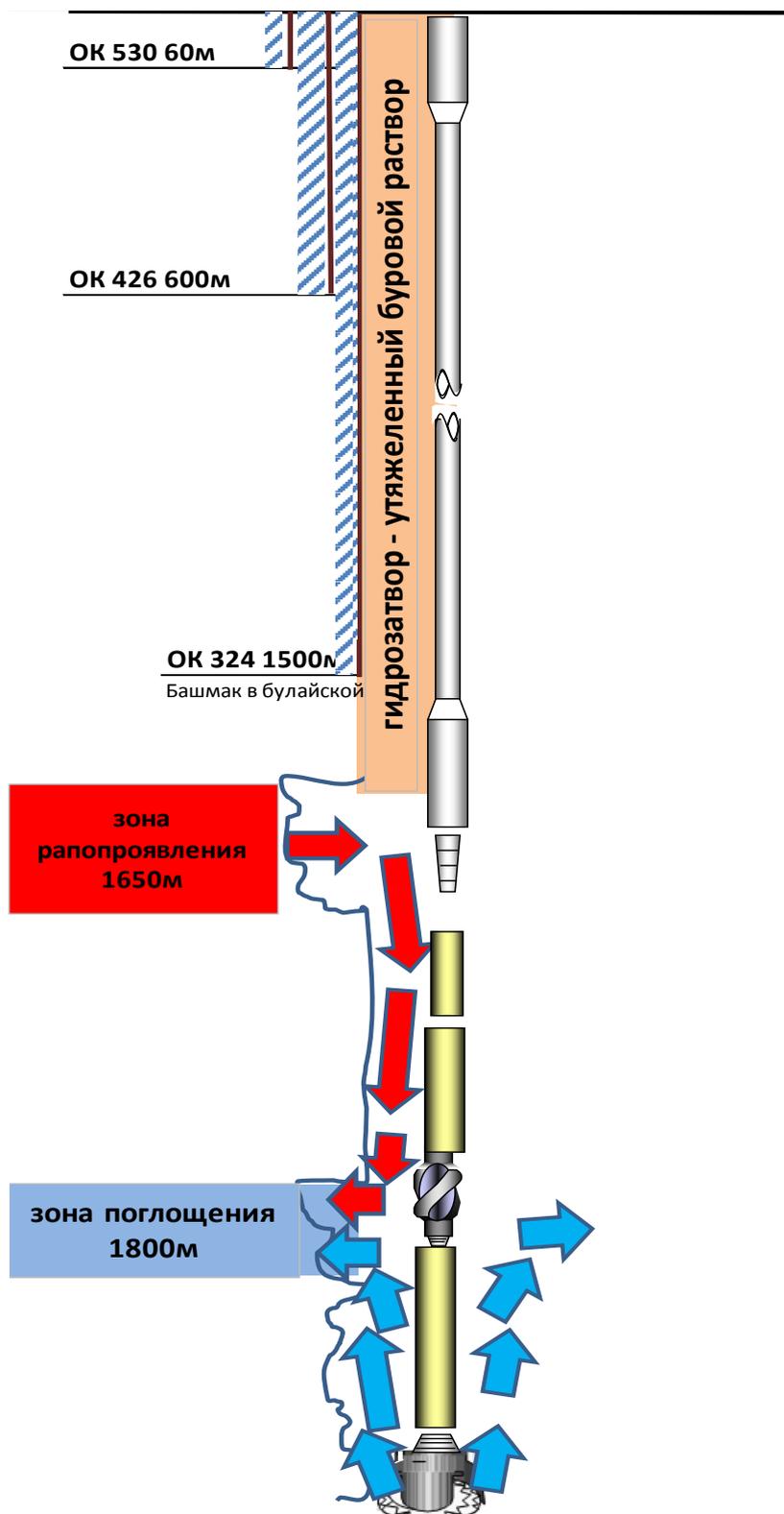


Рисунок 4 – Схема бурения с межпластовым перетоком [1]

Бурение с межпластовым перетоком, при этом на устье наблюдается перелив рапы. То есть часть рапы уходит в поглощающий пласт, а часть выходит на устье. Процесс углубления скважины в условиях контролируемого поступления насыщенного рассола (рапы) технологически реализуем с помощью оборудования БРД.

Бурение с гидрозатвором с применением в качестве промывочной жидкости – рапы. Данный метод позволяет снизить устьевые давления при бурении до минимума, одновременно происходит утилизация набранной в процессе излива на поверхность рапы.

По результатам бурения в зоне рапопроявления «Окно бурения» составило около 1 атм. При превышении забойного давления на 1 атм возникает поглощение, при уменьшении – приток рапы из скважины. Зона поглощения снизила уровень в скважине до 50-70 м, прокачка кольматационных пачек положительного результата не принесла, поэтому принято решение на вызов притока рапы из скважины и дальнейшего углубления на пластовой жидкости - рапе с контролем рапопроявления с помощью оборудования БРД. Приток рапы вызывали путем перевода скважины на техническую воду. Приток рапы из скважины мог составить до 126 м³/час. Дальнейшее бурение осуществлялось в условии межпластового перетока на пластовой жидкости - рапе, плотностью от 1,31 до 1,58 г/см³ с гидрозатвором буровым раствором, плотностью 1,95 г/см³, в случае наличия избыточного давления на устье производится дополнительное глушение скважины по затрубному пространству. Секция технической колонны была пробурена до проектного забоя 2100 м.

Бурение с контролируемым притоком насыщенных рассолов (рапы) в условиях межпластового перетока позволяет пробурить скважину до проектного забоя, при этом есть ряд разработок, которые позволят повысить эффективность бурения и крепления:

- контролем притока, путем регулирования забойного давления, с использованием оборудования БРД с высокими характеристиками избыточных давлений (до 220 атм);
- регламентом вскрытия пластов с АВПД в зависимости от горно-геологических условий (наличие зон поглощений и проявлений, проявление);
- установкой башмака обсадной колонны ниже зоны рапопроявления на 150 – 200 м с включением в состав компоновки обсадных колонн заколонных гидравлических пакеров, с высокими прочностными характеристиками;
- крепление обсадной колонны специальными утяжеленными цементными растворами с технологией первичной изоляции зоны рапопроявления, с последующим цементированием зоны поглощения.

Используемые сокращения:

АВПД – аномально высокое пластовое давление;

БРД – бурение на регулируемом давлении;

ОК – обсадная колонна;
РУГ – роторно – устьевой герметизатор;
DPM – динамическое управление давлением.

Библиографический список:

1. Вахромеев А. Г. Бурение скважин на нефть и газ в коллекторах с АВПД в условиях межпластового перетока / А. Г. Вахромеев, С. А. Сверкунов, М. А. Лисицин, А. С. Смирнов [и др.]. – Текст : непосредственный. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – РГУ нефти и газа им. Губкина. – 2020. – № 8. – С. 18-26.

2. Басарыгин Ю. М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: учебное пособие / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – Москва : Недра, 2000. – 680 с. – Текст : непосредственный.

3. Басарыгин Ю. М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации / Ю. М. Басарыгин, В. Ф. Будников, А. И. Булатов // Справочное пособие в 6 томах – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – Т.3 – 399 с. – Текст : непосредственный.

4. Гайворонский А. А. Крепление скважин и разобщение пластов / А. А. Гайворонский, А. А. Цыбин. – Москва : Недра, 1981. – 367 с. – Текст : непосредственный.

5. Доброхлеб П. Ю. Новые решения – новые возможности: технология бурения с регулируемым давлением как эффективное решение для трещиноватых коллекторов Восточной Сибири / П. Ю. Доброхлеб, Т. Б. Сорока, А. В. Гусев. – Текст : электронный // Управление техносферой: электрон. журнал. – 2019. – Т. 2. Вып. 2. – С. 138-160

6. Опыт использования магниезиальных тампонажных материалов при цементировании обсадных колонн в солесодержащем геологическом разрезе месторождений углеводородов Восточной Сибири / Г. М. Толкачев, А. С. Козлов, А. В. Анисимова, А. М. Пастухов // EarthDoc / Europ. Assoc. of Geoscientists & Engineers (EAGE). – Netherlands : [б. и.], 2014. – Текст : непосредственный.

7. Патент РФ № 2741978 Российская Федерация, МПК E21B 33/124. Способ экспрессной изоляции поглощающей зоны в скважине при высокодебитном межпластовом перетоке из вышележащего высоконапорного пласта, насыщенного крепкими рассолами и пакерное оборудование для его осуществления : № 2020119007, : заявл. 02.06.2020 : опубл. 01.02.2021 / Вахромеев А. Г., Смирнов А. С., Горлов И. В. И др. ; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт земной коры Сибирского отделения Российской академии наук (ИЗК СО РАН) (RU). – Текст : непосредственный.

ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН НА ОБЪЕКТАХ X МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Литошенко А. А., группа ВСм-21-1, г. Тюмень, FufaevaAA@mail.ru

Анализируя объемы работ с 01.01.2003 г. по 01.01.2009 г., можно отметить, что основная доля мероприятий на X месторождении по оптимизации работы скважин приходится на 2005 г. Всего, за анализируемый период было выполнено 952 скважино-операции, средний коэффициент успешности, которых составил 0.8 д.ед.

Основные объемы работ, как по количеству, так и по технологической эффективности, связаны со сменой насосного оборудования (как правило, на более производительное) в целях оптимизации работы скважин. Ежегодный объем работ составляет порядка 150 скважин, который реализуется главным образом на эксплуатационном объекте АВ₁₋₃.

Эффективность проведения оптимизации по объектам разработки X месторождения представлена в таблице 1.

Суммарная дополнительная добыча нефти по данной группе скважин оценена в объеме 1185.0 тыс. т, что в расчете на одну скважино-операцию составляет 1.25 тыс. т, а на одну успешную - 1.5 тыс. т.

Операциями по смене насосов для увеличения отборов жидкости охвачено около 20 % действующего механизированного фонда. Более 80 % операций проведено на скважинах, оборудованных УЭЦН, где существующие установки заменялись более производительными электроцентробежными насосами.

Объект АВ₁₋₃. За анализируемый период на объекте выполнено 693 скважино-операции, средний коэффициент успешности, которых составил 0.77. Суммарная дополнительная добыча нефти по группе скважин оценена в объеме 853.0 тыс. т, что в расчете на скважино-операцию составляет 1.23 тыс. т, а на успешную операцию составляет 1.55 тыс. т. Средний прирост дебита нефти составил 6.6 т/сут.

Основные показатели работы скважин до и после проведения оптимизации, сведены к одной дате, а результаты, полученные за первые 12 месяцев работы скважин, приведены на рисунке 1.

Наиболее успешная смена УЭЦН на более производительный насос была проведена в марте 2006 года на скважине № 2454. Средние приросты дебитов жидкости и нефти по этой скважине соответственно составили 62.9 т/сут и 57.8 т/сут, обводненность снизилась на 33 % и составила 43.7 %. Дополнительная добыча нефти по данной скважине составила 16.0 тыс. т.

Таблица 1

Эффективность проведения оптимизации в скважинах X месторождения

Объект	Кол-во скв./ опер, ед.	до ГТМ				после ГТМ				прирост дебита нефти, т/сут.			средняя продолжительность эффекта, сут.	доп. добыча нефти на 1 скв./ опер., тыс. т.	доп. добыча нефти на 1 скв./ опер., тыс. т.
		Qж, т/сут.	Qн, т/сут.	Fv, %	Qж, т/сут.	Qн, т/сут.	Fv, %	Qж, т/сут.	Qн, т/сут.	Qж, т/сут.	Qн, т/сут.				
												Qн, т/сут.			
AB1-3	693	89.6	18.5	79.3	140.6	25.2	82.1	51.1	6.6	143	853.0	1.23			
AB6-7	58	88.3	31.3	64.5	141.4	45.3	68.0	53.1	14.0	121	100.8	1.74			
AB8	83	49.5	20.0	59.5	83.8	25.8	69.3	34.3	5.7	127	80.1	0.97			
BB1-2	103	25.8	10.8	58.3	42.5	16.5	61.2	16.6	5.8	141	82.1	0.8			
BB6-7	5	23.8	18.6	21.8	58.1	33.9	41.8	34.3	15.3	174	19.3	3.85			
ЮВ1	31	28.3	20.2	28.5	41.1	29.5	28.2	12.9	9.3	133	49.7	1.6			
в целом	952	78.8	19.1	75.8	124.6	26.3	78.9	45.8	7.2	141	1185	1.25			

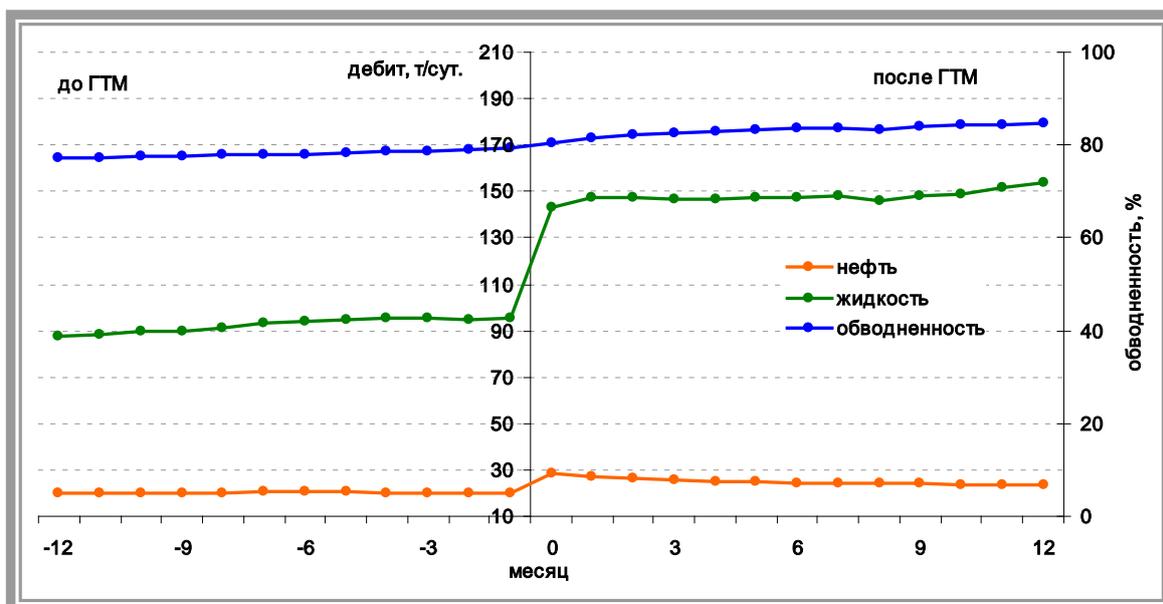


Рисунок 1 – Показатели работы скважин до и после оптимизации работы скважинного оборудования. X месторождение. Объект АВ_{1.3}

Объект АВ₈. На скважинах, работающих на объекте, за последние 6 лет было проведено 83 оптимизации, 58 из которых оказались успешными. Средний прирост дебита нефти составил 5.7 т/сут, дополнительно добыто 80.1 тыс. т нефти, или в среднем на операцию 0.97 тыс. т, а на успешную 1.34 тыс. т. Средняя продолжительность эффекта достигает 4 месяцев. Основные показатели работы скважин до и после проведения оптимизации, сведены к одной дате, а результаты, полученные за первые 12 месяцев работы скважин (рис. 2).

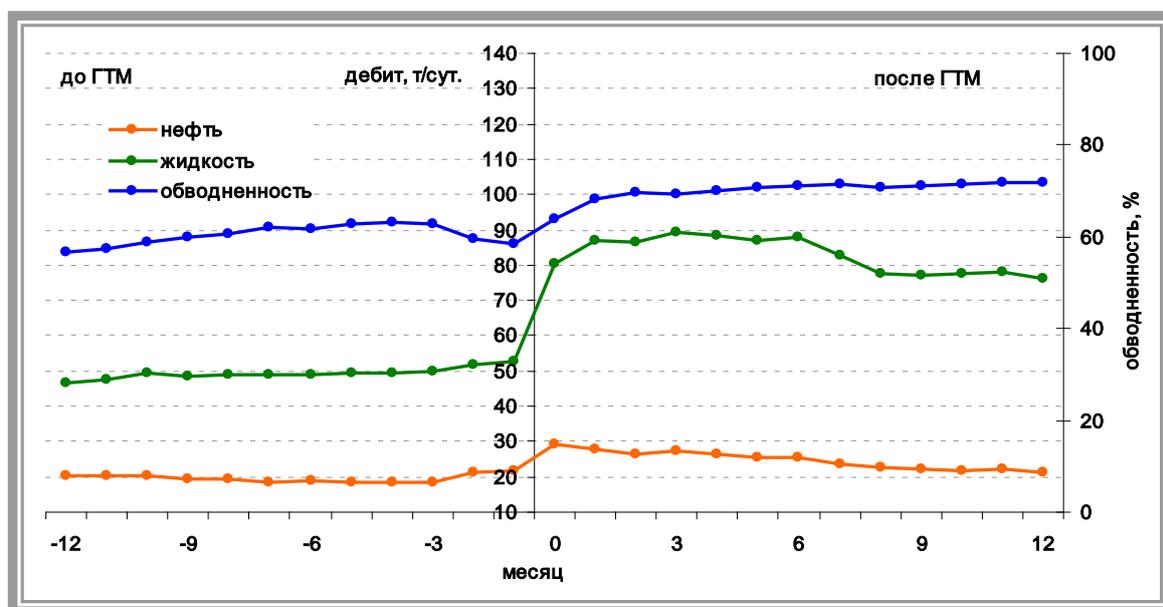


Рисунок 2 – Показатели работы скважин до и после оптимизации работы скважинного оборудования. X месторождение. Объект АВ₈

Кратность увеличения дебита по жидкости составила 1.5 раза, а по нефти – 1.3 раза, после успешных оптимизаций работы скважин резкого обводнения продукции не наблюдалось. В дальнейшем, за 1 год эксплуатации оптимизированных скважин средняя обводненность выросла с 61.2 % до 69.8 %.

Объект БВ₆₋₇. На скважинах, работающих на объекте, за последние 6 лет было проведено 5 оптимизаций, все оказались успешными. Средний прирост дебита нефти составил 15.3 т/сут, дополнительно добыто нефти 19.3 тыс. т, или в среднем на операцию 3.85 тыс. т. Средняя продолжительность эффекта достигает 6 месяцев.

Самое эффективное мероприятие оказалось на скважине № 4108. В среднем по скважине прирост дебитов по жидкости и нефти составил 40.8 т/сут и 35.9 т/сут соответственно, обводненность увеличилась на 3.3 % и составила 9.2 %. Дополнительная добыча нефти по данной скважине составила 13.5 тыс. т, что составляет 70 % дополнительной добычи нефти всех оптимизаций на объекте БВ₆₋₇ за рассматриваемый период.

Объект ЮВ₁. На скважинах, работающих на данном объекте, за рассматриваемый период было проведено 31 оптимизация, 26 из которых оказались успешными. Средний прирост дебита нефти составил 9.3 т/сут, дополнительно добыто 49.7 тыс. т нефти, или в среднем на операцию 1.6 тыс. т, а на успешную 1.88 тыс. т. Средняя продолжительность эффекта более 4 месяцев. Кратность увеличения дебита по жидкости составила 1.6 раза, а по нефти – 1.5 раза, после успешных оптимизаций работы скважин резкого обводнения продукции не наблюдалось. В дальнейшем, за 1 год эксплуатации оптимизированных скважин средняя обводненность выросла с 23.3 % до 28.2 %.

Основные показатели работы скважин до и после проведения оптимизации, сведены к одной дате, а результаты, полученные за первые 12 месяцев работы скважин, приведены на рисунке (рисунок 3).

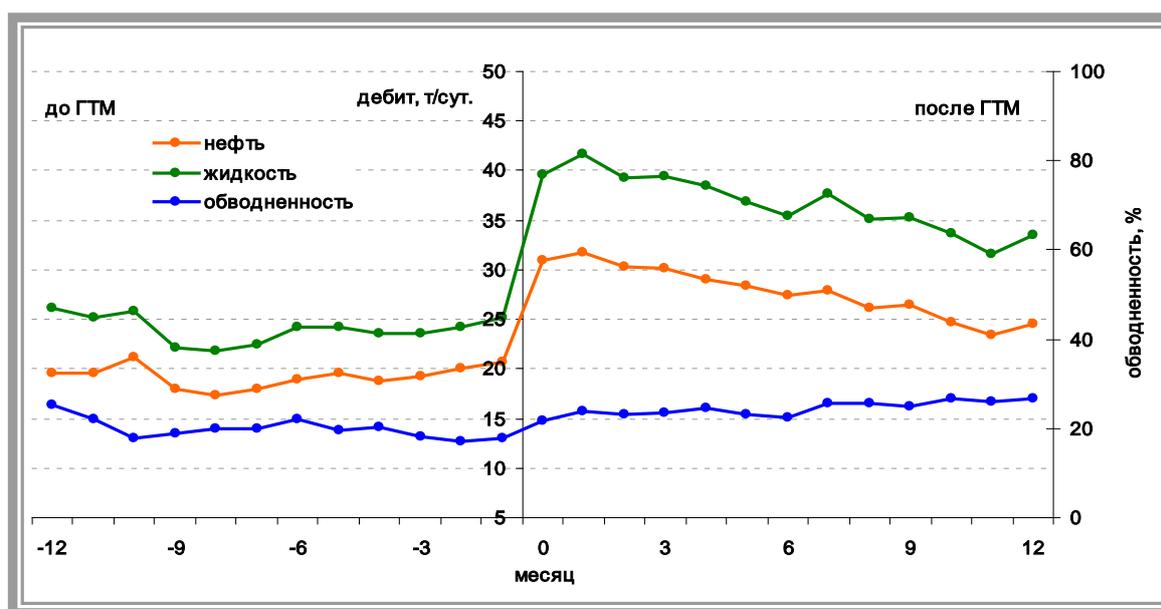


Рисунок 3 – Показатели работы скважин до и после оптимизации работы скважинного оборудования. X месторождение. Объект ЮС₁

Наиболее успешная операция проведена по скважине № 8865. В январе 2004 года после смены насоса на более производительный (1ВНН25-1700 на ЭЦНМ5-50-1550), прирост дебита нефти составил 29.4 т/сут, обводненность снизилась на 2.6 % и составила 5.7 %. Дополнительная добыча нефти за 2004 год составила 9.6 тыс. т.

Заключение

По объему извлекаемых запасов месторождение относится к категории крупных. Разведанность запасов месторождения высокая (94 % геологических запасов нефти относится к категориям ВС₁).

За период 2000-2008 гг. в процессе продолжения разбуривания месторождения эксплуатационным фондом скважин была получена новая геолого-геофизическая информация, уточняющая строение и запасы ряда основных объектов разработки X месторождения. Операция по смене на более производительные электроцентробежные насосы для увеличения отборов жидкости позволила получить дополнительную добычу нефти.

С начала разработки месторождения по состоянию на 01.01.2008 г. добыто 160.8 млн. т нефти, 476 млн. т жидкости, текущий коэффициент нефтеизвлечения - 0.174. При текущей обводненности продукции 83 % отбор от начальных извлекаемых запасов, числящихся на государственном балансе, составил 53.4 %.

Библиографический список:

1. ГОСТ Р 53710-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 декабря 2009 г. № 1152-ст / разработан Научно-исследовательским и проектным институтом нефти и газа Российской академии естественных наук, ТО «СургутНИПИнефть» ОАО «Сургутнефтегаз», Всероссийским нефтегазовым научно-исследовательским институтом имени академика А.П. Крылова, Некоммерческим Партнерством «Саморегулируемая организация «Национальная ассоциация по экспертизе недр» (НП «НАЭН»). – Москва : Стандартинформ, 2010. – 52 с. – Текст: непосредственный.

2. Горюнова А. А. Разработка методики визуального анализа эффективности закачки / А. А. Горюнова. – Текст : непосредственный // Научный форум. Сибирь. – 2015. – № 1. – С. 24-25.

3. Меркулова Л. И. Графические методы анализа при добыче нефти / Л. И. Меркулова, А. А. Гинзбург. – Москва : Недра, 1986. – 125 с. – Текст : непосредственный.

4. Регламент комплексного контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». : Когалым, 2001. – 29 с. – Текст : непосредственный.

ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ БУРЕНИЯ СЛОЖНЫХ СКВАЖИН

Лян Чжоупу, Тюменский индустриальный университет,
Студент (бакалавр, 4 курс), Направление «Нефтегазовое дело»

Аннотация. Цель данной работы заключается в изучении современных технологий, которые применяются для бурения скважин сложного профиля. В работе проведено подробное изучение двух основных методов бурения скважин сложного профиля – горизонтального и наклонно-направленного. Выделены их характерные особенности, преимущества и недостатки. В заключение работы делается вывод о том, что, несмотря на высокую разработанность данной тематики, до сих пор остается нерешенным достаточно большое количество вопросов в данных методах бурения, в связи с чем дальнейшее исследование данного вопроса представляется весьма актуальным.

Ключевые слова: горизонтальное бурение, наклонно-направленное бурение, кустовое бурение, многозабойное бурение, технология, скважина со сложным профилем.

Российская Федерация входит в число крупнейших мировых государств по добыче, переработке и импорту как нефтяной, так и газовой продукции. Проводимая недружественными странами жесткая санкционная политика в отношении нашего государства на данный момент критически не повлияла на данную отрасль, а во многом и помогла ее развитию. Об этом можно говорить, исходя из экономических показателей прибыли нашего государства за импорт нефтегазовых ресурсов в 2022 году, а также широкомасштабному началу работ по разработке и созданию отечественного оборудования и элементов.

До сих пор на территории нашей страны продолжают геологоразведочные работы, а также осваивание новых территорий, богатые различными природными ресурсами. Не секрет, что за последние десятилетия было разработано достаточно большое количество технологий, применяемых при добыче нефти и газа. Однако с каждым годом процесс добычи данных ресурсов усложняется по причине того, что добывающие компании начинают добывать нефть из пластов, расположенных на большей глубине. Добыче нефти и, в частности, процессу бурения скважины, в таком случае мешает намного больше число преград на пути (например, естественных экранов, пластовых вод и т. п.). В связи с этим высокой степенью актуальность пользуются вопросы, которые касаются изучения современных методов, которые применяются для бурения скважин сложного профиля.

В настоящее время на практике наибольшее распространение получили следующие основные методики бурения скважин сложного профиля:

- наклонно-направленное бурение;
- горизонтальное бурение (является одним из подвидов наклонно-направленного бурения);

- многозабойное бурение (является одним из подвидов наклонно-направленного бурения);
- кустовое бурение (является одним из подвидов наклонно-направленного бурения).

Рассмотрим каждую из данных методик. Наклонно-направленное бурение сложных скважин представляет собой процесс бурения скважины, которая имеет отклонение по вертикали, на основе ранее выбранного направления. К числу наклонных могут быть отнесены те скважины, угол отклонения которых:

- свыше 2° (для случая колонкового типа бурения);
- свыше 6° (для бурения глубоких скважин) [1].

В настоящее время существует две основные методики наклонно-направленного бурения сложных скважин:

- прерывистая (в процессе применяется технология, аналогичная роторному бурению);
- непрерывная (в процессе применяется турбобур) [1].

Процесс наклонно-направленного бурения сложных скважин делится на три этапа:

- направленное бурение пилотной скважины по ранее определенной траектории;
- расширение пилотной скважины;
- протаскивание расширителей обратного действия [1].

Среди ключевых преимуществ данного метода бурения сложных скважин можно выделить:

- уменьшение времени, необходимого на освоение новых нефтегазовых месторождений;
- повышение эффективности добычи природных ресурсов;
- незначительное сокращение финансовых затрат.

Среди основных недостатков данного метода можно выделить следующие:

- усложнение профилактических мероприятий по сокращению попадания песка в скважину;
- обязательное применение дополнительных измерительных приборов.

Использование технологии горизонтального бурения скважины позволяет добывать природные ресурсы из труднодоступных областей.

Для бурения подобного рода скважин могут применяться следующие методики:

- направленная работа;
- сервисное инсталляционное бурение;
- направленный процесс внутриразломного типа [2].

Весь процесс горизонтального бурения скважины может быть разделен на следующие основные этапы:

Процесс горизонтального бурения сложных скважин делится на три этапа:

- бурение пилотной скважины малого диаметра в заданном направлении;
- расширение скважины до требуемых размеров для установки трубопровода;
- прокладывание трубопровода [2].

В настоящее время на каждом из этапов применяются современные инновационные системы и технологии, позволяющие пробурить скважину с достаточно большим углом отклонения. Те из пластов, в которых содержится нефть, будут иметь исключительно горизонтальную структуру, что и позволит добывать из них нефть с существенно более высокой производительностью.

Среди ключевых преимуществ данного метода бурения сложных скважин можно выделить:

- снижение формирования конуса воды и газа вследствие депрессии в пласте (в дальнейшем это позволит существенно сократить срок проведения ремонтных работ);
- увеличенный дебит вследствие достаточно длинного ствола скважины, который приходится на активную зону;
- уменьшение разницы в давлении вокруг ствола;
- уменьшение скорости жидкости вокруг ствола;
- уменьшение выноса песка;
- повышение эффективности работы дренажной схемы, что позволяет существенно повысить показатель эффективности добычи ресурсов;
- существенное сокращение урона, причиняемого внешнему ландшафту.

Среди основных недостатков данного метода можно выделить следующие:

- достаточно высокая стоимость данной технологии бурения;
- высокая вероятность неудачного процесса бурения вследствие различных причин (как природных, так и человеческих);
- некорректный выбор оборудования для процесса бурения.

Под кустовым бурением сложной скважины понимается методика, на основе которой осуществляется группировка устьев нескольких скважин на одной площадке. Забои данных скважин, чаще всего, находятся на достаточно удаленном расстоянии. До того, как приступить к бурению первой скважины по данной методике, требуется разработать план всего «куста», на котором будут детально изображены места устьев, порядок бурения, направление движения буровой установки, азимуты и отклонения забоев. Очередность бурения скважин с кустовой площадки зависит от величины угла, измеряемого от направления движения станка до проектного направления забоя скважины по часовой стрелке [3].

Среди ключевых преимуществ данного метода бурения сложных скважин можно выделить:

- сокращение числа строительных и монтажных работ на протяжении всего процесса бурения;
- снижение числа подводимых дорог, электролиний и водопроводов;
- существенное сокращение территории рабочей площади;
- высокая степень оптимизации буровых работ и дальнейшего обслуживания рабочей скважины.

Среди основных недостатков данного метода можно выделить:

- обязательную остановку работы всей скважины до того, пока все ее объекты не будут достроены (в связи с требованиями противопожарной безопасности);

- высокий риск возникновения пересечений в созданных стаканах;
- высокую стоимость и сложность капитального ремонта;
- трудность размещения грифонов (в случае подводного бурения).

Многозбойное бурение сложных скважин представляет собой процесс, в рамках которого осуществляется проход основного ствола с дальнейшим забуриванием и проходом в его нижней части дополнительных стволов. По форме выполнения дополнительных стволов и по их пространственному положению различают следующие виды многозбойных скважин:

- разветвленные наклонно направленные;
- горизонтально разветвленные;
- радиальные [4].

К числу основных этапов данного процесса бурения сложных скважин можно отнести:

- бурение традиционной скважины к продуктивному пласту;
- бурение внутри пласта горизонтальных ответвлений с первоначальным строительством ствола, который будет иметь максимально возможный угол отклонения [4];
- бурение остальных стволов, начиная с самого нижнего и заканчивая самым верхним.

Среди ключевых преимуществ данного метода бурения сложных скважин можно выделить:

- повышение дебита при одновременном снижении капитальных затрат;
- повышение показателей добычи ресурсов;
- снижение количества скважин, которые являются вовлеченными в разработку небольших месторождений;
- увеличение поглотительной способности разрабатываемой скважины.

Среди основных недостатков данного метода можно выделить высокую стоимость данного процесса и сложность применяемого оборудования (что накладывает определенные требования к рабочему персоналу).

В заключение работы можно с уверенностью сказать, что, несмотря на имеющиеся недостатки в рассмотренных выше методиках бурения сложных скважин, они имеют существенно больше преимуществ, которые

полностью компенсируют их. Конечно, при бурении сложных скважин рассмотренными методами имеется достаточно большое число вопросов, которые до сих пор никоим образом не были решены мировыми исследователями. В связи с этим можно с уверенностью говорить о высокой актуальности продолжения исследовательских работ в данном направлении.

Библиографический список:

1. Нескоромных В. В. Направленное бурение и основы кернометрии: учебник / В. В. Нескоромных. – Москва : Инфра-М, 2015. – 337 с. – Текст : непосредственный.
2. Шейкин В. А. Особенности применения метода наклонно направленного бурения для прокладки промысловых трубопроводов / В. А. Шейкин. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 6. – С. 75-78.
3. Дмитриев А. Ю. Основы технологии бурения скважин: уч. пос. / А. Ю. Дмитриев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 216 с. – Текст : непосредственный.
4. Многозабойное бурение, многозабойная скважина : [сайт]. – URL : <https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/142265-mnogozaboynoe-burenie> (дата обращения – 28.01.2023). – Текст : электронный.

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Лян Чжоупу, Тюменский индустриальный университет,
Студент (бакалавр, 4 курс), Направление «Нефтегазовое дело»

Аннотация. Цель данной работы заключается в изучении и сравнении современных методов бурения скважин для водоснабжения и водоотведения. В рамках выполнения работы произведено ознакомление с понятием скважины и ее основными элементами, а также изучены современные методы бурения скважин и выделены наиболее эффективные из них. В заключение работы отмечается, что наибольшей популярностью и эффективностью обладают вращательные методы бурения скважин. Однако для достижения наивысших успехов в данной сфере необходимо применение современных технологий, которые позволят расширить использование современных методов бурения скважин.

Ключевые слова: бурение, скважина, вода, шнек, ротор.

Большинству жителей во всем мире прекрасно известно, что жизнь современного человечества достаточно сложно представить без воды как сейчас, так и в дальнейшем. Что уж говорить о работе предприятий, многие из которых расходуют достаточно большое количество водных ресурсов страны (например, в РФ предприятия затрачивают порядка 55-60 % всей воды, которая отводится на народное хозяйство государства) [1]. Современный этап развития предприятий промышленности связан с увеличе-

нием спроса на информацию и связанными с ней информационными технологиями. Это становится возможным потому, что в информационных системах наблюдается постоянное развитие, появляется все больше новых технологий (облачные, BigData, нейронные системы и т. п.) [2]. Несомненно, применение данных технологий в вопросах промышленного водоснабжения позволит решить многие из имеющихся проблем в данной сфере.

Промышленное водоснабжение в Российской Федерации всегда относилось к числу важнейших элементов, обеспечивающих высокий уровень стабильности государства и выступающих в качестве базового элемента развития его внутренней экономики. Важно отметить, что к настоящему моменту на территории нашей страны имеется достаточно сильно развитая система промышленного водоснабжения, однако эффективность ее работы, в ряде случаев, оставляет желать лучшего [3].

С каждым годом технологии, связанные с системами водоснабжения и отведения, усложняются ввиду постоянно идущего научно-технического прогресса. В связи с этим стали появляться новые методики, которые позволяют эффективно бурить скважины для водоснабжения и водоотведения. Конечно же, внедрение таких технологий приводит к возникновению дополнительных финансовых затрат и повышенному риску, но ежегодно их практическое применение расширяется ввиду высоких выходных показателей. В связи с вышесказанным можно с уверенностью сказать, что изучение вопросов, которые касаются изучения современных методов бурения скважин для водоснабжения и водоотведения, является весьма актуальным в настоящее время.

Под бурением скважины принято понимать совокупность технических процессов, которые осуществляются с целью возведения скважин для водоснабжения и водоотведения. К основным элементам большинства скважин относятся устье, ствол, забой, зона пefфорации, продуктивный пласт, цементный камень, обсадная колонна, направление, кондуктор, техническая колонна и эксплуатационная колонна [2].

В настоящее время все существующие методы бурения напрямую связаны с механическими методами, связанными с разрушением приповерхностного грунта и дальнейшей его подачи с помощью сухого или гидравлического методов. На практике можно выделить следующие наиболее распространенные методы бурения скважин – вращательный, вибрационный и ударный.

Ударным методом можно сформировать наиболее простую скважину – абиссинский колодец. Конечно же, на практике он применяется достаточно часто в рамках дачной практики, что позволяет получать абсолютно бесплатный источник воды на своей территории с минимальными затратами. Однако в процессе научно-технического прогресса и при необходимости добычи воды с больших глубин данная технология окажется малоэффективной.

Вибрационный метод (гидробурение) – это процесс, в ходе которого размытие разработанного грунта осуществляется с помощью сильного водяного напора. Однако на практике обладает существенно большим числом недостатков, нежели чем преимуществ. Единственным его главным плюсом является то, что данный метод дает возможность создавать скважину в каменистой почве.

В настоящее время вращательные методы относятся к числу наиболее высокопроизводительных, недорогих и доступных, именно поэтому они получили достаточно широкое распространение. Среди вращательных методов особое распространение получили следующие виды:

- ударно-канатный метод бурения, который применяется для создания наиболее глубоких скважин. Данный метод является достаточно сложным и требует привлечения больших ресурсов;

- роторный метод бурения, который является наиболее простым и, при этом, обладает высокой степенью эффективности и за счет компактности применяемых установок может применяться как при проведении геолого-разведочных работ, так и в процессе эксплуатации;

- колонковый метод бурения, в котором для бурения грунта применяется специальная полая штанга, наконечник которой представляет собой забурник. Разработанный грунт удаляется с помощью метода промывки. Данный метод с успехом применяется для определенного типа переносных установок для проведения процедуры бурения скважины. Данный метод также может применяться для создания достаточно глубоких скважин или в процессе геолого-разведочных работ, хоть и является достаточно трудным и затратным;

- шнековый метод бурения, который относится к числу достаточно быстрых методов создания скважин для водоснабжения и водоотведения. Чаще всего на практике он применяется в работах, связанных с геолого-разведывательной деятельностью или же бурением на песок. Однако совсем не применяется в процессе создания глубоких скважин. В финансовом плане данный метод является наиболее дешевым, что является его основным плюсом [2, 3].

Стоит отметить, что в последние годы наибольшей популярностью пользуются так называемые шнековые методы бурения скважин. Это связано с такими преимуществами, как:

- наиболее быстрое создание скважины для водоснабжения или водоотведения;

- прорабатываемый грунт автоматически поднимается на поверхность в течение всего процесса бурения;

- шнековые установки для бурения обладают высокой производительностью и мощностью;

- отсутствие обязательной промывки ствола скважины;

- миниатюрность установки для шнекового бурения позволяет осуществлять работы практически в любой точке.

Конечно же, несмотря на все преимущества данного метода, он обладает рядом недостатков. К их числу можно отнести невозможность бурения при наличии сыпучих или достаточно тверды грунтов.

Таким образом, в ходе выполнения данной работы были рассмотрены вопросы, касающиеся современных методов бурения скважин на для водоснабжения и водоотведения. Было показано, что наибольшей популярностью и эффективностью обладают вращательные методы бурения скважин. Однако для достижения наивысших успехов в данной сфере необходимо применение современных технологий, которые позволят расширять использование современных методов бурения скважин. В настоящее время можно с уверенностью сказать, что уже сейчас внедрение новых современных информационных технологий позволило существенно модернизировать применяемые методы бурения скважин. Постоянный мониторинг и анализ получаемых данных от процессов, которые совершаются ежедневно, дает возможность наиболее эффективно отслеживать текущее состояние в процессе решения вопросов внедрения современных методов бурения скважин как во всем мире, так и в Российской Федерации.

Библиографический список:

1. Промышленное водоснабжение: учебное пособие/ В. И. Аксенов, Ю. А. Галкин, В. Н. Заслоновский, И. И. Ничкова. – Екатеринбург: УрФУ, 2010. – 221 с. – Текст : непосредственный
2. Зубкова Д. С. Проблемы в системах водоснабжения и водоотведения городов России и подходы к их решению / Д. С. Зубкова. – Текст : непосредственный // Новые импульсы развития: вопросы научных исследований. – 2020. – С. 162-165.
3. Карелин В. П. Интеллектуальные технологии и системы искусственного интеллекта для поддержки принятия решений / В. П. Карелин. – Текст : непосредственный // Вестник ТИУиЭ. – 2011. – № 2. – С. 79-84.

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ УЧЕТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Мао Чэнбинь

Аннотация. Цель данной работы заключается в изучении вопроса, который касается применения инновационных технологий для учета нефти и нефтепродуктов. В работе проведен анализ литературных данных по теме исследования и, в частности, рассмотрены вопросы текущего состояния и перспективы использования современных инновационных технологий для учета нефти и нефтепродуктов. В заключение работы отмечается, что с каждым годом существенно расширяется сфера использования информационных технологий во всех сферах человеческой жизни и нефтяная отрасль не является исключением. Продолжение работ в данном направлении поможет перейти к полной автоматизации данного процесса.

Ключевые слова: нефть, инновационные технологии, BigData, система учета, нефтепровод, информационные технологии, нефтегазовая область, ЭМИС-МЕРА 300, RAPTOR, Российская Федерация, трубопровод.

INNOVATIVE TECHNOLOGIES FOR OIL AND PETROLEUM PRODUCTS ACCOUNTING

Mao Chengbin

Abstract. The purpose of this work is to study the issue that concerns the use of innovative technologies for accounting for oil and petroleum products. The paper analyzes the literature data on the research topic and, in particular, considers the current state and prospects of using modern innovative technologies for accounting for oil and petroleum products. In conclusion, it is noted that the use of information technologies in all spheres of human life is significantly expanding every year, and the oil industry is no exception. The continuation of work in this direction will help to move to full automation of this process.

Keywords: oil, innovative technologies, BigData, accounting system, oil pipeline, information technology, oil and gas field, EMIS-MEASURE 300, RAPTOR, Russian Federation, pipeline.

Нефтегазовая промышленность Российской Федерации является одним из важнейших элементов, обеспечивающим высокий уровень стабильности государства и выступающим в качестве базового элемента развития его экономики. На территории нашей страны находится порядка одной трети всех мировых запасов газа и достаточно большая часть мировых запасов нефти. Все это отмечено в достаточно большом количестве работ [1].

Применение информационных технологий в нефтегазовой системе дает возможность существенно увеличить уровень текущей безопасности, а также осуществить перспективные и эффективные логистические операции, что, в конечном итоге, приведет к существенному понижению финансовых затрат [2].

В настоящее время одним из важнейших вопросов, который требует нахождения наиболее эффективного во всех смыслах решения, является разработка современных средств, которые могли бы использоваться для организации системы учета нефти и нефтепродуктов. К сожалению, в связи с текущим уровнем научно-технического развития модернизация старых вариантов устройств представляется практически невозможной.

В последние годы для решения данных вопросов все чаще стали применять современные инновационные технологии. Примером их использования является разработка датчиков учета нефтяных ресурсов и системы, осуществляющей обработку данных, с использованием современных нейронных сетей, относящихся к области искусственного интеллекта

[3]. Применение таких технологий дает возможность разрабатывать современные высокоэффективные нейронные модели элементов автоматики и различные прикладные системы, которые оказывают существенную помощь в упрощении процессов мониторинга текущего состояния сооружений в нефтяной области. Кроме этого, использование данной технологии позволяет упростить процессы идентификации всевозможных состояний, которые могут возникнуть в процессе непрерывного контроля. Последнее может быть реализовано за счет применения на практике специальных обучающих алгоритмов.

Можно с уверенностью отметить, что эффективность любой системы в нефтяной области, которая была построена на нейросетевых алгоритмах, может быть определена следующими факторами:

- достижением заданного уровня адекватности применяемой в рамках конкретного объекта нейронной модели;
- достижением необходимого уровня качества в вопросах первоначальной обработки поступающих данных;
- присутствием в составе каждого из механизмов анализа нейронной сети системы необходимого набора функций, который несет прямую ответственность за решение вопросов обработки данных.

Таким образом, можно с уверенностью сказать, что применение инновационных технологий в нефтяной области, которые основаны на использовании нейронных сетей, дает возможность провести максимально эффективный процесс автоматизации достаточно большого объектов, которые задействованы на всем этапе жизненного цикла. Кроме этого, имеется реальная практическая возможность осуществить процедуру обучения используемого в производстве оборудования для того, чтобы оно могло выявлять ошибочные команды, а также умело определять недостаточность информации, которая поступает с объектов. Все это, в скупе с финальной обработкой полученных данных на автоматизированных местах, поможет организовать эффективный рабочий процесс по добыче, обработке, хранению и последующей транспортировке нефтяной продукции [4].

Начиная с 2004 года, большинство нефтяных компаний во всем мире (здесь отмечается именно мировой уровень, поскольку на тот момент в Российской Федерации было не очень много больших нефтяных компаний) стало заниматься вопросами учета добываемой нефтяной продукции с применением современных и развивающихся инновационных систем. В настоящее время существует достаточно большой спектр информационных технологии, применяемых в данной области, каждая из которых обладает своим уникальным названием и набором аппаратных, программных и технических средств. Каждое из современных предприятий по разработке таких комплексов самостоятельно обосновывает применяемые ею средства, основываясь на конкретной задаче, которая требует современного эффективного решения [5].

Рассмотрим современные инновационные технологии, которые применяются для учета нефти и нефтепродуктов. Система RAPTOR является современным продуктом, который представляет собой гибкую систему с возможностью простого измерения ее конфигурации на основе пользования стандартных протоколов связи.

У данной информационной системы существуют следующие ее разновидности (версии):

- версия для осуществления коммерческого учета;
- версия для проведения оперативного контроля;
- версия для создания безопасного функционирования производственных процессов;
- версия, которая используется для коммерческого учета (существуют также ее комбинационные разновидности) [6].

Информационная система RAPTOR обязательно должна подвергаться проверке и ее межповерочный интервал должен составлять пять лет. В состав данной системы входят две базовых конфигурации, которые отвечают за измерение и проведение вычисления необходимых величин выпускаемого изделия с необходимой и установленной точностью.

Для измерения массы нефтегазоводяной смеси с высоким содержанием растворенного газа и механических примесей вне АГЗУ рекомендуется применять счетчик количества жидкости «ЭМИС-МЕРА 300». Данный прибор преимущественно устанавливают на промысловых скважинах для осуществления первичного оперативного учета. Применяется также в составе автоматизированных групповых замерных установок бессепарационного типа, в стационарных технологических установках, наземных подвижных средствах заправки и перекачки, а также в системах коммерческого учета (Приказ Минэнерго России № 179 от 15.03.2016 года). Особенности и преимущества:

- прямое измерение массы сырой нефти;
- возможность измерения массового расхода жидкостей с максимальным допустимым содержанием объемной доли свободного газа до 95 %;
- возможность самодиагностики;
- коррозионно-стойкое исполнение корпуса и измерительных блоков;
- часы реального времени и функция архивирования с глубиной архивов [7, 8].

В заключение работы хотелось бы отметить, что с каждым годом существенно расширяется сфера использования информационных технологий во всех сферах человеческой жизни и нефтяная отрасль не является исключением. Именно за счет расширения применения подобных технологий стало возможно максимально автоматизировать всю систему учета нефти и нефтепродуктов в настоящее время. Очевидно, что продолжение работ в данном направлении поможет перейти к полной автоматизации данного процесса.

Библиографический список:

1. Азарова А. И. Инновационные технологии в нефтедобыче и их отражение в системе управления вертикально интегрированных нефтяных компаний / А. И. Азарова. – Текст : непосредственный // Проблемы учета и финансов. – 2012. – № 4 (8). – С. 35-47.
2. Павлюченко А. М. Анализ перспектив практического использования новых технологий для защиты от коррозии нефте- и газопроводов, их сварных стыков и нефтегазопромыслового оборудования на шельфах морей / А. М. Павлюченко. – Текст : непосредственный // Вестник СНАУ. – 2010. – № 2 (22). – С. 124-137.
3. Цифровая трансформация нефтегазовой отрасли: популярный миф или объективная реальность // 18-я международная выставка Нефтегаз-2018. – 2018. – 19 с. – Текст : непосредственный.
4. Джамбеков А. М. Перспективы использования современных информационных технологий с использованием методов интеллектуальных систем в нефтегазовой отрасли / А. М. Джамбеков // Материалы конференции «Теплотехника и информатика в образовании, науке и производстве». – 2013. – 4 с. – Текст : непосредственный.
5. Власов А. И. Обзор технологий: от цифрового к интеллектуальному месторождению / А. И. Власов, А. Ф. Можчиль. – Текст : непосредственный // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. – 2018. – № 3 (9). – С. 68-74.
6. Система учета нефти и нефтепродуктов в резервуарах RAPTOR : [сайт]. - URL <https://www.kombit.ru/kompleksnye-resheniya-po-izmeren/sistema-ucheta-nefti-i-nefteprod> (дата обращения - 15.01.2023 г.). – Текст : электронный.
7. Расходомеры нефти и нефтепродуктов: порядок учета, госты : [сайт]. - URL <https://emis-kip.ru/ru/company/sob/articles/raskhodometry-nefti-i-nefteproduktov-poryadok-ucheta-gosty> (дата обращения – 15.01.2023 г.) – Текст : электронный.
8. Перспективные технологии для нефтепереработки : [сайт]. URL:<https://365-tv.ru/index.php/stati/nftegazovaya-sfera/586-perspektivnye> (дата обращения – 15.01.2023 г.). – Текст : электронный.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АДАПТИВНЫХ ДОЛОТ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Миннивалеев Т. Н.,

(Институт Нефти и Газа УГНТУ в г.Октябрьском, к. т. н, доцент)

Миннивалеев А. Н.

(ООО НПФ «Пакер», к. т. н, специалист)

Ишмухаметов Т. Г.

(Институт Нефти и Газа УГНТУ в г.Октябрьском, группа БГБ 19-11)

Долото в процессе бурения скважин часто вынуждено работать в условиях частого перехода от мягких пород к твердым и наоборот. На сегодняшний день наиболее распространенным во всем мире типом долот

являются долота PDC. Режущими элементами данных типов долот являются резцы, представляющие собой твердосплавную подложку с зафиксированным на нем слоем поликристаллического синтетического алмаза (PDC) [4]. Алмаз, являясь самым твердым материалом на Земле, обеспечивает уникальные возможности данных типов долот по разрушению методом резания горных пород. Однако при прохождении интервалов с частым переслаиванием по прочности и твердости пропластков горных пород создаются мощные вибрации и шок на забое, передающиеся всей колонне бурильных труб и приводящие к разбросу показателей крутящего момента, ударного износа резцов и корпуса стандартного PDC долота (рис. 1) [1-8]. Помимо этого, происходит преждевременный износ забойных двигателей и других элементов КНБК, а также скачкообразное изменение давления в циркуляционной системе буровой установки [3, 8].



1. Скол резца



2. Потеря резца



3. Потеря насадки

Рисунок 1 – Ударный износ PDC долота

С целью решения данных проблем рассмотрим конструкцию новой линейки долот компании Baker Hughes – TerrAdapt Adaptive Drill Bit System [9]. Подвижные управляемые элементы в долоте с самонастраивающимися глубинами внедрения в горную породу способны изменять агрессивность долота в зависимости от литологии пород. Система TerrAdapt использует пассивный гидро–механический возвратный меха-

низм, расположенный в картриджах, установленных внутри корпуса PDC долота. Шариковые элементы (рис. 2, рис. 3) расположенные в этих картриджах, могут втягиваться или выпирать. Они реагируют на нагрузки и вибрации, защищая долото от больших повреждений при прохождении сложных участков. Тем самым вибрации и шок значительно снижаются, увеличивается проходка на долото, рейсовая скорость бурения и его эффективность.

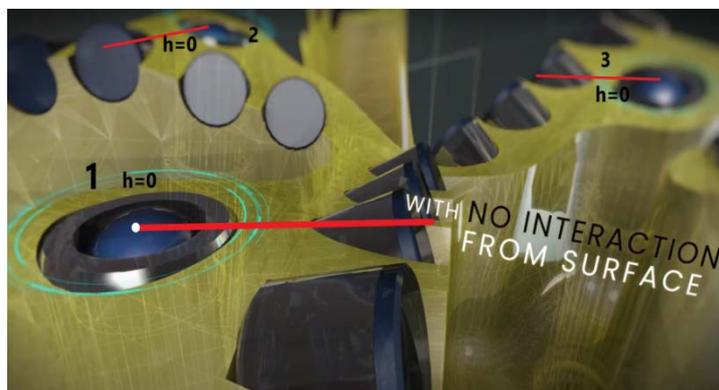


Рисунок 2 – Глубина резания максимальная

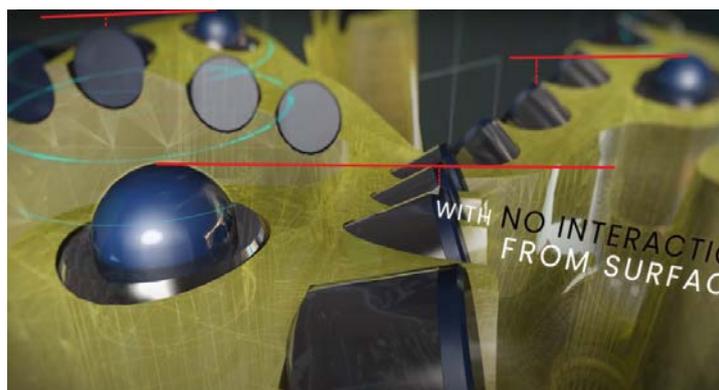


Рисунок 3 – Глубина резания минимальная

Установлено, что благодаря автоматическому регулированию глубины резцов в процессе бурения на одном из месторождений адаптивное долото TerrAdapt стабилизировало момент на долоте и его частоту вращения, уменьшило амплитуду продольных и крутильных колебания инструмента, увеличило механическую и рейсовую скорости бурения.

В работе [9] приводится описание результатов бурения скважин на аналогичных горно-геологических разрезах при бурении стандартными долотами PDC и адаптивным долотом. Установлено, что долото TerrAdapt завершило секцию протяженностью в 2743 метра за один проход, увеличив скорость проходки в среднем на 27 % по сравнению со скоростями бурения стандартными PDC долотами в аналогичных условиях бурения. При применении стандартных PDC долот были случаи поломки долот и соответственно вынужденные СПО для замены долот.

Частое переслаивание терригенных и карбонатных пород встречается, в частности, на Усинском месторождении [13]. При бурении скважин со стандартными долотами PDC буровой подрядчик несет значительные экономические потери, связанными с осложнениями из-за вибраций, источником которых являются процессы на забое. Бурение в больших количествах скважин на этом месторождении требует повышения эффективности за счёт применения специально разработанных модификаций долот.

С целью повышения эффективности бурения скважины на данном или аналогичных месторождениях требуются элементы КНБК, позволяющие управлять ее динамичностью. Конструкции адаптивного долота Ter-Adapt смогут стабилизировать крутящий момент, уменьшить величину вибраций, а также защитить долото от хрупкого разрушения алмазных резцов, что, в конечном итоге, позволит увеличить эффективность строительства скважин за счет увеличения проходки на долото, повышения надежности всей КНБК и исключения непроизводительных затрат времени на дополнительные СПО. В случае, если коэффициент динамичности компоновки достигает очень больших значений, то данный тип долот возможно комбинировать с установленными над долотом демпфером или амортизатором различных конструкций.

Библиографический список:

1. Басниев К. С. Подземная гидромеханика / К. С. Басниев, И. Н. Кочина, В. М. Максимов. – Москва : Недра, 1993. – 416 с. – Текст : непосредственный.
2. Гидродинамическое исследование работы забойного гидромеханического компенсатора колебаний давления бурового раствора / М. С. Габдрахимов, Ф. И. Ермоленко, Т. Н. Миннивалеев, Р. И. Сулейманов.- Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 11. – С. 26-29.
3. Миннивалеев Т. Н. Управление вибрационной нагрузкой устьевого и забойного бурового оборудования применением забойного гидромеханического компенсатора в компоновке низа бурильной колонны / Т. Н. Миннивалеев. - Текст : непосредственный // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – № 3. – С. 9-19.
4. Справочник инженера-нефтяника. Том 2. Инжиниринг бурения. – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2014. – 1064 с. – Текст : непосредственный.
5. Калинин А. Г. Бурение нефтяных и газовых скважин / А. Г. Калинин. – Москва : Изд.ЦентрЛитНефтеГаз. – 2008. – 848 с. – Текст : непосредственный.
6. Батлер Р. М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов / Р. М. Батлер. – Москва : Ижевск, Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – 536 с. – Текст : непосредственный.

7. Техника управления динамиком бурильного инструмента при проводке глубоких скважин / Б. З. Султанов, М. С. Габдрахимов, Р. Р. Сафиуллин, А. С. Галеев. – Москва : Недра, 1997. – 165 с. – Текст : непосредственный.

8. Ermolenko, F. I. Simulation of formation fluid withdrawal hydrodynamics using a downhole jet pump when studying the productive formation while well drilling / F. I. Ermolenko, T. N. Minnivaliev. – Text : direct // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – Vol. 1333. – № 3.

9. Baker Hughes : компания по энергетическим технологиям: [сайт]. – URL : <https://www.bakerhughes.com/> (дата обращения: 09.01.2023). – Текст : электронный.

10. Каматов К. А. Оценка эффективности бурения переслаивающегося разреза / К. А. Каматов, В. М. Подгорнов. – Текст : непосредственный // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2013. – № 3. – 39-40 с.

ВЛИЯНИЯ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТОВ НА ПРОЦЕСС ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Мочалова А. А., группа ЦТНм-22-1, г. Тюмень, alena253005@yandex.ru

Разработка нефтяного месторождения включает в себя стадии его разбуривания и промышленного освоения, т. е. извлечения запасов углеводородов. Экономическая эффективность добычи углеводородов зависит от многих проектных решений, в том числе от выбора такой конструкции скважины, которая обеспечит её длительную безаварийную работу.

Проектирование конструкции скважины зависит от требований, предъявляемых к ней, и определяется геолого-физическими характеристиками пластов. Скважина должна обеспечивать достижение проектной глубины, создавать надежную герметичную связь между продуктивным объектом и поверхностью, герметично изолировать продуктивные горизонты друг от друга и иметь минимальную для рассматриваемых условий материалоемкость и стоимость [1]. Количество спускаемых обсадных колонн зависит от температуры разбуриваемых пластов, пластового давления на различных глубинах, газового фактора нефтеперспективных интервалов, коэффициента аномальности по всему разрезу. Также необходимо учитывать интервалы с несовместимыми условиями бурения.

Горногеологические условия месторождения и геолого-физические характеристики пластов являются определяющими факторами при выборе конструкции. На начальных этапах процесса разработки нового месторождения имеется ограниченный объем этих данных, характеризующих нефтяную залежь и месторождение в целом [2]. Программа исследовательских работ в скважинах, сооружаемых на новом месторождении включает в себя

отбор керна, отбор шлама через каждые 1-5 м в интервале нефтегазоперспективных горизонтов, геолого-технологические, геохимические и промыслово-геофизические исследования скважин, опробование и испытание в процессе бурения перспективных нефтегазоносных комплексов с отбором проб пластовых флюидов, специальные исследования скважин [3].

По результатам проведенных испытаний составляется задание на строительство эксплуатационных скважин с перечнем полученных геологических условий, проектируются их конструкции, приобретается оборудование и обсадные трубы для них. Однако проведение исследовательских работ не прекращается. В процессе бурения новых скважин выполняется совмещение уже имеющейся информации с проходкой и выработкой пород. Это позволяет уточнить внутреннее строение пластов и их геолого-физические характеристики [4]. При уточнении характеристик пластов меняются многие геологические условия, происходит их конкретизация.

Так, например, за два года бурения эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием на расстоянии 20 м друг от друга значения геологических условий были уточнены (таблица 1).

Таблица 1

Геологические условия

Дата	Газосодержание, м ³ /т	Коэффициент аномальности	Градиент ГРП, кгс/см ² на м
Август 2021	45,8	1,47 – 1,58	0,182
Ноябрь 2021	45,8	1,51 – 1,52	0,185
Май 2022	45,8 / 215	1,52 – 1,58	0,188

Согласно классификации Фонда эксплуатационных скважин по степени опасности их ремонта на разрабатываемых месторождениях нефти и газа ОАО АНК «Башнефть», скважины с значением газосодержания больше 200 обладает повышенной опасностью газонефтеводопроявлений (ГНВП), открытых фонтанов и аварий. Полученное высокое значение газосодержания в середине второго года бурения предъявляет более высокие требования к обеспечению безаварийности работы скважины. Возникает необходимость в увеличении перекрытия обсадными колоннами друг друга, то есть в смене конструкции скважин. Также к дополнительным трудностям при проектировании и строительстве скважин приводит неопределенность значений коэффициента аномальности. Бурение скважин сопровождается катастрофическими поглощениями вплоть до потери циркуляции, дифференциальными прихватами, разрывами продуктивных пластов. Причиной этого являются несовершенство запроектированной конструкции (недоспуск обсадных колонн), невозможность проведения точных замеров в непроцинируемых глинах. В процессе бурения происходит уточнение глубины кровли АВПД, значений АВПД в кровле и подошве, обнаруживаются переходные зоны АВПД, из-за чего безопасное окно бурения сужается.

Все неопределенности геолого-физических характеристик приводят к осложнениям и авариям при строительстве скважин, что вызывает необходимость смены конструкции скважин в время бурения. Но изменить конструкцию на данном этапе работы невозможно, так как процесс строительства скважин не останавливается и оборудование, в том числе обсадные трубы, приобретается на начальном этапе бурения для проектов с прежними значениями геологических условий. Неопределенности геолого-физических характеристик месторождения могут быть обусловлены низким разрешением сейсмических данных и малым объемом (латеральных) данных каротажа / исследований кернов, недостаточных для детального описания продуктивного пласта, или проведением такого комплекса исследований, который не предоставляет достаточно информации для грамотного проектирования скважин. Неопределенности геолого-физических характеристик к сложному прогнозированию осложнений, позволяющему учесть различные физические явления, происходящие в коллекторе.

Избежать подобных ситуаций можно путем составления такой программы исследовательских работ, которая давала бы достаточно информации для проектирования конструкций скважин, учитывающих все возможные осложнения.

Библиографический список:

1. Тихонов А. С. В. Анализ конструкций нефтяных и газовых скважин с целью выявления перспективных направлений дальнейших исследований / А. С. Тихонов, А. В. Ковалев. – Текст : электронный // Известия ТПУ. – 2022. – № 3. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-konstruktsiy-neftyanyh-i-gazovyh-skvazhin-s-tselyu-vyyavleniya-perspektivnyh-napravleniy-dalneyshih-issledovaniy> (дата обращения: 23.01.2023).
2. Васильев Ю. Н. Неопределенности и риски при проектировании и управлении разработкой газовых месторождений / Ю. Н. Васильев, Р. Н. Гимадеева, В. Г. Ильницкая. – Текст : электронный // Вести газовой науки. – 2014. – № 4. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/neopredelennosti-i-riski-pri-proektirovanii-i-upravlenii-razrabotkoy-gazovyh-mestorozhdeniy> (дата обращения: 23.01.2023).
3. Никонов Н. И. Рациональный комплекс поисково-разведочных работ на нефть и газ : курс лекций / Н. И. Никонов. – Ухта : УГТУ, 2006. – 312 с. – Текст : непосредственный.
4. Соболева Е. В. Влияние геологических параметров пластов и технологических характеристик оборудования на эксплуатацию скважин / Е. В. Соболева, Т. И. Соболева. – Текст : электронный // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 7 (53). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-geologicheskikh-parametrov-plastov-i-tehnologicheskikh-harakteristik-oborudovaniya-na-ekspluatatsiyu-skvazhin> (дата обращения: 23.01.2023).

Научный руководитель: Грачева С. К., и. о. заведующего Базовой кафедры ООО «ТНЦ», канд. техн. наук, доцент.

**ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ
В ЮГО-ЗАПАДНОМ ТУРКМЕНИСТАНЕ
(ЗОНА ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ)
С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Мурадова Д., преподаватель, кафедра «Горное дело», Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, Ашхабад, Туркменистан,
bakschaev.vitaly@gmail.com

Шохрадова М., преподаватель, кафедра «Горное дело», Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, Ашхабад, Туркменистан,
iogu.edu.01@gmail.com

Ибадуллаев А., преподаватель, кафедра «Начертательная геометрия и сопротивление материалов», Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, Ашхабад, Туркменистан,
aman.usasales@gmail.com

Туркменистан - одно из самых богатых углеводородными ресурсами государств в мире. В Туркменистане уделяется большое внимание развитию взаимовыгодных отношений со многими странами мира в топливно-энергетической сфере. Этому способствуют и научные конференции, и широкомасштабные выставки, которые раскрывают успехи топливно-энергетической политики Туркменистана. Установлен стратегический приоритет – диверсификация энергетических потоков, создание многовариантной трубопроводной инфраструктуры.

В связи с этим, на повестке дня остро стоит задача открытия в Туркменистане новых месторождений нефти и газа. В рамках решения этой задачи проводятся работы по интерпретации данных сейсмического профилирования с помощью метода общей глубинной точки (МОГТ) в Западно-Туркменской низменности и Каспийского шельфа.

Каспийское море и прилегающая часть суши – Гогерендаг-Экеремская зона разлома - давно привлекает внимание геологов и геофизиков. В семидесятых годах прошлого столетия в Юго-Западной Туркмении начала внедряться новая методика полевых сейсморазведочных работ МОГТ (метод общей глубинной точки).

Изучение глубинного строения в исследуемых регионах включают геологические съемки побережий и прилегающих мелководий; сейсморазведочные работы МОГТ; донное опробование; геоакустические работы; картирование; глубокое параметрическое и поисковое бурение; и весь спектр известных геофизических промысловых методов.

Первые работы по развитию морской модификации глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ) с целью с детального изучения нефтегазонального региона были проведены в 1956 году.

В результате исследований были определены особенности геоморфологии, стратиграфии и литологии; современной геодинамики и регио-

нальной тектоники Гогерендаг-Экеремской зоны разлома и шельфа Каспийского моря. Определены основные черты структуры, в том числе, состав осадочных комплексов и их нефтегазогеологические свойства.

Огромный объем натуральных данных по геологии и нефтегазоносности Каспия, полученный в конце восьмидесятых годов прошлого и начале текущего века высветил проблему реинтерпретации этих данных – необходимости построения обновленной структурной и историко-геологической модели Каспия, которая бы отвечала геолого-геофизическому состоянию региона и соответствовала современным подходам формирования и оценке их углеводородного потенциала.

Юго-Западная Туркмения является основным нефтедобывающим регионом Средней Азии. Все известные месторождения нефти и газа связаны здесь с плиоценовым комплексом (красноцветная толща).

В дальнейшем целесообразными становятся поиски, разведка и подготовка новых объектов в малоизученной части нижнего «красноцвета» и нижележащих отложений, в частности, миоцена. В связи с этим важное значение приобретает поиск новых направлений геолого-геофизических исследований, в том числе, научное обоснование наиболее перспективных объектов и направлений поисковых работ.

Это и вовлечение в разведку новых перспективных горизонтов зоны более глубоких отложений, и поиск в промышленно-нефтегазоносных районах страны скоплений углеводородов, приуроченных к неантиклинальным типам ловушек.

Для решения этих задач проводятся многолетние и планомерные исследования как геофизическими методами, так и с помощью бурения.

На исследуемых территориях проводится сейсморазведка с плотностью 25x25 м. Это позволяет осветить геометрию границ и разделить регистрируемые волны по направлениям прихода, обеспечить восстановление истинного положения отражающих границ и получить пространственную картину в пределах «куба» геологической толщи.

Основной задачей работ сейсморазведки, направленной на поиски углеводородов, является получение достоверной сейсмической информации, обеспечивающей изучение глубинного геологического строения исследуемой территории по «нижнекрасноцветным», миоценовым и меловым отложениям.

В результате анализа геолого-геофизических исследований возможно установление положения шовной зоны сочленения пояса Альпийской складчатости и Туранской платформы.

Определение тектонического строения Западно-Туркменской впадины обуславливает новый качественный подход к оценке перспектив нефтегазоносности. Ведь мы знаем, что с позиции теории «Тектоники движения литосферных плит» наиболее перспективными являются шовные пояса (сутуры) или нефтегазоносные системы по Рустамову М. И.

В условиях современности нефть и газ являются показателем энергетической безопасности страны, так как стабильная поставка углеводородного сырья за границу, означает мощный энергетический потенциал страны. Поэтому стала актуальной необходимость уточнения запасов углеводородов как по суше, так и по Туркменскому сектору Каспийского моря. Это возможно на основании комплексного анализа геолого-геофизических материалов, данных бурения, палеонтологии, ГИС, вертикального сейсмического профилирования (ВСП).

Конечный результат геолого-геофизических исследований -определение новых углеводородных объектов, положение шовной зоны, определение типов нефтегазоносных ловушек с позиции тектоники плит.

Библиографический список:

1. Клещев К. А. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири / К. А. Клещев, В. С. Шеин. – Москва : ВНИГНИ, 2004. – 214 с. – Текст : непосредственный.
2. Палеогеография запада Средней Азии в меловой период / Туркмен. науч.- исслед. геол.-развод, ин-т; под ред. акад. А. П. Таджикистана М. Р. Джалилова. – Санкт - Петербург: Недра, 1992. – 324 с. – Текст : непосредственный.
3. Рустамов М. И. Геодинамика и магматизм Каспийско-Кавказского сегмента Средиземноморского пояса в фанерозое / М. И. Рустамов. – Текст : непосредственный // Нац. акад. наук Азербайджана, Отд-ние наук о Земле, Ин-т геологии и геофизики. – Баку, 2019. – С. 530-543.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СЛАНЦЕВЫХ И ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Овчинников В. П., д-р техн. наук, профессор, зав.каф. НБ,
ТИУ ovchinnikovvp@tyuiu.ru

Рожкова О. В., старший преподаватель каф. НБ, ТИУ, г.Тюмень

По прогнозным оценкам ведущих российских геологов, развитие топливно-энергетического комплекса связано с добычей высоковязких, тяжелых нефтей, к которым относятся месторождения, приуроченные к доманиковой и баженовской свитам. Первые в основном располагаются до Урала, вторые в Сибирских регионах. Из-за наличия в них значительного содержания смолистых соединений они имеют высокую вязкость и плотность и естественно низкую подвижность. В некоторых источниках данная нефть получила название «сланцевая», поскольку их залегание приурочено к низкопроницаемым и низкопористым коллекторам, содержащих значительное количество глин, горючие сланцы, карбонаты и др., причем органический компонент – кероген, предшественник нефти и газа.

Одной из самых обсуждаемых тем в нефтегазовом секторе является нехватка в обозримом будущем углеводородов и как следствие, необходимости их замены на другие источники энергии, или использование так называемых «нетрадиционных» углеводородов – «нетрадиционную» нефть и газ.

Нетрадиционная нефть – это нефть, которая добывается или извлекается с помощью иных методов, чем традиционным методом и она вся относится к категории ТРИЗ. В России главным источником такой нефти может стать баженовская свита – пласт размером во всю Западную Сибирь, сформировавшийся в глубоководном морском бассейне примерно 145 миллионов лет назад.

Потенциальные ресурсы нефти битуминозных глинистых породах можно рассчитывать исходя из радиуса дренажа скважин с учетом его изменения при гидроразрыве пласта с последующим заполнением образовавшегося пустотного пространства пропантом (песком или полипором).

В среднем плотность извлекаемых ресурсов нефти в битуминозных отложениях составляет 450 тыс. м³/км².

Площадь развития битуминозных глинистых пород верхней юры и низов мела в Западной Сибири составляет 1290 тыс. км², объем их – 33,03 тыс. км³, а средняя толщина – 27,2 м.

Соответственно потенциальные геологические ресурсы нефти могут составить $1973 \cdot 10^9$ м³, а извлекаемые – $580 \cdot 10^9$ м³. (Стасюк М. Е. Освоение и ввод в разработку залежей нефти в глинистых коллекторах. (Нестеров И. И. предисловие) – Санкт-Петербург: недра, 2004, – 270 с.).

Перспективы промышленного освоения ресурсов нефти из битуминозных глинистых пород подтверждаются исследованиями Нестерова И. И., Гурари Ф. Г., Салманова Ф. К, Трофимука А. А. и других отечественных ученых.

В зарубежной классификации (А. Е. Natton) высоковязкие нефти разделены на три группы: пропитанные битумом нефтяные сланцы, гумусовые угли, угли и углеродистые сланцы. Нефтяные сланцы в свою очередь также подразделены на три группы: морские, озерные и наземные. В России чаще всего встречаются озерные сланцы – ламозиты и морские мариниты, их средняя проницаемость около 40 мД, пористость порядка 5 %. Следует отметить наличие в баженовской свите именно кремнистых глин и карбонатов, что является важным для изучения способов повышения интенсивности их разработки.

Таким образом, основное направление исследований по этой проблеме связано с обеспечением подвижности, фильтрационной способности этих нефтей, что достигается следующими основными технологиями – это увеличение пористости коллектора и повышение подвижности пластового флюида. По первому направлению – использование эффективности гидроразрыва пластов (тема кандидатской диссертации аспиранта Н. М. Шамсутдинова). Второе направление, как было сказано ранее, связано с разработкой тампонажных композиций, формирующих за обсадной колонной

термостойкий цементный камень. Действительно в этом направлении имеется значительное количество публикаций, в которых однозначно говорится об эффективности цементношлаковых композиций и также об их недостатках – нестабильности физико-химических свойств продуктов твердения, седиментационная неустойчивость растворов на их основе. В настоящее время и сложившаяся обстановка послужили основанием для решения проблем совершенствования свойств имеющихся тампонажных материалов с использованием доменных шлаков и разработка новых рецептур.

Работами Мелехова А.В. был разработан комплекс рецептур тампонажных материалов для крепления скважин, в которых рекомендовано применение термогазового воздействия на пласт: TermoLight-4 - 100,0 %, дополнительно КМД-Н - 1,0 % и МКУ-85 - 1,0 % и сверх 100 % массы; TermoLigh t-4, 0,18 % замедлителя сроков схватывания цементного теста, 0,2 % понизителя водоотдачи, 0,05 % пеногасителя, при водосмесевом отношении 0,7 (плотность раствора 1360 кг/м³); разработаны рецептуры утяжеленных термостойких тампонажных материалов для крепления поисково-разведочных скважин в условиях АВПД и высоких температур. УТТМ с плотностью 2100 кг/м³: ПЦТ I-G - 63,0 %, Маршалит - 17,0 %, баритовый концентрат - 20,0 % и сверх 100 % смеси, 0,35 % пластификатора цементного теста, 0,02 % понизителя водоотдачи, 0,05 % пеногасителя, при водосмесевом отношении 0,27.

Рожковой О.В. разработаны тампонажные материалы для крепления высокотемпературных скважин на основе доменного гранулированного шлака челябинского завода. Модуль основности у данных шлаков имеет 0.7-0.8, что говорит о их химической инертности к воде, их «предшественники» – мариупольские и днепропетровские шлаки активно реагируют с водой, так как являются высокоосновными с модулем основности от 1 до 3.. При выборе состава термостойких цементов следует ориентироваться на получение главным образом низкоосновных гидросиликатов кальция для быстрого химического взаимодействия кремнезема с продуктами гидратации цемента. Проведенные исследования показали, что на доменных гранулированных шлаках можно получить вяжущее вещество, на основе которого цементный камень имеет необходимую прочность. Сравнение образцов цементных камней, модифицированных добавкой доменного шлака, показало высокую механическую прочность цементного камня при замене портландцемента на 20...50 % высокодисперсным доменным шлаком.

Библиографический список:

1. Бастриков С. Н. Жизнь скважины: монография / С. Н. Бастриков. – Тюмень, 2021. – 215 с. – Текст : непосредственный.
2. Селективный многостадийный гидроразрыв продуктивного пласта в скважинах с горизонтальным окончанием / В. П. Овчинников, Н. М. Шамсутдинов, С. Н. Бастриков [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2021. – № 2. – С. 37-41.

3. Тепловыделения при гидратации тампонажного шлакопортланд-цемента / Овчинников В. П., Рожкова О. В. – Текст : непосредственный // Международная научно-практическая конференции им. Д. И. Менделеева, посвященная 90-летию профессора Р.З. Магарила. Материалы конференции. Отв. редактор А. Н. Халин. Тюмень, 2022. – С. 45-47.

4. Сооружение скважин на месторождениях с аномально высокими термобарическими условиями / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова, П. В. Овчинников [и др.]. – Тюмень, 2020. – 234 с. – Текст : непосредственный.

МЕТОД НЕЗАВИСИМОГО ТРЕХОСНОГО НАГРУЖЕНИЯ ДЛЯ БОРЬБЫ С НАРУШЕНИЯМИ УСТОЙЧИВОСТИ СТЕНОК СКВАЖИНЫ

Парфенов К. В., группа 1-ИНГТ-22ИНГТ-102М, Самарский Государственный Технический Университет, г. Самара, kparfenovv@mail.ru

Нарушение устойчивости ствола скважины является немаловажной проблемой при бурении наклонных и горизонтальных скважин. В свою очередь, деформационно-прочностные параметры горной породы, такие как модуль Юнга и коэффициент Пуассона совместно со значениями главных напряжений определяют устойчивость стенок ствола скважины. Проблема нарушения устойчивости ствола скважины вызывает снижение технико-экономических показателей бурения.

На кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» Самарского Государственного Технического Университета была разработана установка, которая позволит проводить множество экспериментов с керновым материалом, находящимся в условиях близким к условиям залегания на различной глубине [1].

На начальном этапе целью исследования является нахождение значений коэффициента Пуассона и модуля Юнга, которые необходимы для расчётов устойчивости на этапе проектирования скважин и закладки оптимальных профилей. По упругим параметрам горных пород можно будет дать рекомендации по правильному ориентированию ствола скважины и выбору ее профиля, а также подбору рецептуры бурового раствора для определенного типа осложнений. Это напрямую позволит сократить время строительства скважины и ее стоимость за счет уменьшения рисков связанных с частичным обрушением и потерей устойчивости ствола скважины, а также повысить срок службы. Благодаря исследованию керна можно подбирать буровой раствор в зависимости от его свойств. Также планируется проводить эксперименты на трехосное сжатие с насыщенными буровым раствором керновыми материалами.

По результатам анализа существующих работ [2-6] был выбран метод истинного трехосного сжатия, позволяющий проводить исследования с про-

извольно изменяемыми главными напряжениями по трем взаимно перпендикулярным осям x , y , z . Так как распределение напряжений является трехмерным с неравными значениями напряжений по трем осям координат.

Особенность конструкции заключается в том, что исследуемый образец керн равномерно нагружается тремя независимыми друг от друга прижимными плитами. При исследовании пористых образцов происходит их сжатие, а, следовательно, взаимопересечение прижимных элементов [7]. Для решения данной задачи внутреннее пространство установки было спроектировано в виде уменьшающегося куба. В связи с этим цилиндрическая форма керна была заменена кубической. Также были сконструированы упорно-прижимные элементы, а в программе Ansys построена конечно-элементная модель [8].

На текущем этапе установка дооборудована программным обеспечением. Проведены опыты с образцами керна по трем программам нагружения, то есть сначала образец керна равномерно сжимался по всем трем осям в одном положении, а затем в повернутом на 90^0 положении.

Путем обработки данных графиков, первоначально можно получить значения коэффициента Пуассона. Данный коэффициент показывает степень деформирования пород. Также можно получить значения модуля Юнга и модуля сдвига. Эти параметры нужны для определения упругости горных пород. Зависимости давления от перемещения по трем программам нагружения дают нам возможность найти три параметра упругости: модуль Юнга, модуль сдвига и коэффициент Пуассона.

Эксперименты на независимое трехосное сжатие и расчеты параметров трансверсально-изотропной среды для нахождения показателей устойчивости необходимо проводить в случае возникновения аварийных ситуаций, связанных с прихватами и потерями раствора. Такой подход позволит качественно спроектировать соответствующую конструкцию, вследствие чего получить запланированный дебит.

Библиографический список:

1. Подъячев А. А. Физическое моделирование горного напряжения / А. А. Подъячев, П. Н. Букин, К. В. Парфенов. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 1 (337). – С. 5-9.
2. Triaxial compression system for rock testing under high temperature and high pressure./ Y. Zhao, Z. Wan, Z. Feng [et al.]. – Text : direct // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2012. – Т. 52. – С. 132-138.
3. Kármán T. V. Festigkeitsversuche unter allseitigem Druck / T. V. Kármán. - Text : direct // Z. Ver. Deu. Ing. – 1911. – Т. 55. – С. 1749-1757.
4. New method for true-triaxial rock testing. / W. R. Wawersik, L.W. Carlson, D. J. Holcomb, R.J. Williams. – Text : direct // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 1997. – Т. 34. – №. 3-4. – С. 330.

5. Bauer S. J. Geotechnical studies associated with decommissioning the strategic petroleum reserve facility at Weeks Island, Louisiana: a case history./ S. J. Bauer, B. L. Ehgartner, J. T. Neal. – Text : direct // Sandia National Lab.(SNL-NM), Albuquerque, NM (United States). - 1997. – №. CONF-970617-4.

6. Tingle T. N. Improvements to Griggs-type apparatus for mechanical testing at high pressures and temperatures / T. N. Tingle, H.W. II Green, T. E. Young, T. A. Koczynski. – Text : direct // Pure and applied geophysics. – 1993. – Т. 141. – №. 2. – P. 523-543.

7. Подъячев А. А. Моделирование напряженного состояния упорно-прижимных элементов установки независимого трехосного сжатия в условиях нагружения / А. А. Подъячев, П. Н. Букин, И. Е. Адеянов. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 3. – С. 70-73.

8. Парфенов К. В. Разработка установки для проведения исследований на независимое трехосное нагружение кубического образца керна / К. В. Парфенов. – Текст : непосредственный // Сборник материалов V Международной научно-практической конференции молодых ученых Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии, 13 ноября 2020 г. – Альметьевск, 2020. – С. 278-282.

Научный руководитель: Нечаева О. А., директор института нефтегазовых технологий, доцент кафедры "Бурение нефтяных и газовых скважин", к. т. н.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ШАРОВОЙ ПОДВЕСКИ БОШП-100.02 В КЕРНООТБОРНОМ СНАРЯДЕ УКР-185/100.250М

Паскина Е. С. студент филиала ТИУ в г.Нижневартовск, paskinaaa@mail.ru

Аннотация. В данной работе представлен анализ отбора керна и эффективность применения шаровой подвески БОШП-100.02.

Цель: Сравнить и обобщить применяемых шаровых подвески используемые в УКР-185/100.250М и проанализировать экономические аспекты дальнейшего применения данного оборудования на производстве.

Задачи:

1. Проанализировать значимость повышения работоспособности шаровой подвески

2. Провести сравнительный анализ использования подвесок при проведении работ по отбору керна

3. Выявить экономическую выгоду в использовании и сделать вывод

Ключевые слова: керн, керноотборный снаряд, шаровая подвеска, нефтегазовые месторождения

Актуальность данной работы заключается в необходимости решения широкомасштабного вопроса по уменьшению затрат, времени, ресурсов, работы часов для повышения выноса керна и его целостности на поверх-

ность для дальнейших исследований в специальных лабораториях, с целью технологической и экономической выгоды применения шаровой подвески.

Введение. Керн – прямой источник знаний о свойствах горных пород. Без качественного отбора керна невозможно получить достоверные сведения о свойствах горных пород. В связи с усложнением объектов исследований, а именно – рыхлые, кавернозно-трещиноватые, сланцевые и др. коллектора, повышается роль используемых технологий отбора керна (рис. 1).



Рисунок 1 – Образцы керна

Основной целью каждой операции по отбору керна из всех типов скважин является получение прямой информации о породах, слагающих интересующие объекты месторождений необходимых для решения комплекса задач поиска, разведки и добычи углеводородов. Явное выявление на нефтенасыщенность или газопроявления, целостность залегания пластов для дальнейшей литологии. Поэтому, повышение качества отбора керна является важной задачей разведочного бурения.

Образец породы, извлечённый из скважины, даёт информацию, которая представляется едва ли не истиной в последней инстанции – некоторые характеристики пласта иными методами получить просто невозможно.

Для решения этой проблемы, совместно с ООО «Триас-НВ» и ООО «ВОСХОД» было применено напыление хромовым твердым покрытием на обе обоймы подшипника шаровой подвески для керноотборного снаряда УКР-185/100.250М и испытана на скважине 23Р Казанского НГКМ в Томской области в 2022 году. Все детали шаровой подвески без подшипника защищены от коррозии фосфатным покрытием с промасливанием.

Общие требования к конструкции керноотборного снаряда

Требования для керноотборного снаряда заключается в том, что в ее конструкции находится шаровая подвеска, где применяется подшипник-40Х2МА без напыления. По своему научно-техническому уровню применяемая шаровая подвеска ООО «УДОЛ», ВНИИБТ-БТ проявляли ярко выраженный быстрый износ при отборе керна в сильных цементируемых породах: Палеозой и Кора выветривания. Из-за этого не позволяет значительно повысить работоспособность УКР-185/100. К тому же, при проведении работ постоянно происходят подклиники шаровой подвески, что приводит к подъему и замене на новую шаровую подвеску, и малого процента выноса керна.

Следует отметить, что эксплуатационные характеристики существующих шаровых подвесок не полностью удовлетворяют техническим требованиям, и это показало, с применением шаровой опоры с твердым хромовым напылением увеличивает ее ресурс, уменьшение количества рейсов.

С применением разработанной шаровой подвески БОШП-100.02 к снаряду УКР-185/100 показало, износ и подклинок подшипника - отсутствует. В результате проведения работ с применением разработанной шаровой подвески было пробурено 200 метров керна – без ее замены.

Наиболее наглядный результат (табл. 1) получен при работе на месторождениях Томской области на скважине 23 Казанского месторождения.

Использование шаровой подвески в новом исполнении в керноотборном снаряде, преследовало двум целям: надежности и долговечности работоспособности данного изделия.

Экономическая выгода состоит в том, что твердое хромовое покрытие на шаровой обойме позволяет повысить отбор керна, уменьшить проведения дополнительных рейсов и получить экономический эффект.

Вывод: при применении обычной шаровой подвески происходит подклинка подшипника при работе в скважине уже на 18-27 метрах, а применение разработанной в шаровой подвески подшипника с напылением хромовым для керноотборного оборудования позволило повысить процентный вынос и увеличить метровый отбор керна, что способствует получить более яркий анализ при лабораторных исследованиях самого керна поднятого на поверхность породы.

Результаты отбора керна на скважине №23 Казанская

Дата	№ рейса с отбором керна	Бурение с отбором керна (по стволу), м				Вынос керна			
		от	до	За рейс	Нарастающий	За рейс, м	За рейс, %	нарастающий по скважине, м	Средний по скважине, %
18.июл	1	2484,0	2493,0	9,0	9,0	9,0	100	9,0	100
19.июл	2	2493,0	2511,0	18,0	27,0	18,0	100	27,0	100
20.июл	3	2511,0	2525,4	14,4	41,4	14,4	100	41,4	100
20.июл	4	2525,4	2543,4	18,0	59,4	18,0	100	59,4	100
21.июл	5	2543,4	2561,4	18,0	77,4	18,0	100	77,4	100
21.июл	6	2561,4	2570,0	8,6	86,0	8,6	100	86,0	100
24.июл	7	2616,0	2634,0	18,0	104,0	18,0	100	104,0	100
24.июл	8	2634,0	2650,0	16,0	120,0	16,0	100	120,0	100

Библиографический список:

1. Гизатуллин Д. М. Актуальные проблемы отбора керна и их решения / Д. М. Гизатуллин. – Текст : непосредственный // Тезисы докладов Научной конференции молодых ученых и аспирантов ИФЗ РАН. – Москва : Институт физики Земли им. О. Ю. Шмидта РАН, 2019. – С. 28.
2. Отбор керна: размер имеет значение: сайт. – URL: <https://dprom.online/> (дата обращения: 19.12.2022). – Текст: электронный.
3. Технологии для отбора керна компанией ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент»: [сайт] . – URL : <https://www.vniibt-bi.ru> / (дата обращения: 10.01.2023). – Текст: электронный.

Научный руководитель: Шедь С. Н., старший преподаватель филиала ТИУ в г. Нижневартовск.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ С НКТ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Салько М. Г., ТИУ, доцент, канд.экон.наук, Тюмень, salkomg@tyuiu.ru

Салько А. А., ООО «РН-Юганскнефтегаз», полевой супервайзер, г. Нефтеюганск, s_aleks_a74@mail.ru

Костромин Д. В., ООО «РН-Юганскнефтегаз», полевой супервайзер, г. Нефтеюганск, dimkos2012@gmail.com

Большая часть вновь введенных в эксплуатацию нефтяных скважин подвергаются многостадийному гидравлическому разрыву пластов. В процессе проведения капитального ремонта таких скважин всегда проводятся спуско-

подъемные операции НКТ. При спуске НКТ в скважину необходимо обеспечить надежный заворот в резьбовых соединениях во избежание обрывов, полетов расчленения НКТ [3,4]. В процессе подъемных операций НКТ из скважины в более чем в 2/3 случаев в резьбовых соединениях обнаруживается значительное механическое напряжение, что препятствует отвороту НКТ.

В процессе подъема НКТ из скважины в случаях проведения многостадийных гидравлических разрывов пласта и прокачки значительных объемов пропанта с гелем устанавливается значительное механическое напряжение в резьбовых соединениях, подтверждаемое невозможностью отворота НКТ гидравлическим ключом [3].

В настоящее время снятие механического напряжения в резьбовых соединениях НКТ выполняется с помощью дополнительного механического воздействия ударным инструментом в муфтовой части НКТ. Такая технология приводит к преждевременному разрушению резьбовой части НКТ, деформации и как следствие снижению наработки НКТ.

Из существующих технологий снятия механического напряжения в резьбовой части НКТ известен способ теплового раскрепителя резьбовых соединений НКТ, который ослабляет напряжения при их развинчивании и обеспечивает повышение работоспособности резьбовых соединений труб нефтяного сортамента [4]. Недостатками данного технического решения являются использование дополнительной специальной техники для получения пара на устье скважины, а также требование к наличию специальных компетенций работников, выполняющих дополнительные работы по тепловому нагреву НКТ, приводящих к увеличению стоимости и времени проведения ремонтных работ на скважине.

Авторами разработана технология устранения механического напряжения препятствующего отвороту в резьбовых соединениях НКТ путем измерения намагниченности и размагничивания резьбовой части для облечения отворота НКТ. Измерение уровня намагниченности в резьбовой части НКТ с помощью магнитометра типа НМАГ-400Д и его аналогов устанавливается причина тяжелого отворота резьбы с учетом соблюдения моментов свинчивания для каждого типа размера гидравлического ключа и каждого типа размера, марки стали НКТ. В случае установления сверхнормативного уровня намагниченности резьбовой части НКТ производится размагничивание с помощью устройства для размагничивания труб. В последствии проводится повторный замер уровня намагниченности трубы и при достижении нормативного значения производится отворот резьбового соединения с помощью гидравлического ключа.

Наиболее близким к заявленному техническому решению является устройство и способ размагничивания длинномерных ферромагнитных изделий [5]. Данное устройство открытого типа и при его эксплуатации может привести к появлению искры, что в последствии приведет к аварийной ситуации на устье нефтяной скважины. Следовательно, основным недостатком данного устройства является отсутствие полной взрыво-пожарозащищенности, которая необходима на опасных производственных объектах (ОПО) – нефтяных и газовых скважинах.

Разработанная авторская технология устранения механического напряжения в резьбовых соединениях НКТ путем измерения намагниченности и размагничивания резьбовой части для облечения отворота НКТ полностью соответствует обеспечению взрыво-пожаро-безопасности на ОПО, предусматривает, что для измерения и устранения намагниченности используются базовые компетенции работников КРС, обеспечивает высокий экономический эффект.

Библиографический список:

1. API Specification 5ST «Specification for Coiled Tubing», April 2010, effective 1 Oct 2010. – Text : electronic.
2. ГОСТ 633 – 80. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия: международный стандарт: издание официальное: утвержден и введен в действие Постановлением государственного комитета СССР по стандартам от 11.04.1980г. № 1658: введен взамен ГОСТ 633 – 63: дата введения 1983-01-01 / разработан Министерством черной металлургии СССР, Министерством нефтяной промышленности. – Москва : Стандартинформ, 2010. – 107 с. – Текст: непосредственный.
3. Пат. 2348507 Российская Федерация, МПК В25В013/50. Универсальный гидравлический подвесной трубный ключ. № 2007117286/02: заявл. 08.05.2007: опубл. 10.03.2009 / Никашин В. А., Борисов Е. Н., Родин Н. П., Яковлев А. В; патентообладатель Федеральное Государственное Унитарное Предприятие Государственный научно-производственный ракетно-космический центр "ЦСКБ-Прогресс " (ФГУП ГНПРКЦ "ЦСКБ-Прогресс"). – Текст: непосредственный.
4. Пат. 2419906 Российская Федерация, МПК Н01F 13/00. Устройство и способ размагничивания длинномерных ферромагнитных изделий. № 2010110385/07: заявл. 18.03.2010: опубл. 27.05.2011 / Цыпуштанов А. Г., Елисеев К. У., Червонцев А. А.; патентообладатель Открытое акционерное общество Уральский научно-исследовательский технологический институт (ОАО УралНИТИ). – Текст: непосредственный.
5. Пат. 2422616 Российская Федерация, МПК E21B 19/16. Тепловой раскрепитель резьбовых соединений НКТ. №2009105323/03: заявл. 16.02.2009: опубл. 27.06.2011 / Кучербаев Ф. Ф, Тимергалиев Р. И, Вадигуллин А. Д., Кузнецов И. А., Богданов Р. И.; патентообладатель Вадигуллин А. Д. – Текст: непосредственный.

РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ ОТКЛОНИТЕЛЯ НЕПРЕРЫВНОГО ДЕЙСТВИЯ С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ОТБОРА КЕРНА СНАРЯДОМ СО СЪЕМНЫМ КЕРНОПРИЕМНИКОМ

Силичев Н. М, группа РТ-18, г. Санкт-Петербург

Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года ставит цели и задачи геологической отрасли, ориентированные на устойчивое снабжение минеральным сырьем потребностей экономики

страны. Спрос на твердые полезные ископаемые не пойдет на спад, а будет только расти за счет таких отраслей, как автомобилестроение, энергетика, оборонно-промышленный комплекс, строительство и сельское хозяйство. Одной из задач, поставленной в стратегии развития, является разработка и внедрение технологий геолого-разведочных работ, замещение импортного оборудования и услуг отечественными.

В настоящее время разведочное бурение отошло от строительства вертикальных скважин и приоритеты сдвинулись в сторону наклонных и наклонно-направленных скважин.

Особенную актуальность это приобретает при разведке на коренных месторождениях, в процессе бурения многоствольных наклонно-направленных скважин, когда от материнского ствола отходят дополнительные стволы, подсекающие залежь на проектных глубинах. Таким образом, необходимы как интервал набора угла, так и интервал удержания заданной траектории.

Проведение таких скважин невозможно без специального оборудования. Наиболее распространенной технологией искусственного изменения траектории ствола в геологоразведочном производстве являются извлекаемые клинья. Постановка последних подразумевает потерю кернового материала на интервале от 1,5 до 2 метров. По этой причине исключается возможность корректировки траектории скважины непосредственно в рудном теле. Также постановка извлекаемых клиньев предусматривает большое количество спускоподъемных и вспомогательных операций: шлифовка забоя с использованием не вращающегося подшипникового узла, для обеспечения плоской поверхности забоя; подъем стандартной жесткой компоновки для бурения (шестигранная колонковая труба); спуск извлекаемого клина и забурка по клину меньшим диаметром; подъем клина; спуск расширяющей компоновки и проработка ствола до номинального диаметра; подъем расширяющей компоновки; спуск круглой колонковой трубы с конусной коронкой, бурение 3-4 рейса; подъем круглой колонковой трубы; спуск компоновки с шестигранной колонковой трубой и продолжение бурения. Вместе с тем необходимо использование геофизической аппаратуры, спускаемой на тросе ССК, для ориентирования направления действия клина. Это ведет к высоким затратам труда и времени.

Практика показывает, что постановка клиньев не всегда позволяет получить расчетную интенсивность пространственного искривления скважины, что приводит к многократной их постановке. Таким образом, интервал кривления становится ступенчатым, а это приводит к потере осевой нагрузки на каждом “колене” или в худших случаях к потере подвижности бурильной колонны.

Отчасти данная проблема решается использованием винтовых забойных двигателей малых диаметров, выпускаемых зарубежными компаниями для наиболее используемого инструмента колонкового бурения Wire-line серии Q (ССК), то есть применяется со стандартной бурильной колонной. Данная технология позволяет произвести требуемый набор угла по плавной траектории за один рейс, но исключает отбор кернового материала на участке кривления, т. к. бурение ведется алмазным долотом. К тому же, на

буровой необходим дополнительный насос для обеспечения необходимого, для работы забойного двигателя, расхода промывочной жидкости.

В связи с этим появляется необходимость в отклонителе непрерывного действия для снаряда со съемным керноприемником (для используемого на производстве колонкового снаряда Wire-line серии Q), позволяющему оперативно корректировать траекторию скважины и отбирать керновый материал на всех интервалах бурения, включая участки искривления ствола скважины или даже корректировки направления в рудной зоне.

В соответствии с поставленной проблемой предложена концепция отклонителя непрерывного действия с реализацией набора кривизны за счет фрезерования стенки скважины. Отклоняющее усилие создается двумя выдвигными плашками, работающими за счет энергии бурового раствора. Диаметр бурения соответствует типоразмеру NQ (76 мм), диаметр отбираемого керна соответствует типоразмеру BQ (38 мм). Компоновка имеет длину стандартной колонковой трубы с релитовым переходником и соединительной муфтой, посредством которой соединяется со стандартной для типоразмера NQ бурильной колонной.

Основные предполагаемые узлы компоновки: 1. Узел отклонения; 2. Узел зацепления-расцепления внешней трубы с КБТ; 3. Инклинометр, встраиваемый в подшипниковый узел ССК через переходную муфту.

При постановке снаряда на забой, внешняя труба выходит из зацепления с КБТ (не вращается вместе с ней), что позволяет отклоняющим плашкам оставаться в неизменном положении в процессе бурения. Выдвижение плашек осуществляется за счет энергии бурового раствора. Через отверстия во внутреннем приводном вале раствор попадает в камеру с поршнем, который двигаясь вниз перемещает расклинивающий конус. Действие конуса на плашки приводит к их выдвиганию из корпуса внешней невращающейся трубы. Возврат поршня и плашки в исходное положение производится за счет пружин.

При необходимости изменить направление отклоняющего усилия. Снаряд отрывается от забоя, внешняя труба выходит из зацепления с КБТ и ее дальнейшее положение контролируется поворотом КБТ.

Контроль за траекторией скважины ведется в автономном режиме инклинометром, встраиваемым в узел ССК через переходную муфту. Информация записывается прибором, который поднимается на поверхность в конце каждого рейса.

РАСЧЕТ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ КРИВОШИПА ТРАНСМИССИИ БЛАГОНРАВОВА ДЛЯ АРКТИЧЕСКОГО ВЕЗДЕХОДА

Титов М. Ю., группа ЭОПб-19-1, г.Тюмень, maksim_titov501@mail.ru

Мурашов С. С., группа ЭОПб-19-1, г.Тюмень, sem-myr2013@yandex.ru

Плаксин А. А., группа ЭОПб-19-1, г.Тюмень, fct2001@mail.ru

Бурение скважин в арктических зонах сопряжено с высокими требованиями к оборудованию и комплектующим [1]. Поскольку разведанные месторождения в Арктике труднодоступны, нужно обеспечить возможность

быстрой и надежной доставки к ним необходимого бурового оборудования, комплектующих и обслуживающего персонала. Поэтому задача разработки отечественных вездеходов является актуальной. Среди различных существующих разработок выделяется передача Благонравова, поскольку она является топливосберегающей (позволяет экономить до 30 % топлива), обладает хорошей динамикой разгона и создает меньше выбросов в атмосферу, что положительно сказывается на экологии Арктического региона [2].

Передача Благонравова разработана учеными Института Машиностроения УрО РАН и на данный момент находится в стадии проверки всех критериев работоспособности. Специалисты считают одним из слабых звеньев эксцентричный кривошип (галтельный переход), поэтому необходимо оценить его работоспособность (создать модель и определить напряженно-деформированное состояние и оценить ее прочность).

Анализ состояния кривошипа будем проводить при помощи ANSYS—многоцелевая программа, предназначенная для решения задач механики деформируемого твердого тела, механики жидкости и газа, теплопереноса, электромагнетизма, оптимизации а также связанных задач механики деформированного твердого тела [3]. Модель кривошипа представлена на рисунке 1. Далее необходимо разбить модель на конечные элементы, как показано на рисунке 2. К модели были приложены следующие граничные условия: шлицевой участок вала жестко закреплен. К консольному участку приложен крутящий момент. После расчета получаем результат в виде эквивалентных напряжений, показанный на рисунке 3.

Кривошип изготавливается из стали 18ХГН, имеющей предел текучести 885 МПа [4]. Поскольку расчеты показали напряжение меньшее, чем предел текучести материала кривошипа (202 МПа) условие прочности выполняется. Коэффициент запаса прочности равняется 4,381. Таким образом, исследуемая деталь характеризуется достаточной прочностной надежностью.

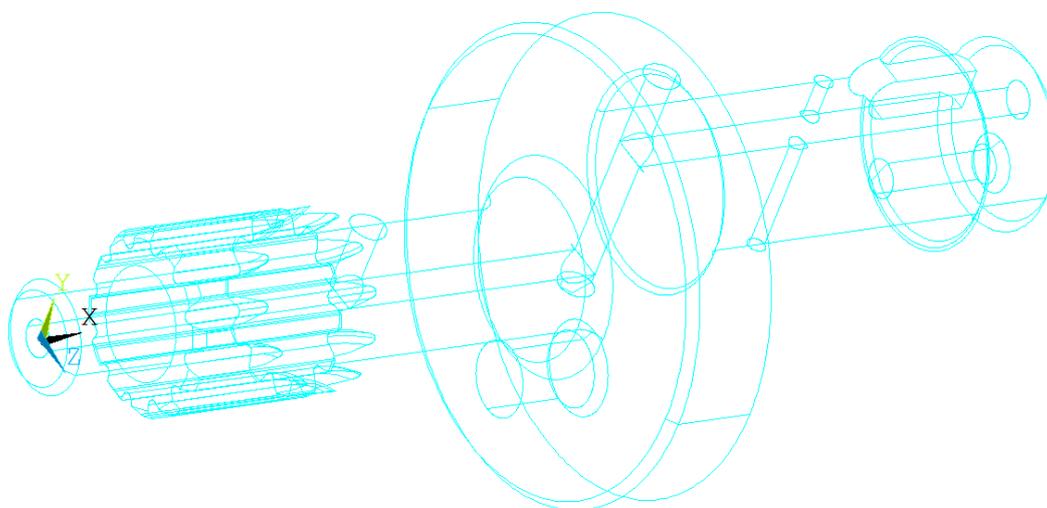


Рисунок 1 – Модель кривошипа в программе ANSYS

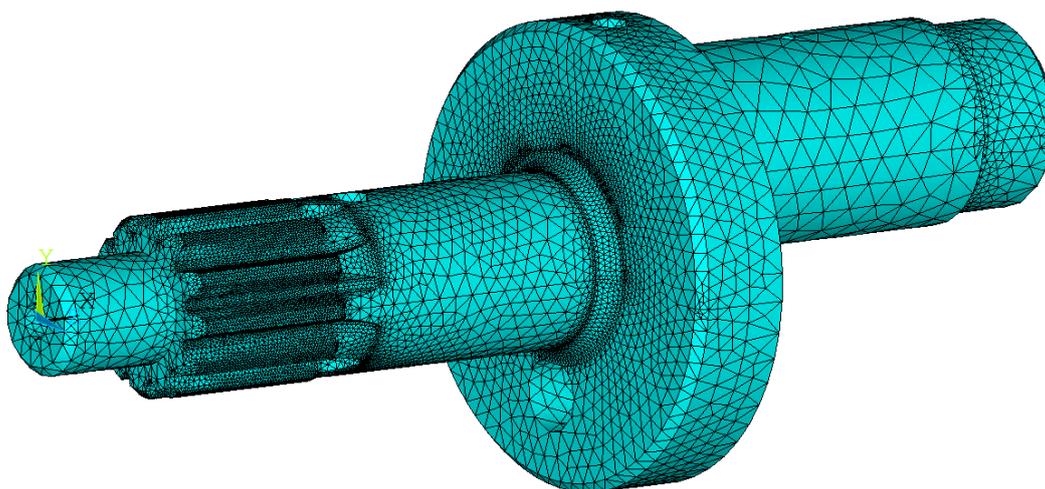


Рисунок 2 – Разбивка модели кривошипа на конечные элементы

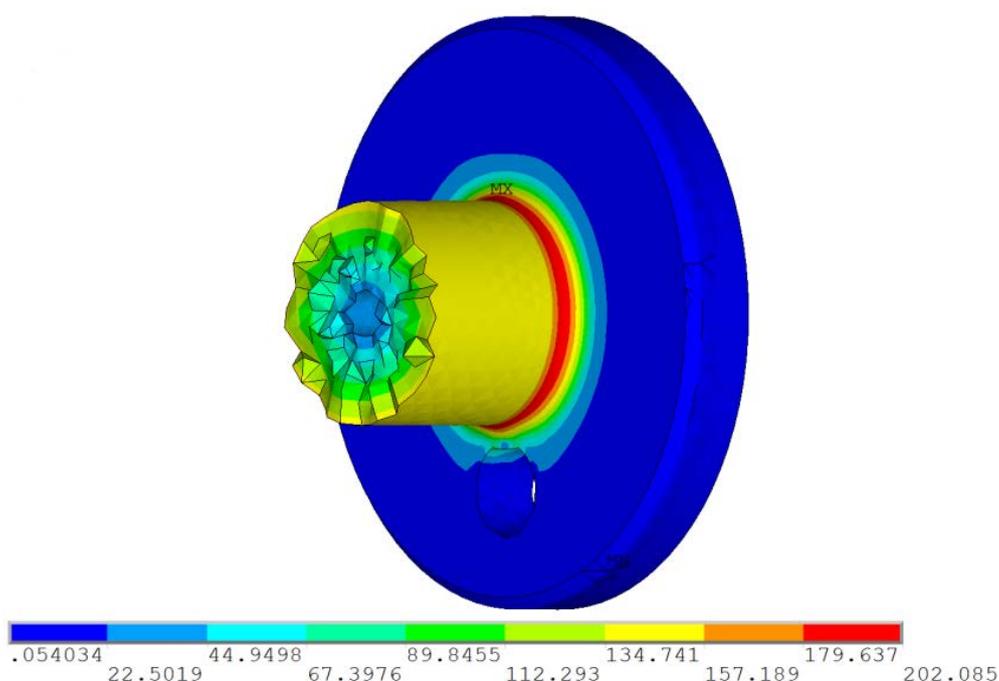


Рисунок 3 – Напряжения по Мизесу

Библиографический список:

1. Жданеев О. В. Разведочное бурение на арктическом и дальневосточном шельфе России / О. В. Жданеев. – Текст : электронный // Арктика: экология и экономика. – 2020. – № 3. – С. 112-125.
2. Благонравов А. А. Механические бесступенчатые передачи / А. А. Благонравов. – Екатеринбург : УрО РАН, 2005. – 202 с. – Текст : непосредственный.
3. Чигарев А. В. ANSYS для инженеров: справ. пособие / А. В. Чигарев, А. С. Кравчук, А. Ф. Смалюк. – Москва : Машиностроение-1, 2004. – 512с. – Текст : непосредственный.

4. ГОСТ 4543-71. Прокат из легированной конструкционной стали. Общие положения : государственный стандарт союза ССР : издание официальное : утвержден и введен в действие постановлением государственного комитета СССР по стандартам от 18.06.71 № 1148 : введен впервые : Дата введения 01.01.73 / разработан и внесен Министерством черной металлургии СССР. – Москва :ИПК Издательство стандартов. – 2001. – 40 с. Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Сызранцева К. В., д-р техн. наук, профессор кафедры МОП.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ (МУН)

Хазиев Д. Ф., группа 71–22 Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Dinar.haziev.91@mail.ru.

Низаев Р. Х., д. т. н., профессор кафедры РИНГЭМ, nizaev@tatnipi.ru.

На сегодняшний день множество месторождений нефти и газа входят в более поздние этапы эксплуатации, что значительно отражается как на коэффициенте извлечения нефти (КИН), себестоимости нефти, а, значит в дальнейшем и на конечной стоимости готового продукта для потребителя. При этом отметим, что потребление нефтепродуктов, несмотря на стремление Западных стран уйти в сторону декарбонизации, напротив, растет из года в год.

Сегодня усредненное значение показателя нефтеотдачи целевых пластов (в зависимости от региона) составляет от 25 до 40 %, что вполне логично ставит в приоритет направление попыток поиска прироста запаса нефти во всем мире.

Если рассматривать вопросы остаточных запасов, в зависимости от геолокации, неизвлекаемые запасы на сегодня достигают значений в 55-70 %. Таким образом, применение новых, совершенствование текущих технологий нефтедобычи, остаются как никогда актуальными.

Разделим все технологии увеличения МУН на пять больших групп:

- газовые;
- термические;
- гидродинамические;
- микробиологические;
- физико-химические.

Мы понимаем, что у каждого из вышеназванных методов есть определенная область применения, тем более что для применения большинства этих технологий необходимо изменение проектной документации на разработку месторождений, с последующей регистрацией документации в соответствующих надзорных органах, что безусловно потребует больших затрат (как временных, так и финансовых) [1].

Окончательное решение о необходимости применения того или иного метода основывается на потенциальной конечной эффективности процесса.

Рассматривая такие методы, как полимерная обработка, необходимо принять во внимание фактор карбонатности отложений, так как это напрямую будет влиять на конечный результат. Так же необходимо принять во внимание тип смачиваемости коллекторов, к примеру, применение полимерной обработки подразумевает условие – наличие гидрофильной среды, в противном случае полимер не сможет вытеснить нефть ввиду адсорбционных процессов на поверхности воды, что так же характеризуется при освоении объектов, содержащих нефть с высоким содержанием смол и асфальтенов [2].

Более интенсивная адсорбция характерна для нефтей с более высоким содержанием полярных компонентов (смол и асфальтенов) [2].

Рассматривая большинство месторождений Волго-Уральского нефтегазоносного комплекса, можно сделать вывод, что на более поздней стадии эксплуатации месторождения наиболее эффективным методом МУН являются физико-химические методы, но при этом используя их в комплексе с совершенствованием технологий заводнения, а также производя соответствующую оптимизацию плотности сетки скважин.

Применение данных методов (физико-химических) МУН дает возможность вовлечения в разработку объектов, которые обусловлены наличием преимущественно трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ), соответственно, так же продлить рентабельность эксплуатации объектов, находящихся на поздней стадии разработки месторождений.

Рассмотрим рисунок 1, мы видим, что в целом по применению МУН Россия занимает одну из ведущих ролей.

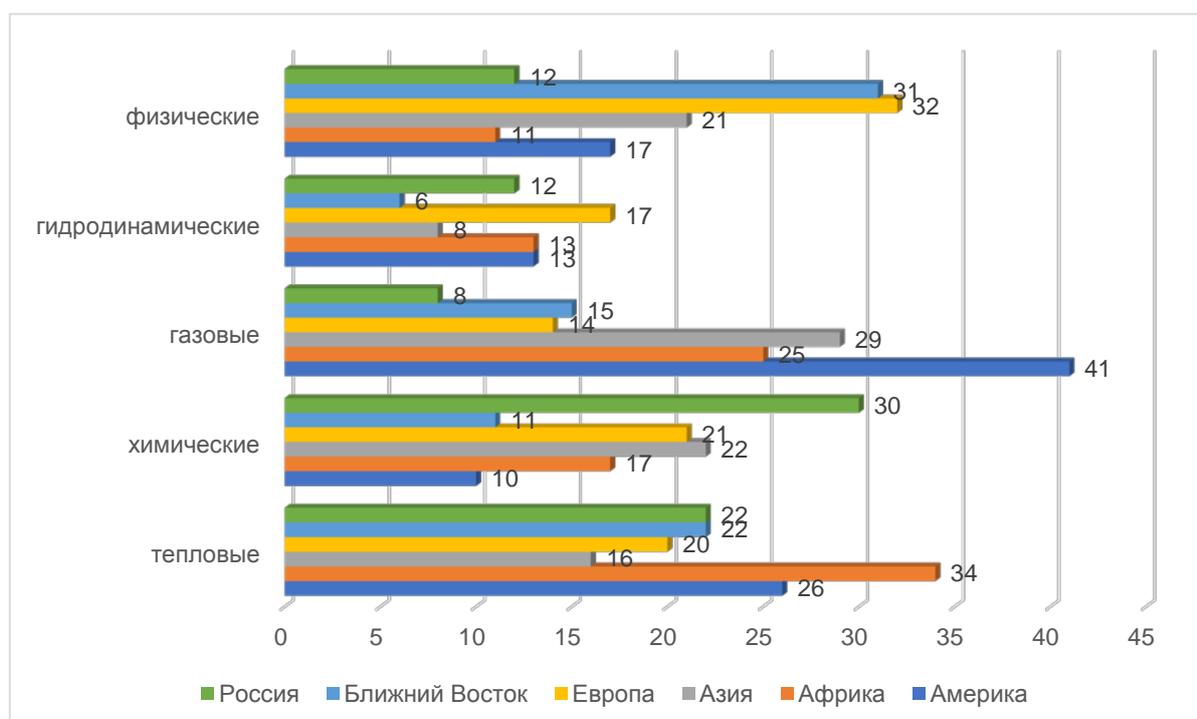


Рисунок 1 – Применение различных МУН по странам

Необходимо отметить, что в целом МУН ни в коем случае не должны быть рассмотрены лишь через призму дополнительной интенсификации добычи углеводородного сырья, так как в целом МУН – есть источник восполнения ресурсов за счет дополнительного охвата балансовых запасов, учитывая ужесточающиеся условия сокращения объемов разведки и открытия залежей (ввиду геомеханической неопределенности, начальной низкой продуктивности и т. д.).

Таким образом, основной задачей недропользователей является корректный подбор вида и направления реализации того или иного метода – максимально корректно подобрать вид и направление реализации того или иного МУН, что в свою очередь позволит в определенной степени расширить сырьевую базу и увеличить добычу УВ. Так же необходимо отметить важность и необходимость научно-технического развития физико-химических методов нефтеотдачи, развивая данное направление с целью улучшения конечных показателей в добыче ресурсов.

Библиографический список:

1. Опыт применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи и развитие потокоотклоняющих технологий на Ванкорском месторождении / И. М. Ганиев, К. В. Яковлев, О. В. Войтов, А. А. [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 9. – С. 60-64.

2. Попич Д. Влияние минералогического состава пласта на нефтеотдачу при полимерном заводнении / Д. Попич, Я. Пантич, А. П. Лосев – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 04. – С. 44-48.

3. Расчет типовых кривых дополнительной добычи нефти от реализации смешивающегося вытеснения на основе композиционного моделирования / Н. Г. Главнов, В. В. Кунцевич, М. В. Вершинина, В. М. Бабин. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 12. – С. 42-45.

WELL COMPLETION TECHNOLOGY WITH HORIZONTAL ENDING WITH USING AN OPERATIONAL COLUMN OF THE SAME DIAMETER FROM THE MOUTH TO THE FACE AND SUBSEQUENT IMPLEMENTATION LARGE-VOLUME, HIGH-SPEED AND MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING

Хассер Солано¹, Леонтьев Д. С.²

¹Canacol Energy

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

The technology of finishing a well with a horizontal termination using an operational column of one diameter from the mouth to the bottom and subsequent large-volume with a volume of 150-200 tons, high-speed with a speed of 12 to 22 m³/min and multi-stage hydraulic fracturing (FRACKING). At the same time, an operational column is lowered into a horizontal section drilled on a hydrocarbon solution to the planned depth, both with the possibility of rotation

during descent and cementing, and without rotation, consisting from the bottom up of: a working shoe of the column, a check valve, a landing coupling for a cementing plug, a hydraulic fracturing coupling, a casing pipe with pipe centralizers, when choosing a technology A two-stage cementing coupling is used for step-by-step cementing (MSC). The design of the previous casing strings is represented by a direction and a conductor or a direction, a conductor and an intermediate column. Further, single-stage or two-stage continuous cementing of the production column is carried out, if necessary, during the cementing process, the production column is rotated in order to obtain high-quality cement stone behind the column. After the waiting stage of cement solidification (CCC), measures are taken to check the operational column for tightness. To carry out perforation for the technological stage of hydraulic fracturing in order to create a pick-up, the hydraulic fracturing clutch is activated by creating a pressure of up to 60 MPa in the production column, after activating the hydraulic fracturing clutch through the circulation windows in the horizontal section of the well, a message with the formation and pick-up appears. In the absence of a hydraulic fracturing coupling in the composition of the hydraulic fracturing coupling, perforation for the technical stage of fracturing is carried out using a coiled tubing fleet by lowering a layout consisting from bottom to top of: a cumulative perforator and a coupling locator, the perforator is activated hydraulically or electrically. After activation of the hydraulic fracturing coupling or after perforation and lifting of the layout on the GNKT through the production column and perforations, the technological stage of hydraulic fracturing is performed in order to increase the pick-up for further work. Further, in order to carry out perforation under the first large-volume with a volume of 150-200 tons, high-speed with a speed of 12 to 22 m³/ min, the fracturing stage with cluster perforation is lowered into the operational column on a cable or on the CNT to the required depth, an arrangement consisting from bottom to top of: the first section of the cumulative perforator, the selective perforation translator, the second section of the cumulative perforator, the locator of the couplings and the cable tip when lowering the layout on the cable. The activation of the perforators is carried out hydraulically or electrically. Then they lift and inspect the layout for the operation of the perforators. Further, through the perforations that are part of one cluster, a large-volume hydraulic fracturing stage is produced with a volume of 150-200 tons, high-speed with a speed of 12 to 22 m³ / min. To carry out measures to separate the previous stages of hydraulic fracturing and cluster perforation, before the second and subsequent stages, a layout consisting of: a pass-through-drilled or pass-through-soluble packer plug, a landing tool, a compensator, the first section of a cumulative perforator, a selective perforation translator is lowered to the required depth into the operational column on a cable or on a GNKT, the second section of the cumulative perforator, the locator of couplings and the cable tip during the descent of the layout on the cable. Activation of packer plugs and punchers is carried out by hydraulic or electric methods. Then the assembly is lifted and inspected for the installation of the packer plug and the operation of the perforators, thereby ensuring the separation in the horizontal section of the

production column of the previous stage of hydraulic fracturing and cluster perforation, consisting of two intervals of perforations. Further, through the perforations that are part of one cluster, a large-volume hydraulic fracturing stage is produced with a volume of 150-200 tons, high-speed with a speed of 12 to 22 m³ / min. To carry out the subsequent stages of hydraulic fracturing and cluster perforation, the operations for lowering the layout with a packer plug and cumulative perforators are repeated up to the required number of stages, depending on the length of the horizontal section. After carrying out all stages of hydraulic fracturing, with the help of a coiled tubing fleet, the shank is normalized by milling separating plugs when using insoluble packer plugs or flushing the horizontal section of the well when using soluble packer plugs, then the well is discharged or equipment is lowered into the production column on the tubing for operation.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ СЛОЖНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЛАСТА X НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Чекасина Ю. К., студент группы ВСм 21-1 ТИУ

Попова Ж. С., старший преподаватель кафедры НБ ТИУ

Арясова Д. В., ТИУ, кафедра БИМ

Многозабойная скважина (МЗС) – это скважина, состоящая из основного, как правило, горизонтального ствола, из которого в пределах продуктивного пласта пробурен один или несколько боковых стволов. По схеме заканчивания многозабойные скважины по классификации TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals) делятся на шесть уровней сложности в зависимости от степени их механической сложности, соединительных возможностей и обеспечения гидравлической изоляции. Сложность возрастает с возрастанием уровня. В компании ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь» скважины бурятся веерно, в горизонтальной плоскости. Уровень сложности 1. Основной ствол обсажен и зацементирован, боковой ствол имеет открытый забой (рисунок 1).

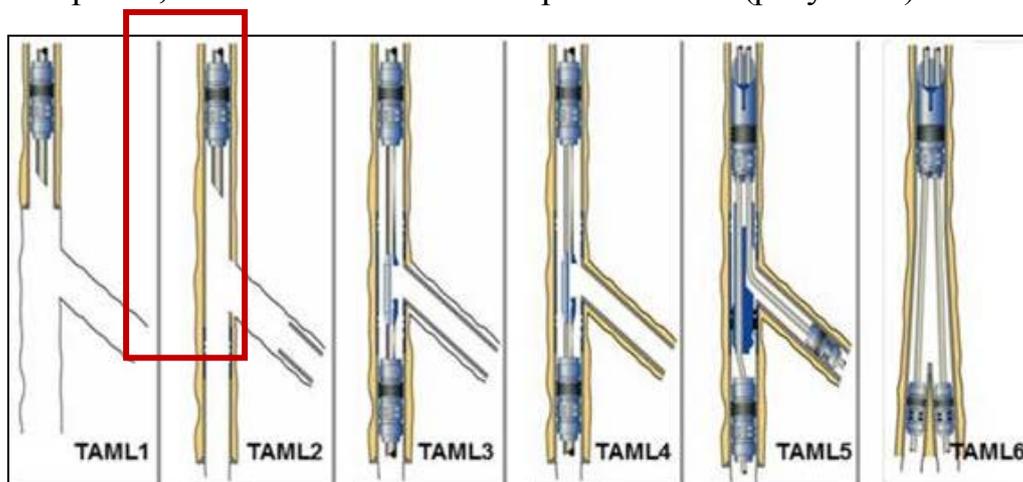


Рисунок 1 – Типы многоствольных скважин по технологии TAML

Впервые многозабойное бурение начато в США, в штате Техас, в 1930 году. Первая многозабойная скважина в России пробурена под руководством А. М. Григоряна [4] в 1951 году на Карташёвском месторождении (республика Башкортостан), а в 1953 году пробурена скважина № 66/45 уже с десятью наклонными, пологими и горизонтальными ответвлениями от основного ствола небольшой протяженности (рисунок 2). При вертикальной глубине 600 м общая длина ствола скважины составила 1993 м, из которых 1760 м пройдено непосредственно в продуктивном пласте. По данной скважине входная эффективность в 17 раз превосходила другие скважины. Такой успех дал толчок дальнейшему применению данной технологии.

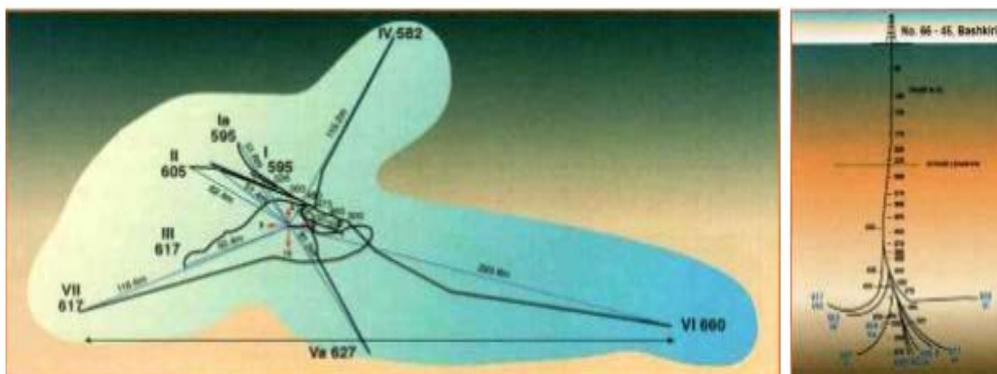


Рисунок 2 – Горизонтальная проекция и профиль скважины № 66/45 Карташёвского месторождения

В настоящее время, уникальные по конструкции многозабойные скважины, пробурены на Восточно-Мессояхском месторождении. МЗС представлены восемью, семи и шести ствольными скважинами. Данное месторождение разрабатывается АО «Мессояханефтегаз». На Среднеботуобинском месторождении пробурена первая в мире многозабойная скважина с пятнадцатью стволами по технологии «березовый лист», (рисунок 3). Данное месторождение разрабатывается ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», входящим в нефтедобывающий комплекс НК «Роснефть».

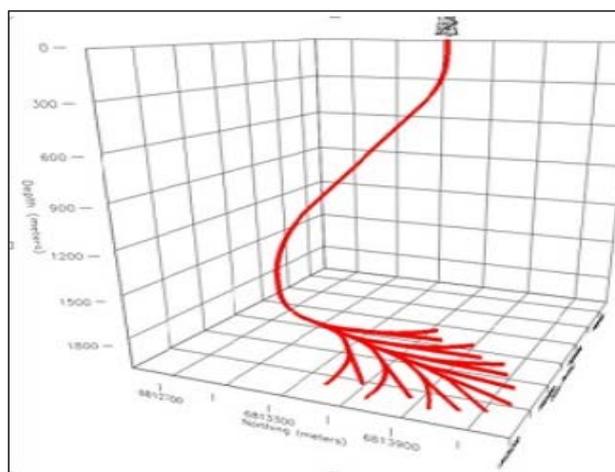


Рисунок 3 – Технология «березовый лист»

На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь» применение технологии бурения многозабойных (двуствольных) скважин начато с 2009 года, первые трехствольные многозабойные скважины пробурены в 2012 году, бурение четырех и пятиствольных многозабойных скважин (с отсечением ответвлений по затрубному пространству хвостовика набухающими пакерами) начато в 2013-2014 годах. Большее количество многоствольных скважин пробурено на объекте 1 (пласт X).

В качестве объекта исследования выбран низкопродуктивный пласт X месторождений Z и Y характеризующийся низкими фильтрационно-емкостными свойствами ($K_{пр} - 20$ мД, $K_{н.н} - 0,45$) и небольшими нефтенасыщенными толщинами. На ряду с этим разработка пласта X осложнена присутствием нижезалегающего высокопродуктивного пласта Н с контактными запасами. Пласты X и Н полностью пересекаются в плане, представляют собой единый гидродинамически связанный резервуар, но при этом их геолого-физические свойства существенно отличаются (таблица 1).

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика пластов X и Н

Параметр	X	Н
Пористость, доли ед.	0,20	0,23
Проницаемость, мД	20,2	215,5
Нефтенасыщенность, доли ед.	0,45	0,54

Учитывая сложные геологические условия и сопровождающие разработку риски, с 2013 года, пласт X активно разбуривается с применением скважин сложной конструкции (горизонтальные (ГС), трехствольных МЗС), для закачки используют горизонтальные скважины. За восемь лет разработки (с 2013 по 2021 год) пробурено 96 МЗС, 37 % добычи от МЗС.

На сегодняшний день остаются не вовлеченными в разработку краевые зоны пласта X с ухудшенными геологическими условиями ($K_{пр} < 5$ мД), бурение горизонтальных и трехствольных многозабойных скважин стало менее эффективно из-за низких показателей дебитов, в связи с этим бурение стало экономически не рентабельным, поэтому с 2020 года стали внедрять 5-ти ствольные многозабойные скважины.

Анализируемая выборка скважин была разделена на две группы по геологическим характеристикам. Первая группа скважин пробурена в районе, характеризующимся хорошей относительно средней проницаемостью (15-35 мД). Вторая группа скважин пробурены в районе с пониженной проницаемостью (до 5 мД).

При сравнение входных дебитов по группам видно, что в условиях с относительно хорошей проницаемостью (15-30 мД) трехствольные многозабойные скважины показали лучшую эффективность относительно горизонтальных скважин. В ухудшенных геологических условиях ($K_{пр}$ до 5 мД) пятиствольные многозабойные скважины показали лучшую эффективность по сравнению с трехствольными многозабойными и горизонтальными, (рисунок 4).

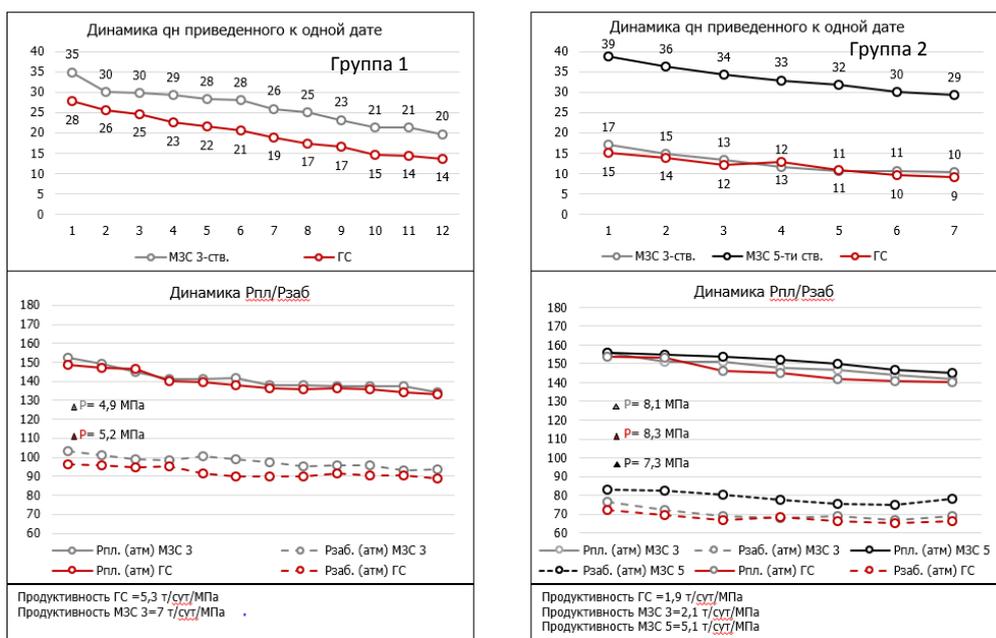


Рисунок 4 – Сравнение входных показателей по группам скважин

На основании положительного опыта применения трехствольных и пятиствольных конструкций, выдвинуто предположение о необходимости дальнейших оптимизаций в направлении усложнения конструкции МЗС с целью вовлечения в разработку участков, где бурение на сегодняшний день не рентабельно.

Выводы:

1. В мировой практике и на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» широко применяются скважины сложной конструкции. Положительный опыт указывает на перспективность этого направления.

2. На сегодняшний день большой объем запасов, не вовлеченных в разработку, характеризуется сложным разрезом, пониженными ФЕС и малыми нефтенасыщенными толщами.

3. Ухудшение качества запасов приводит к снижению рентабельности бурения, ставших уже традиционных, скважин с горизонтальным окончанием, трехствольных и пятиствольных многозабойных скважин.

4. В сложившихся условиях возрастает роль необходимости оптимизации реализуемых систем разработки с целью повышения технико-экономической привлекательности бурения в районах с остаточными запасами, локализованными в сложных геологических условиях.

Библиографический список:

1. Технологический регламент по планированию и строительству многозабойных скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов : утв. приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» от 04.02.2015 г. № 23 / ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». – Когалым, 2015. – Текст : непосредственный.

2. Отчет «Дополнение к технологической схеме разработки Z нефтегазоконденсатного месторождения» // Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени; отв. исполн. Солянов С.А. – Тюмень, 2020 г. – Текст : непосредственный.

3. Бадьина И. В Эволюция системы разработки на примере объекта 1 Z месторождения / И. В. Бадьина, В. В. Реймер, М. В. Ровинский. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 1. – С. 5-9.

4. Григорян А. М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами / А. М. Григорян. – Москва : Недра, – 1969. – 192 с. – Текст : непосредственный.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЕРЕДОВЫХ МЕТОДОВ В ИСКУССТВЕННОМ ИНТЕЛЛЕКТЕ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА БЕЗАВАРИЙНОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Штейн С. А., г. Тюмень, ТИУ, shtejnsa@tyuiu.ru

Штейн Е. С., г. Тюмень, ТИУ, zhenya-stein@mail.ru

Сегодня информационные технологии развиваются экспоненциально. В настоящее время существует очень мало сфер деятельности, не связанных с информационными технологиями. Нефтегазовая отрасль также не стоит на месте.

В настоящее время основным драйвером роста является ускоренная цифровизация нефтегазовой отрасли, в основном для автоматизации производства, снижения «человеческого фактора» и, следовательно, снижения возможности ошибок. Реализовать эти идеи могут технологии, разработанные на основе искусственного интеллекта (ИИ). Таким образом, внедрение этой технологии все чаще обсуждается.

Сейчас, как никогда ранее, нефтегазовая отрасль настойчиво и срочно ищет новые инновационные и технологические решения, способные значительно повысить эффективность производства и помочь снизить затраты, чтобы выжить в эпоху низких цен. Когда всего несколько лет назад стоимость 90 \$ за баррель нефти была достаточно уместной, то сегодня мы наблюдаем прайс, который гораздо ниже, а в свою очередь нестабильность этой цены. Поэтому можно сделать вывод, что только инновационные технологии могут спасти нефтегазовую отрасль. Одним из них является внедрение нейронных сетей.

В настоящее время искусственная нейронная сеть (ИНС) – простая многопроцессная вычислительная система, работающая одновременно со многими соединениями, – является одним из наиболее широко используемых методов.

ИНС – это в значительной степени сложный метод, используемый для моделирования сложных взаимосвязей. Смысл подхода ИНС близка к биологической нервной системе, которая состоит из взаимосвязанных обрабатывающих элементов, называемых нейронами. В нефтяной промышленности многие успешные решения были созданы с использованием нейронных методов, таких как прогнозирование оптимальных параметров режима бурения [1], формирование траекторий нефтегазовых скважин [2], а также прогнозирование осложнений в бурении [3].

Структура ИНС имеет много «входов», и каждый «вход» принимается через соединение с соответствующим значением (весом), чтобы сформировать передаточную функцию нейрона и обеспечить «выход». Завершающий результат подвергается сопоставлению с намеченным заданием. Затем веса нейронов подвергаются корректировке, если расхождение между выходом сети и намеченным заданием не находится в допустимых пределах.

Преимущество нейронных сетей в том, что в отличие от простых математических алгоритмов ИНС «обучаются», а не программируются. Таким образом, нейронная сеть самостоятельно корректирует веса соединений в соответствии с примерами, представленными для обучения. Возможности и эффективность ИНС улучшаются в процессе обучения, решая всё больше задач. Нейронные сети также имеют то преимущество, что связывают большие объемы данных нелинейным образом и работают в постоянно меняющейся обстановке.

Основные области применения ИИ в нефтегазовой промышленности можно условно подразделить на четыре направления:

1. Геологоразведка;
2. Бурение;
3. Добыча;
4. Стратегическое планирование.

Например, модель для прогнозирования вероятности прихвата бурового инструмента [4] построена с использованием ИНС. Были взяты 2 случая состояния скважины: статический и динамический. Рассмотренная модель для статического состояния скважины состоит из 4 нейронов на скрытом слое, поскольку данное количество нейронов показали лучшую точность заданных условий, и 6 входных параметров (рисунок 1).

Модель динамического состояния скважины также имеет 6 входных параметров, но в этом случае 3 нейрона скрытого слоя показывают более высокую производительность (рисунок 2).

Согласно информации авторов [4], им удалось достичь точности более 90% для обоих случаев состояний скважины. Таким образом, выбранную ИНС можно использовать для прогнозирования вероятности заклинивания буровой установки в процессе бурения.

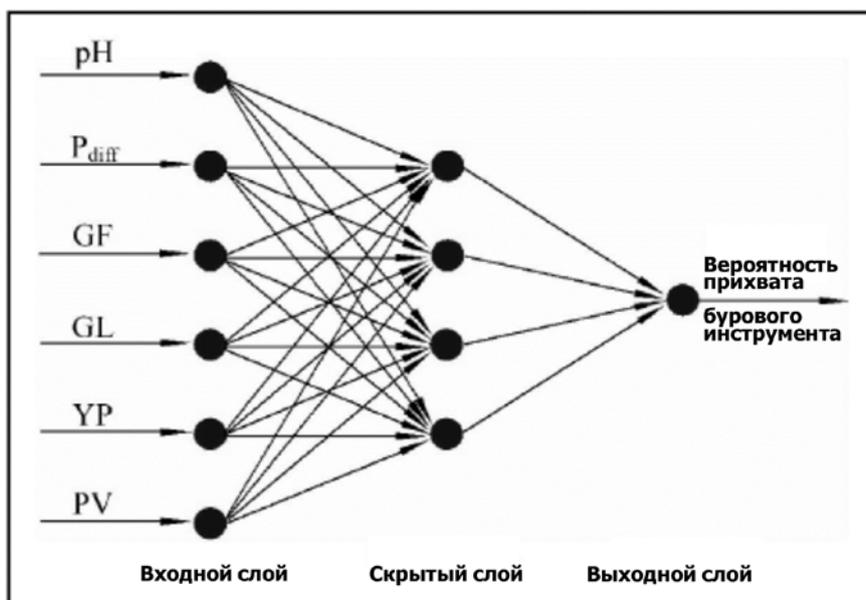


Рисунок 1 – Сеть для прогнозирования вероятности прихвата в статическом состоянии скважины

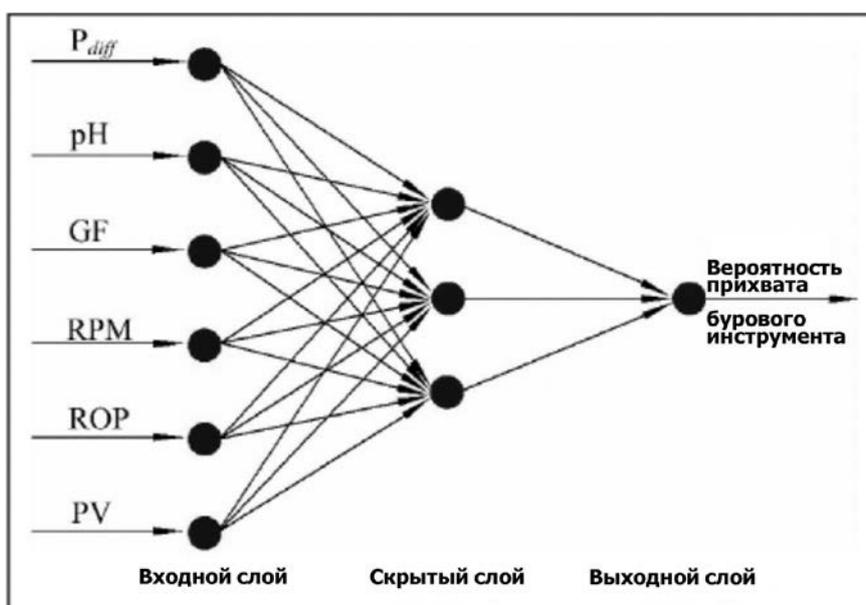


Рисунок 2 – Сеть для прогнозирования вероятности прихвата в динамическом состоянии скважины

Выводы

Таким образом, использование нейронных сетей для повышения эффективности процесса бурения является насущной и перспективной целью. Этот метод может обрабатывать многие изменения характеристик в режиме онлайн. Основным преимуществом ИНС при работе с данными является ее способность работать с вводными со сложными взаимозависимостями. Однако при этом крайне важно качество обрабатываемого комплекса данных. Он должен включать, по возможности, все вариации решения проблемы.

Методика машинного обучения, находящаяся на ранней стадии разработки, служит рекомендательной системой, помогающей инженерам-буровикам выбирать наиболее подходящие параметры для безотказного бурения на при максимальной скорости проходки, что позволит улучшить технико-экономические показатели процесса бурения. В ближайшем будущем этот метод может стать основой для создания автоматизированных систем бурения.

Библиографический список:

1. Опыт применения искусственных нейронных сетей для прогнозирования оптимальных параметров режима бурения скважин / Г. В. Буслаев, М. М. Павлов, А. А. Куншин [и др.]. – Текст : непосредственный // Научный журнал Российского газового общества. – 2019. – № 2 (21). – С. 51-55.
2. Нугаев И. Ф. Применение радиально-базисных нейронных сетей для моделирования процессов формирования траекторий нефтегазовых скважин / И. Ф. Нугаев. – Текст : непосредственный // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. – 2008. – Т. 11. – № 1. – С. 79-85.
3. Кабирова А. Р. Информационные технологии безаварийного бурения нефтяных и газовых скважин / А. Р. Кабирова, Л. Ф. Нурисламова, Ю. Б. Линд. – Текст : непосредственный // В мире научных открытий. – 2011. – № 1(13). – С. 107-109.
4. Shadizadeh S. R. Drilling Stuck Pipe Prediction in Iranian Oil Fields: An Artificial Neural Network Approach / S. R. Shadizadeh, F. Karimi, M. Zoveidavianpoor. – Text : direct // Iranian Journal of Chemical Engineering. – 2010. – Vol. 7, No. 4 (Autumn).

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ LWD ДЛЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО ПРОФИЛЯ

Штефан Е. Е., группа ГНГ-20-2, г. Тюмень, kitti_shtefan@mail.ru

С момента начала разведки месторождения до завершающего этапа его разработки происходит непрерывное накопление информации. Это ведет к усовершенствованию цифровой модели месторождения и, как следствие, более эффективному управлению связанными с ним процессами.

На этапе бурения проводятся испытания и геофизические исследования (ГИС) являются основной геологической информацией разрезов скважин и дают характеристику их состояния.

В наклонно-направленных скважинах (ННС) в открытом стволе для этого применялись только стандартные технологии каротажа на бурильных трубах и каротажа на кабеле, которые значительно увеличивали срок

строительства скважины. С 2020 г. НФ ООО «РН-Бурение» внедряют каротаж во время бурения – LWD (logging while drilling). Приборы LWD включаются в КНБК и позволяют вести запись каротажа одновременно с углублением скважины, что оптимизирует время на выполнение ГИС.

В настоящее время бурят наклонно-направленные скважины с горизонтальным окончанием, которые соответствуют второй категории ННС.

ГИС на трубах позволяет проводить геофизические исследования в открытом стволе в наклонно-направленных скважинах второй и третьей категории со сложным профилем ствола скважины, где применение геофизической аппаратуры на кабеле затруднено или невозможно.

По окончании бурения комплексный автономный прибор спускается в скважину на бурильных трубах. Суммарное время спуска и других технологических операций, предшествующих непосредственно измерениям ГИС (время задержки), устанавливается в компьютере каротажной станции, и одновременно запускаются таймеры станции и скважинного прибора АМК-Горизонт. После спуска прибора на забой по окончании времени задержки включается питание и начинается регистрация измеряемой информации в автономный блок памяти скважинного прибора. Измерения проводятся при подъеме прибора. Все перемещения прибора регистрируются на поверхности и используются для увязки зарегистрированной информации по глубине скважины.

На поверхности зарегистрированная информация считывается из блока памяти в компьютер, увязывается по глубинам и в цифровом виде передается в службу интерпретации, после чего Заказчику выдается заключение по скважине.

Недостатки спуска оборудования в скважину на трубах:

- Комплекс ГИС ограничен конструкцией автономного комплексного скважинного прибора и неизменен;
- включение комплекса после времени задержки может включить систему задолго до начала исследований;
- потери времени на проведение каротажа;
- опасность прихвата бурильных труб во время проведения ГИС.

Каротаж во время бурения LWD – это метод доставки приборов ГИС в ствол скважины как часть КНБК. Данный метод можно использовать в ННС всех трёх категорий; запись ГИС исследуемого участка происходит одновременно с углублением скважины.

Состав скважинной части и измеряемые геофизические параметры телеметрической системы ЛУЧ-М-2014, используемой на скважинах НФ ООО «РН-Бурение», представлены на рисунке 1 и в таблице 1 соответственно.

- Полный комплекс каротажа LWD (Triple-combo). Включены методы: ГК, ВИКПБ, ИК, ННК, ГГКП
- «Усеченный» каротаж LWD. Включены только ГК, ВИКПБ, ИК. Комплекс стоит дешевле, но не столь информативен.

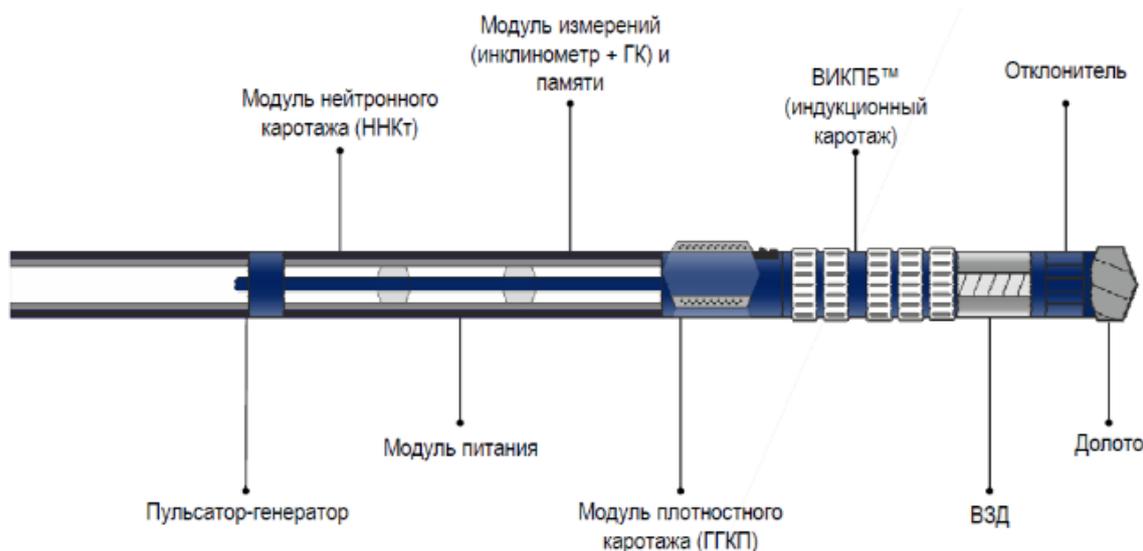


Рисунок 1 – Общий вид телесистемы ЛУЧ-М-2014, Triple-Combo

Таблица 1

Измеряемые геофизические параметры

Параметр	Единицы	Пределы измерений	Погрешность
Естественная гамма активности (ГК)	мкР/ч	1,7-3,0	15 %
Удельное сопротивление (6 измерений в частотах 0,88-3,5 МГц) (ВИКПБ, ИК)			
По сдвигу фаз (ИК)	Ом*м	0,5-2000	3,8+18R/Rm
По затуханию амплитуд (ИК)	Ом*м	0,5-50	3,8+18R/Rm
Нейтронная пористость (ННКт)	%	0-40	4,2+2,3(40/Кп-1)
Объемная плотность (ГГКП)	г/см ³	1,7-3,0	1,2 %
Зенитный угол (Инклинометр)	град.	0-180	0,1 %
Азимут (Инклинометр)	град.	0-360	1,0 %
Угол отклонителя (Инклинометр)	град.	0-360	1,0 %

Измеряемые геофизические параметры системами LWD и АМК-Горизонт идентичны.

При LWD результаты можно считывать из памяти прибора после проведения записи и отслеживать в реальном времени, что является одним из преимуществ LWD. По данным, получаемым в процессе бурения, можно оценить состояние пласта и его фильтрационно-емкостной потенциал, скорректировать траекторию ствола скважины, сохраняя положение долота вблизи кровли исследуемого пласта и максимальную проводку скважины по вскрытому коллектору.

Время исследования скважины системой LWD в среднем составляет 8,18 часов, при применении стандартного ГИС 59 часов. Сокращение времени исследований позволяет корректнее оценивать удельное электрическое сопротивление исследуемого пласта, пока не сформировалась зона проникновения фильтрата.

Недостатки в качестве данных LWD:

- менее дифференцированные кривые ГИС, их искажение за счет вибрации колонны при наборе оборотов забойным двигателем;
- неполное прижатие приборов к стенке скважины при большом угле наклона ствола, влияние вмещающих горных пород;
- проблемы с декодированием сигнала и пр.

Для устранения недостатков и для получения более достоверной и качественной информации LWD, проводятся опытно-промышленные испытания, сравнительный анализ данных LWD со стандартным ГИС. Происходит усовершенствование алгоритма привязки данных по глубине, уточнение палеток, учет различных поправок и доработка методики обработки данных с более полным учетом скважинных условий.

В работе приведено сравнение экономических затрат по стандартному ГИС, «усеченному» и полному комплексов LWD, результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2

Расчет экономической эффективности

	Стандартный ГИС	«Усеченный» комплекс LWD	Полный комплекс LWD
ННС 2, Р	3 617 693	1 042 568 (-2 575 145)	3 257 860 (-359 833)

Как можно увидеть, что «усеченный» и полный комплексы LWD выгодны на ННС второй категории, по сравнению со стандартным ГИС.

В работе был проведен анализ технологии каротажа во время бурения на наклонно-направленных скважинах, также были рассмотрены стандартный подход к ГИС и комплексы LWD. В ходе анализа показаны положительные и отрицательные стороны системы LWD в сравнении с традиционными методами. Кроме того, на примере скважин УБР№ 3, выполнен экономический расчёт, который показал, при использовании каких методов применение данной технологии экономически эффективно. Автор благодарит сотрудников Нефтеюганского филиала ООО «РН-Бурение» за предоставленные материалы.

Библиографический список:

1. Скопинцев С. П. Аппаратура ГИС-контроль : учебное пособие / С. П. Скопинцев. – Москва :Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – 204 с. – Текст : непосредственный.
2. ГОСТ Р 53709-2009. Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования (Переиздание) : введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 декабря 2009 г. N 1151-ст. – Москва: Стандартинформ, 2009. – 19 с. – Текст : непосредственный.

3. Технологические мероприятия по снижению аварийности и осложнений при строительстве скважин на месторождениях эксплуатируемых ООО «РН-Юганскнефтегаз», версия 6.0. 2021. 33 с. – Текст : непосредственный.

4. АМК «ГОРИЗОНТ : Научно-производственная фирма : [сайт]. – URL :<http://amk-gorizont.ru/index.php/apparatura/sistema-karotazha-v-protssesse-bureniya-lwd> (дата обращения 24.12.2022). – Текст : электронный.

Научный руководитель: Паршукова Л. А., доцент кафедры НБ, канд. техн. наук.

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СТРОИТЕЛЬСТВА БОКОВЫХ СТВОЛОВ

Щербаков А. В., группа ТБСаз-18-1, г. Тюмень, dea.n@mail.ru

В последнее время в связи с активным использованием геолого-гидродинамического моделирования разработки месторождений нефти и газа, появлением новейших видов навигационного оборудования, надежного и износостойкого бурового инструмента, новых технологий и технологической оснастки бурение боковых стволов приобретает все большее значение. Появилась возможность довыработки остаточных запасов нефти из застойных и тупиковых зон и полулинз на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, вовлечение в активную разработку запасов нефти прикровельных водонефтяных зон и перехода на нижележащие продуктивные пласты с использованием пробуренного фонда скважин, находящихся в простое из-за аварий или по причине нерентабельной эксплуатации.

Стоимость и срок окупаемости капитальных затрат на реконструкцию (капитальный ремонт) скважин методом бурения боковых стволов значительно ниже аналогичных показателей бурения новой скважины за счет использования большей части ствола существующей скважины и имеющейся инфраструктуры месторождения [1].

На технико-экономические показатели строительства боковых стволов влияет фактический диаметр эксплуатационной колонны, известно, что малый диаметр открытого ствола увеличивает риски потери осевой устойчивости бурильного инструмента малого типоразмера, падение механической скорости бурения и снижает возможности качественного выполнения операций по срезке в скважинах с разветвленно-горизонтальным окончанием [2].

На примере одного из месторождений Западной Сибири проведем анализ фонда законченных бурением эксплуатационных скважин. На рисунке 1 представлена итоговая выборка, состоящая из 1200 скважин, за исключением водозаборных и скважин с боковым стволом (ранее проведенным капитальным ремонтом). Как видно на рисунке 1 разработка месторождения началась с массового бурения наклонно-направленных скважин с эксплуатационной колонной (далее - ЭК) диаметром 146 мм, 3 % скважин с ЭК – 140 мм, глубина спуска обсадных колонн характеризует основные объекты разработки, пласты группы АВ и ЮВ.

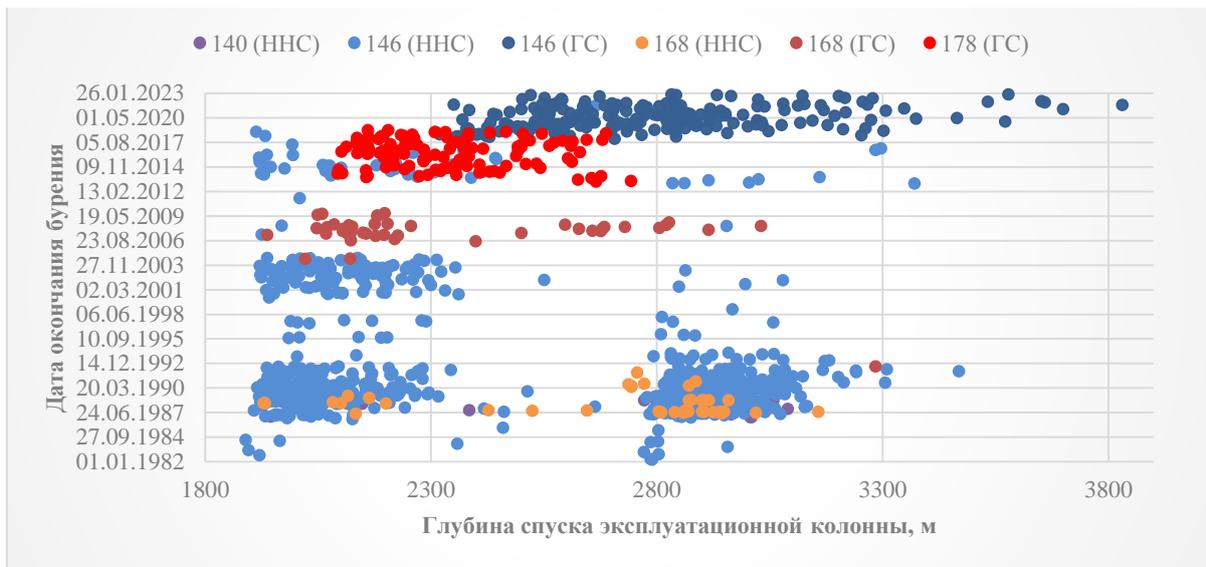


Рисунок 1 – Фонд эксплуатационных скважин на месторождении

Строительство горизонтальных скважин в период 2003-2009 гг. осуществлялось со спуском ЭК-168 мм и хвостовиком 102 мм. После 2012 года началось внедрение горизонтальных скважин с ЭК-178 мм, и последующий переход на трехколонную конструкцию, а с 2018 года - на многозабойные скважины с ЭК-146 мм, горизонтальные скважины с комбинированной ЭК-178x146 мм [3].

Похожая тенденция перехода и применения в эксплуатационных скважинах колонн диаметром 178 мм встречается на большей части месторождений Западной Сибири. Ниже представлен рисунок 2, на котором отражен фонд бурения боковых стволов различной конфигурации, наклонно-направленные, горизонтальные и разветвленно-горизонтальным окончанием, законченных бурением в 2022 году. Показаны глубины интервала вырезки «окна» и конечный забой бокового ствола относительно диаметра ЭК существующей скважины.

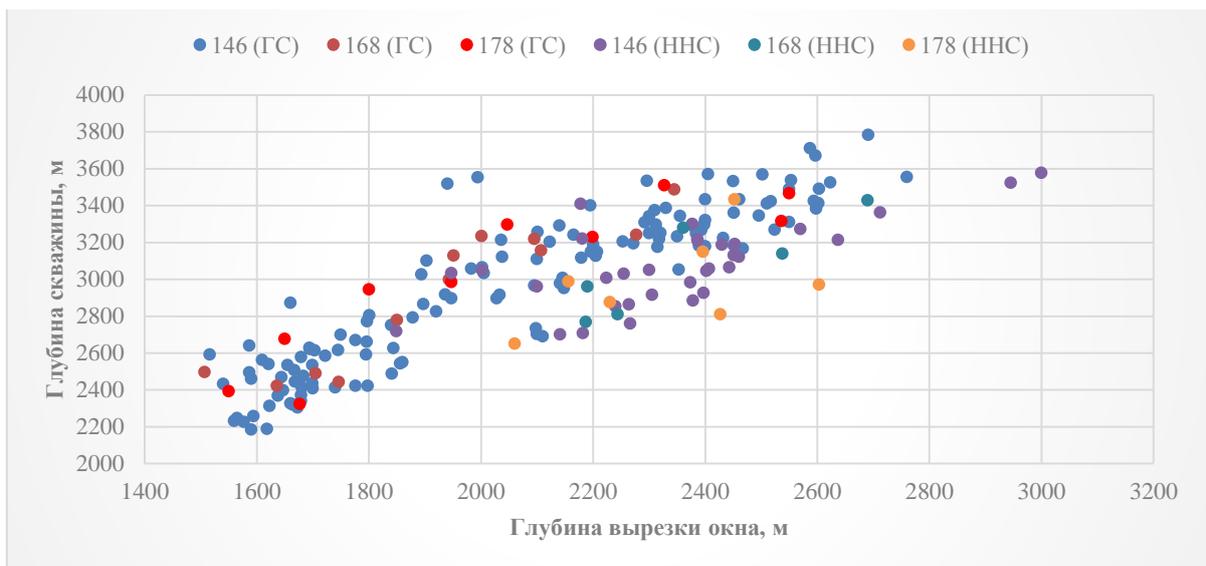


Рисунок 2 – Фонд бурения скважин с боковыми стволами

Как видно из рисунка 2, преобладающее бурение боковых стволов осуществляется из существующих скважин с ЭК-146 мм, однако по мере эксплуатации месторождения, процент скважин, где проведен капитальный ремонт из ЭК-168 и 178 мм увеличивается, в 2022 году составил 18 %.

Опыт внедрения технологии эксплуатационного бурения разветвленно-горизонтальных скважин применяется при строительстве боковых стволов, где определены компоновки в паре «долото/ВЗД» - БИТ 126/ДРУ2-98РС с лучшими достигнутыми механическими скоростями бурения [2].

В результате проведенного анализа фактического бурения боковых стволов из ЭК-168(178) мм можно выделить основные применяемые пары долото/ВЗД в компоновках, данные представлены в таблице 1.

Таблица 1

Соотношение диаметров применяемых элементов КНБК

Диаметр существующей колонны, мм	Диаметр долота, мм	Диаметр ВЗД, мм	Диаметр существующей колонны, мм	Диаметр долота, мм	Диаметр ВЗД, мм
168	142,9	120	178	155,6	120
	142,9	106		155,6	98
	142,9	98		146,0	120
	126,0	98		142,9	120
	126,0	95		142,9	106

Диаметр применяемого долота для бурения бокового ствола зависит от фактического внутреннего диаметра обсадной колонны, учитывая данные таблицы 1, разнообразие применяемых пар долото/ВЗД в компоновке на бурение не носит системный характер, а отражает фактическую оснащенность бурового подрядчика.

Выводы:

1. Отмечается увеличение объема бурения боковых стволов из существующих скважин с диаметром эксплуатационной колонны 168 (178) мм, что составляет 18 % от общего числа пробуренных скважин в 2022 году.

2. Проведенный анализ бурения показал, что есть резерв для повышения технико-экономических показателей строительства боковых стволов, за счет увеличения механической скорости бурения, путем оптимального подбора пары «долото/ВЗД».

Библиографический список:

1. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах : учебное пособие / ТюмГНГУ ; ред. В. М. Шенбергер. – Тюмень : ЦентрЛитНефтеГаз. – 2007. – 489 с. – Текст : непосредственный.

2. Оптимизация технологии бурения боковых стволов с разветвленно-горизонтальным окончанием / Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов, Э. В. Бабушкин [и др.]. – Текст: непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 6. – С. 5-9.

3. Эволюция конструкций горизонтальных скважин в Западной Сибири / Д. Л. Бакиров, В. Н. Ковалев, М. С. Бондаренко [и др.] – Текст: непосредственный // Бурение и нефть. – 2022. – № 10. – С. 3-6.

Научный руководитель: Кузнецов В. Г., д-р. техн. наук, профессор.

**IMPROVEMENT OF METHODS OF CONTROL
AND REGULATION OF DEVELOPMENT IN THE OIL FIELDS
OF WESTERN KAZAKHSTAN BY THE METHOD
OF MAINTAINING RESERVOIR PRESSURE**

Moldabaeva G. Zh.,* Suleimenova R. T.,²

Tuzelbaeva Sh. R.,¹ Shamshenova A. E.²

¹Kazakh National Research Technical University named after Kanysh Satpayev

²Atyrau oil and gas university named after Safi Utebayev

E – mail: raika_83@mail.ru

Abstract. This research is done to improve the methods of control and regulation of field development to achieve high efficiency of the oil recovery coefficient (KIN), flooding systems, with the usage of tertiary methods to increase oil recovery as an example. The performed research provides a theoretical solution and the development of a model of the process of pressure changes' dynamics in the reservoir, which will significantly affect the control of field development.

Keywords. Location, deposit, productive formation, regime, fluid, field development, control and regulation.

The aim of the work is to improve the methods of control and regulation of development in oil fields by introducing a new mathematical model in the process of changing the dynamics of pressure in the reservoir.

Control and regulation of the development of an oil field is the process of controlling liquids in a productive reservoir to the faces of producing wells. The goal is to achieve maximum oil production at each stage of development for each reservoir and for the entire field as a well [1, 2].

Practically all technological operations carried out in oil production are functionally aimed at increasing oil extractions and solving the tasks of control and regulation of development.

At time $t=0$, the deposit began to be developed with constant liquid extraction q (m^3 / day), calculated under reservoir conditions.

Other parameters of the reservoir are the viscosity of the contour water, the permeability of the reservoir in the contour area, the thickness of the reservoir, the thermal conductivity are considered known.

From a technological point of view, it is of interest to determine the change in pressure on the oil-bearing contour for the ΔP_{con} in comparison with the initial reservoir pressure at some time intervals after the beginning of the development of the deposit, considering it to be a well of enlarged radius.[1-11, 12].

Assuming that the pressure changes only along the radius vector r , the well-known calculation formulas of Karslow and Jaeger, Van Everdingen and Hurst were obtained to calculate the pressure change on the contour of an oil deposit for a well of enlarged radius [9]. We have:

$$\Delta P_{\text{KOH}} = \frac{q\mu}{2\pi kh} f(\tau)$$

$$f(\tau) = 0,5[1 - (1 + \tau)^{-3,81}] + 1,12 \lg(1 + \tau) \quad (1)$$

$$\tau = \kappa t / R^2$$

where q is the liquid extraction, μ is the viscosity, τ is the current time, k is the permeability, R is the radius of the well.

Since this calculation formula assumes pressure changes only along the radius vector, the influence of the rotation angle is not taken into account, that is, the problem is one-dimensional.

Here we consider the technological scheme on the oil-bearing contour (along the circumference), the contour pressure is set and a calculation formula can be derived when the pressure change occurs, both along the radius vector and changes along the angle of rotation. Figure 1.

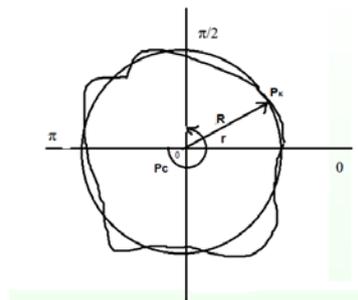


Figure 1 – Schematization of the pressure change by the radius vector and by the angle of rotation

For example, we take a contour, its model, set P_c contour pressure. P_w is the pressure in the well, all parameters remain inside the circle (since we are considering inside the circle). The movement along the radius vector is introduced by R . P_c is the highest pressure on the circuit. The task is set as the pressure changes to the well P_w that is, $P_c \rightarrow P_w$.

We will write all the coefficients a^2 , that is, the same process takes place at certain intervals of time, the stability depends on time:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} = 0 \text{ or } \Delta^2 P = 0 \quad (2)$$

it can be solved in cylindrical coordinates, that is, we enter

$$\begin{cases} x = r \cos \varphi \\ y = r \sin \varphi \end{cases}$$

Then the equation turns:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} + \frac{\partial^2 P}{\partial \varphi^2} = 0 \quad (3)$$

or $\Delta^2 P_{rt} = 0$.

The problem is now posed as follows, there are two types of mathematical approach. In Zheltov's fundamental book, in all books he did the following, the pressure is distributed only along the contour, does not change at the corners, that is, through $\varphi = \cos nt$. it is required to find solutions to the Laplace equation:

$$\Delta P(x, y) = 0 \quad \text{or} \quad \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} = 0 \quad (4)$$

inside the circle and satisfying the boundary condition $P = a = R_c$ at the border (along the circumference) of the circle where R_c is the pressure value at the border.

This corresponds to the inner Dirichlet problem for the circle, which is quite well developed in mathematical physics [10].

The solution is determined by the expression:

$$P(r, \varphi) = \begin{cases} \frac{P_k(R^2 - r^2)}{\pi R^2} \ln \left| \frac{R^2 - 2Rr \cos(\varphi - \pi) + r^2}{R^2 - 2Rr \cos \varphi + r^2} \right| & \text{при } r < R \\ P_k & \text{at } r = R \end{cases} \quad (5)$$

This solution shows that for any value of $r < R$ and $-\pi \leq \varphi \leq \pi$, the dynamics of the pressure distribution inside the circle can be calculated and takes a given value at the boundary of the circle.

Integrating the Poisson integral we obtain the following solution:

$$P(r, \varphi) = \begin{cases} \frac{P_c}{\pi} \arctg \left(2 \frac{R+r}{R-r} \tg \varphi \right) & \text{при } r > R \\ P_c & \text{at } r = R \end{cases} \quad (6)$$

The results of the analysis will help to eliminate the mistakes in the design and development of oil and gas fields, and can also be used in regulating the development of facilities at later stages of field development.

Conclusion. As a result of studying foreign and domestic authortheoretical researches and field, it can be concluded that experiments of the tertiary MUN method are considered on the example of a deposit in Western Kazakhstan, the effectiveness of polymer flooding technology is largely determined by the properties of the reagents used and the selection of reagents should be carried out taking into account individual characteristics and the state of development of a particular deposit. A two-dimensional mathematical model of the dynamics of pressure distribution in a circular deposit was constructed. Considering circular deposits as a source and drain is reduced to solving the internal and external Dirichlet problem and is shown for any value of $r < R$ and $-\pi \leq \varphi \leq \pi$, it is possible to calculate the dynamics of the pressure distribution inside the circle and outside the circle by taking a given value at the boundary of the circle.

References:

1. Zheltov Yu.P. Development of oil fields / Yu.P. Zheltov. – Moscow: Nedra, 1986. – Text : direct.
2. Karimova A. Experimental support of field trial on the polymer flooding technology substantiation in the oil field of western Kazakhstan / A. Karimova, N. Akhmetov. – Text : direct // Mardanovariodico Tche Quimica. – 2020. – Vol. 17, №. 35. – P. 963-975.
3. Akhmetov S. The process of monitoring the current condition of oil recovery at the production fields in Western Kazakhstan / S. Akhmetov, Zh. Shayakhmetova, G. Suyungariyev. – Text : direct // Journal of Applied Engineering Sciencethis. – 2021, № 19 (4), P. 1099-1107.
4. Buktukov N. Improvement of oil field development using enhanced oil recovery methods / N. Buktukov, M. Mergenov. – Text : direct / Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetutthis link is disabled. – 2021, (6), P. 23-28.
5. Bimagambetov K. B. Experimental studies of chemical and technological characteristics of cross-linked polymer systems applied in flow-diversion technologies / K. B. Bimagambetov, A. Logvinenko, S. R. Tuzelbayeva. – Text : direct // NEWS of the Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. SERIES OF GEOLOGY AND TECHNICAL SCIENCES. – 2021. – Vol.4, № 448, P. 50-58.
6. Hydrodynamic modeling of field development using enhanced oil recovery methods / A. H. Agzamov, D. K. Eleferiadi, S. J. Abileva, B. A. Baluanov. – Text : direct / Complex use of mineral raw materials. – 2021. – № 2 (317). – P. 14-22.
7. Effectiveness of physical impact on the productive reservoir to reduce viscosity and increase oil recovery / A. Kh. Agzamov, S. Zh. Abileva, B. A. Baluanov, A. S.Karimova. – Text : direct / Complex use of mineral raw materials. – 2021, № 1 (316). – P. 53-61.
8. Dzyuba V. I. Modeling of oil field development at a late stage. Etc / Development of oil and gas fields / V. I. Dzyuba, V. T. Nikitin, V. Z. Minlikaev – Text : direct // Status, problems and ways to solve them. Materials of the meeting. – Moscow : VNIIOENG, 1996. – P. 424-433.
9. Tikhonov A.N. Equations of mathematical physics. / A. N. Tikhonov, A. A. Samarsky. – 1999. – P. 309. – Text : direct.
10. Sultanbekov R. R. Effect of temperature fields and bottom sediments of oil products on the stress-strain state of the design of a vertical steel tank / R. R. Sultanbekov, R. D. Terekhin, M. N. Nazarova. – Text : direct // Journal of Physics: Conference Series – 2020. – №1431 (1).
11. Moe Soe Let, K. P. Polymer flooding a 500-cp oil / K. P. Moe Soe Let, R. N Manichand, R. S. Seright. – Text : direct // Tulsa, Oklahoma: Society of Petroleum Engineers. – 2012.
12. Pelican lake Field: First successful application of polymer flooding in heavy oil reservoir / E. Delamaide, A. Zaitoun, G. Renard, R. Tabary. – Text : direct // Retrieved from <https://www.eor-alliance.com/pelican-lake-field-first-successful-application-of-polymer-flooding-in-a-heavy-oil-reservoir>. 2013.

ФЗ № 436-ФЗ	Издание не подлежит маркировке в соответствии с п. 1 ч. 4 ст. 11
----------------	---

Научное издание

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ
СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
СО СЛОЖНЫМИ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ
УСЛОВИЯМИ ИХ РАЗРАБОТКИ**

*Материалы
Международной научно-практической конференции*

В авторской редакции

Подписано в печать 06.10.2023. Формат 60x90 1/16. Усл. печ. л. 26,94.
Тираж 500 экз. Заказ № 2696.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.