

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

**МАТЕРИАЛЫ II МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ
КОНФЕРЕНЦИИ
«ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
СО СЛОЖНЫМИ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ
УСЛОВИЯМИ ИХ РАЗРАБОТКИ», ПОСВЯЩЕННОЙ ПАМЯТИ
ВИКТОРА ЕФИМОВИЧА КОПЫЛОВА**

Тюмень
ТИУ
2022

УДК 622.24
ББК 33.131
М 341

Ответственный редактор:
доктор технических наук, профессор В. П. Овчинников

Редакционная коллегия: Ю. В. Ваганов (зам. ответственного редактора);
Е.В. Паникаровский, Д.С. Леонтьев, А.Д. Шаляпина, О.В. Рожкова, С.А.
Штейн

Материалы международной научно-практической конференции
«Технологические решения строительства скважин на месторождениях
со сложными геолого-технологическими условиями их разработки»,
посвященной памяти Виктора Ефимовича Копылова
: сборник статей / отв. ред. В. П. Овчинников. – Тюмень: ТИУ, 2022 –
530 с. – Текст : непосредственный.

В сборнике представлены 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 2022 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

©Федеральное государственное
бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный
университет», 2022

СОДЕРЖАНИЕ

ВСТУПИТЕЛЬНОЕ СЛОВО РЕКТОРА ТЮМЕНСКОГО ИНДУСТРИАЛЬНОГО УНИВЕРСИТЕТА ВЕРОНИКИ ВАСИЛЬЕВНЫ ЕФРЕМОВОЙ	12
ВСТУПИТЕЛЬНОЕ СЛОВО ЗАВЕДУЩЕГО КАФЕДРОЙ «БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН» ОВЧИННИКОВА ВАСИЛИЯ ПАВЛОВИЧА	13
<i>Овчинников В.П., Рожкова О.В.</i>	
ПРОЕКТНАЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНАЯ ПРОГРАММА «ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СО СЛОЖНЫМИ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ ИХ РАЗРАБОТКИ»	14
<i>Леонтьев Д.С.</i>	
ОБРАЗОВАТЕЛЬНАЯ ПРОГРАММА «ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН»	15
<i>Салтыков В.В.</i>	
ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ «СООРУЖЕНИЕ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ МОРЕЙ И ОКЕАНОВ», «БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ»	17
<i>Антуфьева Н.Л.</i>	
ВИКТОР ЕФИМОВИЧ КОПЫЛОВ – УЧЕНЫЙ, ОБЩЕСТВЕННЫЙ ДЕЯТЕЛЬ, УЧИТЕЛЬ, БЛАГОТВОРИТЕЛЬ	19
<i>Шириев А.К., Кузнецов В.Г.</i>	
АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПРОМЫВОВ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН СЛОЖНОГО ПРОФИЛЯ	23
<i>Альтаха А.Ф., Авад М.А.</i>	
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕЛЕОБРАЗОВАНИЯ СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ СИЛИКАТА НАТРИЯ (МОНОСИЛА)	27
<i>Бабаев Э.Т.</i>	
ОБВОДНЕНИЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН	30
<i>Каменских С.В.</i>	
ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА БУРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ В УСЛОВИЯХ СЕРОВОДОРОДНОЙ АГРЕССИИ НА ПРИМЕРЕ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ	32
<i>Соломатин А.А., Салтыков В.В.</i>	
ИССЛЕДОВАНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ ДОБАВОК В БУРОВЫЕ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ	36
<i>Рожкова О.В.</i>	
ТАМПОНАЖНЫЕ ЦЕМЕНТЫ С ДОБАВЛЕНИЕМ ГРАНУЛИРОВАННОГО ДОМЕННОГО ШЛАКА	38
<i>Коротков С.А., Овчинников В.П., Пермитин А.Г., Стадухин А.В.</i>	
К ВОПРОСУ РАСЧЕТА ОСАДКИ ГРУНТА И ПРОДОЛЬНОЙ УСТОЙЧИВОСТИ КРЕПИ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ СО СЛОЖНОЙ ГЕОКРИОЛОГИЕЙ	40
<i>Косьянов П.М.</i>	
КОМПЬЮТЕРНАЯ МОДЕЛЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕСКОЛЬКИХ ПЛАСТОВ ОДНОЙ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ	44
<i>Овчинников В.П.</i>	
ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРАТАЦИИ ШЛАКОЦЕМЕНТНЫХ КОМПОЗИЦИЙ	62
<i>Петляк А.А.</i>	
ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ	64

ОКОНЧАНИЕМ

Биратко А.В.

КОМБИНИРОВАННЫЕ РЕЖУЩЕ-ШАРОШЕЧНЫЕ БУРОВЫЕ ДОЛОТА СО
ВСТРОЕННЫМИ УСПРУГИМИ ЭЛЕМЕНТАМИ 67

Сурман М.М.

ПРИЧИНЫ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА И ВОЗМОЖНЫЕ
ПУТИ ЕЕ УСТРАНЕНИЯ 71

Матвиенко И.С.

ВЛИЯНИЕ ТЕРМОСТАРЕНИЯ НА БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА
УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ 73

Матвиенко И.С., Таланчук В.С., Янусов О.А.

РАЗРАБОТКА СОСТАВА И ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ БУФЕРНЫХ
ЖИДКОСТЕЙ В СКВАЖИНАХ ПОСЛЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РУО 78

Евчук Е.А.

ДОБЫЧА МЕТАНА ИЗ ГРЯЗЕВЫХ СИПОВ СО ДНА ЧЁРНОГО МОРЯ 83

Калашников А.О.

БУДУЩЕЕ ДОБЫЧИ ГАЗА НА ДНЕ ЧЕРНОГО МОРЯ 90

Федоров Н.Г.

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА СТРУКТУРЕ
ГОРДИЕВИЧА 92

Шахматов А.С., Бастриков С.Н.

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ГЕОНАВИГАЦИИ ПРИ
БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ОТЕЧЕСТВЕННЫМИ ПРИБОРАМИ
БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИНОСТРАННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ 99

Махмутов А.Н., Заболотный А.С.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ
СКВАЖИН В МАГНЕЗИАЛЬНЫХ СОЛЯХ 104

Оруджов С.А.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА ОБЪЕКТЕ БС10 УСТЬ-
БАЛЫКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ 107

Гасымов Э. А.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ОПТИМИЗАЦИЮ
ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ СКВАЖИН 110

Дерябин А.В.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ НА АВАРИЙНОСТЬ
СКВАЖИН 114

Магомедов Н.М.

ПРОБЛЕМЫ И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ
СКВАЖИН ДЛЯ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ 118

Черкашин А.А.

ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ХВОСТОВИКОВ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ
СКВАЖИН, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ 121

Шлеин Г.А., Верисокин А.Е.

ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ВИБРАТОРА НА ЭТАПЕ ОСВОЕНИЯ
СКВАЖИН ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА 124

Солонина К.В.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ 128

Гимазтдинова Э.А., Хузина Л.Б.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РАСКРЫТИЯ ЛОПАСТЕЙ ДОЛОТА-БАШМАКА
ПРИ БУРЕНИИ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ 130

<i>Дьяконов К.А.</i>	ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЛУБИННЫХ СКВАЖИННЫХ НАГРЕВАТЕЛЕЙ	133
<i>Чебыкин Г.А.</i>	ПРОБЛЕМЫ НАНОСТРУКТУРИРОВАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	135
<i>Леонтьев Д.С., Арсеньев А.А.</i>	АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ БУРЕНИЯ КУРГАНСКОЙ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ	137
<i>Леонтьев Д.С., Арсеньев А.А., Степанчук К.О.</i>	О ВЕРОЯТНОМ ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ В ПЕТУХОВСКОМ РАЙОНЕ КУРГАНСКОЙ ОБЛАСТИ	139
<i>Кузнецов Д.В., Петров Д.Е., Бакиров Д.Л.</i>	СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ВРЕМЕНИ НА ПРОРАБОТКУ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПЕРЕД СПУСКОМ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ	152
<i>Петров Д.Е., Кузнецов Д.В.</i>	ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА	155
<i>Самсоненко Н.В.</i>	КОМПЛЕКС ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН	160
<i>Дерендяев В.В., Ульянова З.В.</i>	ПОДГОТОВКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ К ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫМ РАБОТАМ С ПРИМЕНЕНИЕМ АДГЕЗИОННОГО РЕАГЕНТА В СОСТАВЕ БУФЕРНОЙ ЖИДКОСТИ	169
<i>Шиман Л.В.</i>	ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ СИЛИКАТНЫХ НАТРИЕВЫХ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ СИСТЕМ	173
<i>Янусов О.А., Матвиенко И.С., Бакиров Д.Л.</i>	ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАМЕЩЕНИЙ БУФЕРНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ	180
<i>Ваулин В.Г., Закиров Н.Н.</i>	БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ И ПОВЫШЕННЫХ ТЕМПЕРАТУР НА СЕВЕРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	185
<i>Петрова Е.А., Казанцев П.Ю.</i>	АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЗС ПО СРАВНЕНИЮ С ГС НА Х МЕСТОРОЖДЕНИИ	190
<i>Чекакина Ю.К., Казанцев П.Ю.</i>	СТРОИТЕЛЬСТВО ГС И МЗС НА МЕСТОРОЖДЕНИИ Х	191
<i>Щербаков А.В., Кузнецов В.Г.</i>	МЕТОДИКА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТРАЕКТОРИЙ СКВАЖИН СЛОЖНОЙ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ КОНФИГУРАЦИИ	196
<i>Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Росляков Н.Г.</i>	ВЫБОР БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ БОКОВЫМ СТВОЛОМ	199
<i>Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Росляков Н.Г.</i>	ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ МЕЖКОЛОННЫХ ДАВЛЕНИЙ В СКВАЖИНАХ	203
<i>Парфирьев В.А., Овчинников В.П., Рожкова О.В.</i>	БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ	205

ПЛАСТОВ ВОСТОЧНО-АЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>Парфирьев В.А., Овчинников В.П., Рожкова О.В.</i>	208
ПРОМЫВочНЫЕ ЖИДКОСТИ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ (РУО) <i>Парфирьев В.А., Овчинников В.П., Рожкова О.В.</i>	212
РЕЗУЛЬТАТЫ СРАВНИТЕЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ РЯДА РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ <i>Парфирьев В.А., Овчинников В.П., Рожкова О.В.</i>	215
РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫШЛЕННОГО ВНЕДРЕНИЯ ОПЫТНЫХ РЕЦЕПТУР РАСТВОРА НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ <i>Парфирьев В.А.</i>	217
ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ ВСКРЫТИЯ ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ <i>Фуфаева А.А.</i>	222
ОПЫТ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ Н МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА АКТУАЛЬНОЙ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ОСНОВЕ <i>Мелехов А.В.</i>	224
ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ ТЕРМОСТОЙКИХ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ <i>Мелехов А.В.</i>	227
ТЕХНОЛОГИЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН С ТЕРМОГАЗОВЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ПЛАСТ <i>Аль Хайти М.А.</i>	231
ПРИМЕНЕНИЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН <i>Ворона А.А.</i>	235
АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ БИОПОЛИМЕРНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА «БУРСВИС» ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НИЖНЕВАРТОВСКОГО РАЙОНА <i>Проничев Г.М.</i>	239
ПРИМЕНЕНИЕ УМНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ <i>Проничев Г.М.</i>	241
ТЕНДЕНЦИИ И РЕШЕНИЯ SMART FIELDS <i>Шешукова Г.Н.</i>	243
ВЕРОЯТНОСТНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН ПО ДАННЫМ АКЦ <i>Куманяев Д.К., Аксенова Н.А.</i>	247
ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН <i>Питиримов А.С., Хузина Л.Б.</i>	251
БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ДЕВОНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ <i>Паникаровский Е.В., Билецкий А.А.</i>	254
АНАЛИЗ ПРОВОДКИ СКВАЖИН НА ЧАЯНДИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ <i>Паникаровский Е.В.</i>	255
КИСЛОТНЫЙ СОСТАВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА <i>Паникаровский Е.В., Рязанов М.В.</i>	259
ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ПЕННЫХ СИСТЕМ <i>Шалыгина А.Д.</i>	262
ОПТИМИЗАЦИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ ЧАСТИ РАЗРАБОТКИ СОСТАВА	

ЗАКРЕПЛЯЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ

<i>Шалятин Д.В.</i>	
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЕОМЕТРИИ СТВОЛА НА КАЧЕСТВО КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН	263
<i>Набиуллин Д.Р.</i>	
О ПРОЕКТИРОВАНИИ МОДЕЛИ ЦЕНТРАТОРА-ТУРБУЛИЗАТОРА	265
<i>Бастриков С.Н., Ларионов И.А., Баянкин А.К.</i>	
БАЖЕНОВСКАЯ СВИТА И ЕЕ ОСОБЕННОСТИ	268
<i>Рогожнева В.О., Бембель С.Р.</i>	
ОБОСНОВАНИЕ ПОДХОДА К ЗАЛОЖЕНИЮ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ДОРАЗВЕДКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ	276
<i>Дружинина И.В., Кузнецов В.Г.</i>	
ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН	279
<i>Тузев Е.В., Кутузова Т.Ю., Вахромеев А.Г.</i>	
БУРЕНИЕ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ ГОРНО - ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ НА СРЕДНЕБОТУОБИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ, ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ, САХА (ЯКУТИЯ)	286
<i>Y.V. Tuzov, T.Yu. Kutuzova, A.G. Vakhromeev</i>	
DRILLING MULTILATERAL WELLS IN COMPLEX GEOLOGICAL CONDITIONS OF THE SREDNEBOTUOVINSKOE OIL GAS CONDENSATE FIELD, EAST SIBERIA, SAKHA (YAKUTIA)	292
<i>Желев А.</i>	
АНАЛИЗ УТЯЖЕЛЯЮЩИХ ДОБАВОК ДЛЯ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН С АВПД	296
<i>Желев А.</i>	
ОСОБЕННОСТИ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ С АВПД	299
<i>Утемисова Л.Г.</i>	
ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В УПРАВЛЕНИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	301
<i>Попова Ж.С.</i>	
РАЗРАБОТКА СЕДИМЕНТАЦИОННО-УСТОЙЧИВЫХ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ	305
<i>Тулубаев А.Б.</i>	
РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ КОМПОНЕНТОВ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ	308
<i>Пуляевский М.С., Греков Г.В., Созыкина Я.С., Вахромеев А.Г.</i>	
БУРЕНИЕ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИИ ПРИ НАЛИЧИИ ЗОН ИНТЕНСИВНОГО КАРСТА	313
<i>Сверкунов С.А., Вахромеев А.Г.</i>	
РАВНОВЕСИЕ ПРИРОДНО-ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	317
<i>Урсу В.И.</i>	
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТУРБИННОГО БУРЕНИЯ ПУТЕМ УЛУЧШЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ТУРБОБУРА В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ ANSYS	322
<i>Злобин И.И.</i>	
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССА И КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН	326

<i>Уткин Д.А., Коростелев А.С., Цыпкин Е.Б., Щербич Н.Е.</i>	328
ПРОИЗВОДСТВО И ПРИМЕНЕНИЕ КЕРАМИЧЕСКИХ МИКРОСФЕР	
<i>Жданов И.И.</i>	334
ОБЗОР АНАЛОГОВ АЭРИРОВАНИЮ БУРОВОГО РАСТВОРА	
<i>Рушков Д.Р., Шарифуллин Р.Р., Коврига В.Д., Закиров Н.Н.</i>	337
АНАЛИЗ И РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГРП	
<i>Коврига В.Д., Шарифуллин Р.Р., Рушков Д.Р., Щербич Н.Е.</i>	339
СИСТЕМА УПРАВЛЯЕМОГО СПУСКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН КОМПАНИИ TESCO	
<i>Абилева С. Ж., Молдабаева Г.Ж.</i>	343
РАЗРАБОТКА НАУЧНЫХ ОСНОВ СНИЖЕНИЯ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ	
<i>Гаймалетдинова Г.Л.</i>	348
РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ПОЛИФУНКЦИОНАЛЬНОЙ ДОБАВКИ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ТЭП ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	
<i>Красильникова Е.Е., Щербич Н.Е.</i>	355
ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕНОГАСИТЕЛЕЙ	
<i>Штейн С.А.</i>	359
ПЕРЕДОВЫЕ РАЗРАБОТКИ В СФЕРЕ ТЕХНОЛОГИЙ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА УРЕНГОЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	
<i>Шарифуллин Р.Р., Коврига В.Д., Рушков Д.Р., Закиров Н.Н.</i>	362
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ РОТОРНО-УПРАВЛЯЕМЫХ СИСТЕМ	
<i>Прохоров В.В.</i>	363
МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА С АНАЛИЗОМ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ФИШБОН	
<i>Елисеева Д.Е., Питенков В.С.</i>	367
ВЛИЯНИЕ ФОРМЫ ПОДОШВЫ ФУНДАМЕНТА НА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРУЕМОЕ СОСТОЯНИЕ ГРУНТОВОГО ОСНОВАНИЯ	
<i>Питенков В.С., Елисеева Д.Е.</i>	370
АНАЛИЗ РАБОТЫ АНКЕРНОГО КОЗЛОВОГО ФУНДАМЕНТА МЕТОДОМ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И ЭКСПЕРИМЕНТА МАЛОМАСШТАБНОЙ МОДЕЛИ	
<i>Петров К.В., Шевченко И.П.</i>	374
ВЛИЯНИЕ ДЛИНЫ АЛКИЛЬНОЙ ЦЕПИ В БУРОВОМ РАСТВОРЕ НА ОСНОВЕ ИОННОЙ ЖИДКОСТИ НА ИЗМЕНЕНИЕ РЕОЛОГИИ	
<i>Закиров Н.Н.</i>	378
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДОЛГОВЕЧНОСТИ УЗЛОВ ТРЕНИЯ ДОЛОТА	
<i>Бастриков С.Н., Ларионов И.А., Баянкин А.К.</i>	381
БАЖЕНОВСКАЯ СВИТА И ЕЕ ОСОБЕННОСТИ	
<i>Сарсембаев У.И., Касанова А.Г., Бастриков С.Н.</i>	387
ОПЫТ ВОССТАНОВЛЕНИЯ СКВАЖИН БУРЕНИЕМ БОКОВЫХ СТВОЛОВ В КАЗАХСТАНЕ	
<i>Гатаулин С.Х., Бастриков С.Н., Листак М.В.</i>	390
КАНАЛЫ СВЯЗИ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ В БУРЕНИИ: СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ, ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ	

<i>Алиханов Н.Т., Леушева Е.Л.</i>		
ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА УТЯЖЕЛЕННЫХ	396	
ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗИРОВАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ БЕЗ ТВЕРДОЙ		
ФАЗЫ		
<i>Голендеев М.В., Штейн Е.С.</i>	400	
ИНФОРМАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ		
<i>Щербаков Р.Э., Ковалев А.В.</i>	404	
ОБЗОР МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В ЗАДАЧЕ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ		
ПРИХВАТОВ БУРИЛЬНОЙ И ОБСАДНОЙ КОЛОНН		
<i>Минаев Я.Д.</i>	408	
ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НА		
РЕГУЛИРУЕМОМ ДАВЛЕНИИ НА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ		
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ		
<i>Тараскин А.В.</i>	412	
ИССЛЕДОВАНИЕ БЛОКИРУЮЩЕГО СОСТАВА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ		
ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН (НА ПРИМЕРЕ ОРЕНБУРГСКОГО		
НЕФТЕГАЗОКОНДЕСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)		
<i>Андреианов Н.И.</i>	416	
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ КОЛЬЦЕВЫХ ГИДРОМОНИТОРОВ		
<i>Лосева А.В., Петраков Д.Г.</i>	419	
РАЗРАБОТКА СОСТАВА БРЕЙКЕРНОЙ ЖИДКОСТИ БИОПОЛИМЕРНОГО		
БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ УСЛОВИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ		
СИБИРИ		
<i>Штейн Е.С., Голендеев М.В.</i>	421	
ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА – НОВЕЙШИЕ МЕТОДЫ И		
ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ		
<i>Ахмедханова А.Б.</i>	425	
РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА		
В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ НА САМОТЛОРСКОМ		
МЕСТОРОЖДЕНИИ		
<i>Колесник С.В., Бабаева М.А.</i>	429	
ГЕОПОЛИТИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ РЕСУРСОВ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО		
ШЕЛЬФА		
<i>Липатов Е.Ю., Бабаева М.А.</i>	432	
СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБКИХ НАСОСНО-		
КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И ЖЁСТКОЙ ТРУБЫ ПРИ РАБОТЕ НА СКВАЖИНЕ		
<i>Кондратенко А.С., Конуринов А.И.</i>	436	
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕБУЕМОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ УДАРНОГО ПОГРУЖЕНИЯ В		
ГРУНТОВЫЙ МАССИВ ОБСАДНОЙ ТРУБЫ		
<i>Блинов П.А., Верещагин И.И., Никишин В.В.</i>	442	
РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА СКВАЖИНЫ ПРИ		
БУРЕНИИ ВО ЛЬДАХ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕХНОЛОГИЙ NWD		
<i>Усманов А.М., Вафин Р.М.</i>	446	
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ НА		
УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ НА ОБЪЕКТАХ, ОБУСЛОВЛЕННЫХ		
ОСЛОЖНЕННЫМ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИМ ФАКТОРОМ		
<i>Мельников Д.Д., Колесников И.В.</i>	449	
ПРОБЛЕМЫ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ		
ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ		

<i>Шемелина О.Н.</i> ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО УГЛУБЛЕНИЮ СКВАЖИН	450
<i>Шемелина О.Н.</i> ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ	453
<i>Долгова У.В.</i> МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ	457
<i>Дьяченко К.В.</i> АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ С УПРАВЛЯЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ	461
<i>Серая Е.В.</i> ПОДБОР РЕЦЕПТУР И ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ БРЕЙКЕРНЫХ СИСТЕМ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН	465
<i>Леончик А.В., Василькова А.А.</i> К ВОПРОСУ РЕКУЛЬТИВАЦИИ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ ОБЪЕКТАМИ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ	472
<i>Лысиков Н.Н.</i> АНАЛИЗ ПОВЕДЕНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ В СКВАЖИНЕ СРЕДСТВАМИ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «УНИВЕРСАЛЬНЫЙ МЕХАНИЗМ»	475
<i>Королева И.А., Мочалова А.А.</i> ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ФТОРКЕТОНА ДЛЯ ЕГО ДАЛЬНЕЙШЕГО ПРИМЕНЕНИЯ В КАЧЕСТВЕ ОСНОВЫ БУРОВОГО РАСТВОРА	478
<i>Блинов П.А., Шаньшеров А.В.</i> РАЗРАБОТКА СОСТАВА БУРОВОГО РАСТВОРА С КОНДЕНСИРОВАННОЙ ТВЕРДОЙ ФАЗОЙ	482
<i>Белей И.И., Речанов Д.А., Родер С.А., Фляг Н.В., Пермитин А.Г.</i> РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПОРТЛАНДЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ С ВЕСЬМА КРЕПКИМ РАССОЛОМ	485
<i>Садыков Т.Б.</i> ПРИМЕНЕНИЕ БИЦЕНТРИЧНЫХ ДОЛОТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ	491
<i>Mohammedateen Ali I. M., Tsenev N.K.</i> SOME FEATURES OF THE EFFECT OF NANOSILICA ON MODIFICATION FOR CEMENT SLURRY IN OIL-GAS WELLS	493
<i>Коновалова А.Е.</i> МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОНИКНОВЕНИЯ ФИЛЬТРАТА БУРОВОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ В ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА	499
<i>Казазян М.Г.</i> ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ОБРАЗЦА ГОРНОЙ ПОРОДЫ ПУТЕМ ЗАМЕРА СКОРОСТИ ПРОБЕГА УПРУГИХ ВОЛН	509
<i>Родер С.А., Аббасов И.Р., Пермитин А.Г.</i> ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТИ МОДЕЛИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ ЧАЯНДИНСКОГО ГКМ НА ОБРАЗЦАХ ОБСАДНЫХ ТРУБ	512
<i>Савельев Я.В.</i> ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПАЛЕОЗОЙСКИЙ ФУНДАМЕНТ И КВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ	517

<i>Ворона А.А.</i> ЗАБОЙНЫЙ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС С КОМБИНИРОВАННЫМ КАНАЛОМ СВЯЗИ ЗТК-42КК	520
<i>Казанцева А.М.</i> ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ СИНТЕТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА ПРИ БУРЕНИИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ	525
<i>Майкоби А.А., Исмаков Р.А.</i> НАИЛУЧШИЕ МЕТОДЫ ПО СНИЖЕНИЮ ПРИХВАТОВ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ	527
<i>Маковский Ю.С., Кузнецов А.Б., Епихин А.В.</i> ПРОФИЛАКТИКА РИСКОВ СТРОИТЕЛЬСТВА НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН СО СЛОЖНЫМИ ПРОФИЛЯМИ	529
<i>Маковский Ю.С., Кузнецов А.Б., Епихин А.В.</i> ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ В БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	534
<i>Мухаметшина Э.Р.</i> ОПТИМИЗАЦИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	540
<i>Орочко А.В.</i> ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАВИСИМОСТИ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА В ГАСИТЕЛЕ ПУЛЬСАЦИИ ОТ ДИАМЕТРА ПОРШНЯ БУРОВОГО НАСОСА	544
<i>Родионцев Н.Н., Закиров Н.Н.</i> ДИЛЕММА КОНТРОЛИРУЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН И ПУТИ ЕЕ РЕШЕНИЯ	546
<i>Мазур Г.В., Овчинников В.П.</i> ПРИМЕНЕНИЕ КОСВЕННЫХ ПРИЗНАКОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИНТЕРВАЛОВ ОСЛОЖНЕНИЙ В НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОМ УЧАСТКЕ СКВАЖИНЫ	550
<i>Молдабаева Г.Ж., Тузелбаева Ш.Р.</i> РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАГНЕТАТЕЛЬНОГО ПОТОКА- АГЕНТА В ТРЕЩИНОВАТЫЕ НЕФТЯНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ	554
<i>Новикова А.С.</i> СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СКВАЖИН	558
<i>Александров В.М., Закиров Н.Н.</i> ОБОСНОВАНИЕ ПРОФИЛЯ ПРОВОДКИ СКВАЖИН ПРИ ВСКРЫТИИ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РАЗНОГО ГЕНЕЗИСА ОБЪЕКТА АВ11-2	561
<i>Кузнецов В.А., Шаляпина А.Д.</i> ИГЛОСВЕРЛО СКВАЖИННОГО ПЕРФОРАТОРА	565

**Вступительное слово ректора
Тюменского индустриального университета
Вероники Васильевны Ефремовой**



Уважаемые организаторы и участники второй Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки», посвященной памяти Виктора Ефимовича Копылова!

От всего ректората и от себя лично хотела бы поприветствовать всех Вас и пожелать Вам плодотворной работы, интересных дискуссий научно-технических решений, которые будут обсуждаться в рамках данной конференции.

Наш вуз сохраняет и развивает традиции своей почти 60 летней истории, основными приоритетами которых являются: развитие инновационных исследований и международных программ, повышение академической и научной мобильности обучающихся, молодых ученых и преподавателей, совершенствование образовательных программ высшего образования, сопровождение образования через всю жизнь, гарантированное трудоустройство каждого выпускника.

Поэтому данная научно-практическая конференция – это прекрасная площадка для обмена опытом и знаниями между молодыми специалистами из разных уголков страны, для обсуждения новых технологий в области строительства скважин.

Надеюсь, что данная конференция станет ежегодной и с каждым годом будет набирать все больше и больше участников. Еще раз желаю успешной и плодотворной работы всем участникам конференции.

***Вероника Васильевна Ефремова,
ректор Тюменского индустриального университета***

**Вступительное слово заведущего кафедрой
«Бурение нефтяных и газовых скважин» Овчинникова Василия
Павловича**

Многоуважаемые участники ежегодной международной научно-практической конференции «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки», посвященной памяти Виктора Ефимовича Копылова, хотелось бы присоединиться к словам ректора, директора и от своего имени поздравить Вас с ее открытием. Предполагаю, что результаты этого года, также как и предыдущего, будут эффективными и успешными, поскольку участие в конференции — это Ваш имидж, обсуждаемые проблемы, вопросы будут способствовать значительному улучшению Ваших выпускных квалификационных работ и Вашей защитой перед государственной комиссией.

В конференции этого года заявили участие более сотни докладов из стран зарубежья, субъектов Российской Федерации, привлечены к участию магистры, аспиранты и молодые ученые, а также их наставники. Считаю, что данная конференция будет эффективной. Конечно, хотелось бы, чтобы она сопровождалась личными встречами, контактами, но ничего, не всегда же будет пандемия, а участие заполнится навсегда. Еще раз всем Вам здоровья, успехов.

С уважением,
Овчинников
заведующий кафедрой
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
д.т.н., профессор,
заслуженный деятель науки РФ,
лауреат государственной премии РФ

В.П.

**ПРОЕКТНАЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНАЯ ПРОГРАММА
«ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СО СЛОЖНЫМИ ГЕОЛОГО-
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ ИХ РАЗРАБОТКИ»**

Овчинников В.П., Рожкова О.В.

Ни для кого не секрет, в особенности для специалистов, занимающихся вопросами сооружения скважин различного назначения, в процессе подготовительных работ к бурению, непосредственно при бурении, освоении, испытании, проведении исследовательских работ, возникают различного вида осложнения, аварии, инциденты, предупреждение которых и их ликвидация является основной задачей исполнителя – буровика. При этом не исключается выполнение им основных требований – надежности разобращения продуктивного пласта (коллектора, залежи). В последнее время в некоторых регионах, даже методы интенсификации пластового флюида к забою скважины начинают относить к циклу строительства скважины.

Перечисленные виды работ в большой степени зависят от многих субъективных и объективных факторов – геологического строения месторождений, термобарических пластовых условий, назначения скважины, режимов бурения, вида и параметров технологических жидкостей (растворов, характера насыщающих пласт флюида и многих, многих других). Не говорится о месте залегания месторождения – суша, шельф моря или океана, тайга, болото и т.д.

Таким образом, к подготовке специалиста, с учетом изложенного, нужно относиться с высокой ответственностью. В рамках данной программы мы готовим магистров, способных решать указанные выше проблемы на научном уровне, разработки которых практически готовы к внедрению, а некоторые уже внедряются. Это работы выпускников Шамсутдинова Н.М., Рожкова С.Ю., Сапогова А.А., Никиреева Д.С., Орловой А.Е. и др. Некоторые из выпускников работают менеджерами на российских предприятиях (Никиреев Д.С., Булыгин Д.Е., Сапогов А.А., Михайлов И.С., Картоев М.Ю.), другие за рубежом (Чавчанидзе Т, Наджи Г. А.А.), третьи продолжают обучение в аспирантуре (Ал Хаити М.А.).

Следует указать и на то, что образовательный процесс осуществляется докторами наук, профессорами кафедры бурения ТИУ (Бастриков С.Н., Салтыков В.В., Кузнецов В.Г., Закиров Н.Н., Киреев А.М.), профессорами смежных кафедр (Шабатура Л.Н., Мулявин С.Ф., Дебердиева Е.М.) и приглашенными их родственных вузов (УГНТУ – Конесев Г.В., Агзамов Ф.А.).

Магистерские диссертации выполняются на базе современного оборудования, имитирующего термобарические условия пласта, с

привлечением методов планирования экспериментов и статистической обработки результатов. В качестве рабочего инструмента используются программные комплексы – Landmark, Бурсофт, Statistica.

Все это и послужило обоснованием в 2017 г открытия данной программы, ее эффективность и целесообразность была подтверждена итоговыми государственными экзаменами и защитой выпускных квалификационных работ. За период с 2019 по 2021 гг было выпущено 57 магистров, защищено на отлично 42 ВКР, дипломы с отличием получили 25 специалистов.

Программа будет продолжаться и в этом году, планируется прием на очную форму обучения – 10 бюджетных мест и 5 договорных.

ОБРАЗОВАТЕЛЬНАЯ ПРОГРАММА «ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН»

Леонтьев Д.С. – руководитель

Магистерская программа «Восстановление продуктивности скважины» организована в 2016 г для подготовки дипломированных специалистов с высшим образованием по капитальному ремонту скважин.

Необходимым условием дальнейшего развития нефтяной и газовой промышленности в России является создание высокоэффективных технологий, а создать такие технологии под силу только специалистам высокой квалификации, основа образования которых закладывается в вузе.

Для страны, стремящейся к инновационной экономике, большое значение имеет развитие системы инновационного инженерного образования. В официальной терминологии инновация определяется как конечный результат инновационной деятельности, получившей реализацию в виде нового технологического процесса или усовершенствованного продукта, реализуемого на рынке или используемого в практической деятельности.

Сегодня в высшей школе наступил важный этап становления системы инновационного инженерного образования, этап поиска перспективных моделей подготовки и переподготовки специалистов, который должен стимулировать достижение эффекта, который ожидается при переходе от экономики с сырьевой направленностью к экономике инновационного типа.

У нас в стране нефтяная и газовая промышленность в основном сосредоточена в Западно-Сибирском регионе, где добывается около 70 % нефти и 92 % газа. Здесь за годы развития ТЭК Западной Сибири пробурено более 180 тысяч нефтяных и газовых скважин, из которых ожидают ремонта или выведены в «ожидание» ремонта как

«нерентабельные»: нефтяные – почти половина фонда (около 50 %), газовые – около 30 %.

Вместе с тем уровень технического состояния скважин, особенно не выработавших свой ресурс, предъявляет повышенные требования к качеству проведения ремонтных и восстановительных работ и требует для этих целей современных научно обоснованных технологий и технических средств, разработанных как отечественными, так и зарубежными специалистами.

Современный опыт капитального ремонта скважин, особенно на заключительной стадии разработки месторождений, предусматривает комплексный подход к каждой скважине для принятия грамотного технологического решения по конкретному виду ее ремонта вплоть до разработки рабочего проекта на его выполнение (бурение дополнительного ствола из обсаженной скважины, проведение ГРП и ГПП, обработки призабойной зоны для стимулирующего воздействия на пласт, технологии РИР и ОПЗ с использованием установок «гибкая труба» и др.).

Ремонт и сервисным обслуживанием таких скважин только в Западной Сибири занимаются более 300 специализированных бригад различных отечественных и зарубежных нефтяных и газодобывающих компаний и фирм, где потребность в дипломированных специалистах по КРС составляет более 150 человек в год и имеет устойчивую тенденцию к росту, как минимум на ближайшие 20 лет.

За 5 лет магистерская программа такого профиля успешно прошла период становления, подготовив и защитив около ста дипломированных специалистов в базовом вузе.

Выпускники программы востребованы в нефтегазовой отрасли, прежде всего в Западной Сибири.

Сведения о программе магистратуры «Восстановление работоспособности скважин и продуктивного пласта»:

Форму обучения – очная.

Срок обучения – 2 года.

Поступление в магистратуру осуществляется путем сдачи экзамена.

Экзаменационная работа состоит из одной части, включающей в себя 25 заданий с выбором ответа. На выполнение вступительного испытания отводится 30 минут. За каждый правильный ответ абитуриент получает 4 балла. За неверный ответ по каждому вопросу или за его отсутствие выставляется 0 баллов. Сумма набранных баллов является итоговой оценкой по общеобразовательному предмету.

Выпускник программы магистратуры «Восстановление продуктивности скважин» – это многоплановый специалист, подготовленный для работы в управлениях буровых работ в качестве: технолога по бурению, мастера буровых работ, инженера, супервайзера, руководителя управления (компании). Учебный план

сформирован на формирование компетенции специалиста по добыче нефти, газа и газового конденсата; бурового супервайзера в нефтегазовой отрасли; специалиста по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин, что позволяет работать на предприятиях капитального ремонта скважин, на нефтегазодобывающих предприятиях, в управлениях по повышению нефтеотдачи пластов, забуривания боковых стволов скважин, в научно-исследовательских и проектных институтах, в учебных учреждениях – преподавателем, а также продолжить свое обучение в аспирантуре по направлению 2.8.2 «Технология бурения и освоения скважин» под руководством профессорско-преподавательского состава кафедры.

Программа магистратуры «Восстановление продуктивности скважин» является одной из самых востребованных специальностей, все выпускники кафедры обеспечены рабочими местами на буровых предприятиях нефтегазового промысла. Основными работодателями выступают: ООО «Газпром – бурение», ПАО «Сургутнефтегаз», Компания АО «Сибирская Сервисная компания», ООО «Буровая компания «Евразия», Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», компании: «Шлюмберже», «Халлибертон», «КЦА Дойтаг», дочерние предприятия компании «Роснефть» и др. компании.

Магистранты программы активно участвуют в Международных и Всероссийских конференциях, конкурсах, проходят практику в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень.

Контактные данные: Леонтьев Дмитрий Сергеевич

Местонахождение: г. Тюмень, Мельникайте, 70, к. 1310

Телефон: 8 (3452) 390-363

e-mail: leontevds@tyuiu.ru

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ «СООРУЖЕНИЕ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ МОРЕЙ И ОКЕАНОВ», «БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ»

Салтыков В.В. – руководитель

Россия, это одна из немногих стран, где значительные запасы углеводородов находятся не только на суше, но и на шельфе морей и океанов. Это и шельф морей Северо-Ледовитого океана (моря Арктики), морей Тихого океана (о. Сахалин), шельф внутренних морей (Каспийское, Черное). Следует отметить, что запасы в них намного превышают запасы углеводородов месторождений (уже освоенных и перерабатываемых) на суше. Подтверждением этому являются сведения о научных исследованиях прогибов Менделеева и Ломоносова.

Здесь можно говорить и о проявлениях газа, а это в чистом виде метан на Черном, Карском и других морях. Доказательством этому служат даже стихи К. Чуковского «...А лисички взяли спички, к морю синему пошли, море синее зажгли. Море пламенем горит...».

Освоение этих месторождений требует разработки нового, совершенно отличного от бурения на суше оборудования, инструментов, материалов, в целом технологий и технических средств. При этом основное внимание и требования должны быть уделены сохранности экологической обстановки в районе ведения буровых работ.

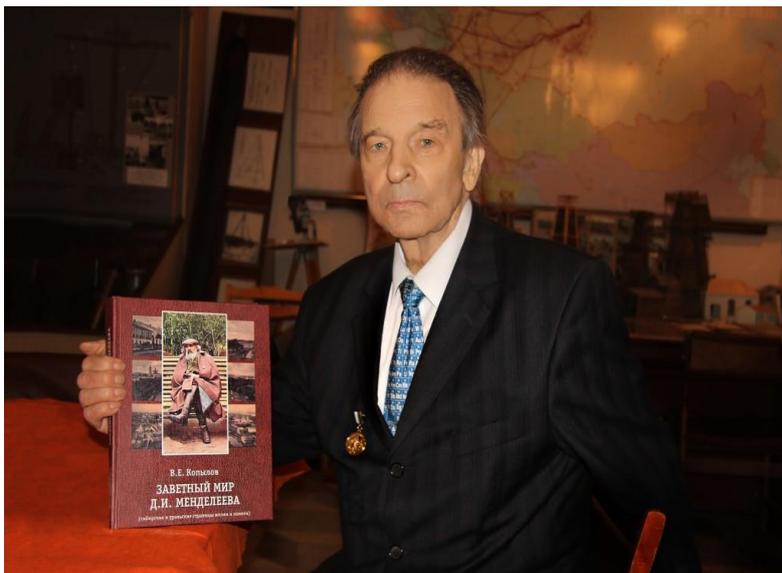
Обоснованием этому является не только то, что работы ведутся в границах Российского государства, но и то, что эти моря и океаны находятся на границах сопредельных государств – Турция, Украина, Норвегия, Япония и др. которые также имеют свои интересы к углеводородным запасам.

Учитывая богатый опыт в разработке различных технологий и технических средств, которые нашли практическое применение при бурении скважин на суше, было принято решение распространить его при бурении на шельфе морей и океанов. Для этого имелись определенные основания: буровые тренажеры DrillSim-5000, DrillSim-20, подготовлены аудитории для монтажа DrillSim-600 и программного обеспечения Landmark, Petroleum с новым компьютерным оборудованием, следует отметить, что последние в основном моделируют роторный способ бурения, который характерен для зарубежных нефтегазодобывающих предприятий. Отсюда большинство руководящих документов, инструкций, да и контролирующих органов изложены на английском языке и общение с последними также принято на нем.

Учитывая это, обучение магистров планируется также на английском языке, для этого уже изданы соответствующие учебно-методические материалы, в частности, учебник «Особенности строительства скважин на шельфе морей и океанов», «Гидроразрыв продуктивных пластов» и проч., которые переведены, либо переводятся на английский язык. Планируется привлечение обучающихся к переводу других изданий.

Прием будет осуществляться на договорной основе – 15 мест.

ВИКТОР ЕФИМОВИЧ КОПЫЛОВ – УЧЕНЫЙ, ОБЩЕСТВЕННЫЙ ДЕЯТЕЛЬ, УЧИТЕЛЬ, БЛАГОТВОРИТЕЛЬ



Копылов Виктор Ефимович (24.02.1932 г., Черноисточинский завод, Средний Урал – 09.03.2019 г., Тюмень) – доктор технических наук (1970 г.), профессор (1972 г.), заслуженный деятель науки и техники России (1982 г.), член-корреспондент РАН, директор научно-исследовательского института истории науки и техники Зауралья им. Д.И. Менделеева Тюменского индустриального университета. Почётный гражданин города Тюмени (1999 г.), почётный нефтяник (2001 г.) и почётный работник топливно-энергетического комплекса (2006 г.), заслуженный нефтегазостроитель (2007 г.). Награждён орденами «Знак Почёта» (1970 г.), «Трудового Красного Знамени» (1976), «Lahore et Scientia» («Трудом и Знанием», Европейский научно-промышленный консорциум, Брюссель, 2013 г.) и 18 медалями. В их составе «Ветеран труда», «За развитие нефтегазового комплекса России», юбилейная медаль «К 175-летию Д.И. Менделеева», «Медаль им. В.И. Вернадского» (РАН), включая неправительственные медали («50 лет Самотлору», «Геологоразведчикам-первопроходцам Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа-Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа» и др.). Обладатель почётных званий «Основатель научной школы» и «Заслуженный деятель науки и образования» (РАН). Награждён нагрудными знаками «Золотая кафедра России» (РАН) и «Честь.Память.Благотворительность» (фонд В.И. Муравленко, Тюмень). В августе 2014 г. Европейским научно-промышленным консорциумом В.Е. Копылову «За вклад в развитие технических и физико-математических наук, признанный мировым сообществом», присуждена медаль им. Вильгельма Лейбница («Wilhelm Leibniz»).

В.Е. Копылов окончил в 1954 г. горный институт в г. Свердловске

(Екатеринбурге). Один из основателей Тюменского индустриального института (ТИИ) и высшего технического нефтяного образования в Тюмени (1964). Ректор ТИИ в 1973-1986 гг. Автор более 1000 научных трудов и публикаций, включая 32 монографии. Среди них: «Вибрации при алмазном бурении» (М.: Недра, 1968); «Бурение скважин вне Земли» (М.: Недра, 1977); «Бурение? Интересно!» (М.: Недра, 1981); «Менделеев и Зауралье» (Тюмень, 1986); «За секретами Теи», (М.: Недра, 1990); шеститомник «Окрик памяти. История Тюменского края глазами инженера» (Тюмень: «Слово», 2000-2014 гг.) и «Былое светописи. У истоков фотографии в Тобольской губернии» (Тюмень: «Слово», 2004), «Заветный мир Д.И.Менделеева. Сибирские и уральские страницы жизни и памяти» (Тюмень: ИД «Титул», 2016 г.). Член научно-редакционного совета и редколлегии «Большой Тюменской энциклопедии». (2004) Участник всемирных нефтяных и газовых конгрессов в Москве (1971), Токио (1975), Лондоне (1976), Бухаресте (1979) и Лозанне (1982).

Биографические сведения, научная и педагогическая деятельность В.Е. Копылова отражены в монографиях «Геологи и горные инженеры России» (М.-СПб, «Гуманистика», 2000); «Инженеры Урала» (Екатеринбург: ГИПП «Уральский рабочий», 2000); в книге «Соратники: поколение Виктора Муравленко» (Тюмень, 2002). Материалы о нём можно найти в энциклопедиях: «Кто есть кто в газовой промышленности» (СПб.: Корвет, изд.1, 1996; изд. 2, 2001; изд. 3, 2004); «Кто есть кто в нефтяном комплексе России» (СПб.: Корвет, 2002); Большая Тюменская энциклопедия» (Тюмень. Т. 2. 2004), энциклопедия «Учёные России» (М., 2008. Т. 4. С. 318-319) Российской Академии естествознания. Член редакционных коллегий журналов «Нефть и газ. Известия вузов» (Баку, 1968-1986 гг.), «Врата Сибири» и «Сибирское богатство» (Тюмень).

Виктор Ефимович Копылов стоял у истоков создания Тюменского индустриального института, (впоследствии – университета), начав работу в нем 8 июня 1964 года. Его, кандидата технических наук, специалиста в области бурения нефтяных и газовых скважин пригласил на работу ректор Анатолий Николаевич Косухин. Начав работу кандидатом наук и став впоследствии доктором наук, профессором. В далеком 1964 г. штат сотрудников был всего три человека: ректор, декан нефтегазопромыслового факультета доцент В. Е. Копылов и начальник административно-хозяйственной части С.И. Соловьев. Они сформировали штат преподавателей, сотрудников, начали приём студентов, основав тем самым высшее техническое нефтяное образование в Тюменской области. В.И. Копылов – основатель кафедры бурения в вузе. В 1973-1986 гг., возглавляя институт в должности ректора, Виктор Ефимович Копылов преумножил его развитие. За эти годы создан работоспособный коллектив,

включавший в себя почти 30 докторов наук и профессоров, несколько сотен кандидатов и около 12 тысяч студентов всех форм обучения.

При нём модифицировалась лабораторная база вуза, в том числе вычислительный центр, стереоскопическая лаборатория, студенческий научный центр. Первое учебное телевидение Сибири в рамках ТИИ получило в период 1970-1980 гг. наибольшее развитие. В 1980 г. телецентр перешёл на передачи в цветном изображении, что потребовало полную замену телевизионного оборудования. С 1981 г. учебный телецентр и кафедра учебного телевидения стали базовыми по вопросам применения телевидения в учебном процессе высшей школы. Десять вузов из Омска, Перми, Челябинска, Кургана и Тюмени были прикреплены к ТИИ. За все годы существования ТИИ учебное телевидение стало использоваться не только в эфире, но и внутри вуза. Была создана замкнутая телевизионная система, связывающая аудитории и студенческие общежития с телецентром.

Много внимания уделялось подготовке научных кадров через аспирантуру для своего вуза и для научно-исследовательских организаций не только Тюмени и области, но других городов страны.

С 1966 г. В.Е. Копыловым были подготовлены десятки докторов и кандидатов наук. Его ученики возглавляют ряд кафедр и филиалов института, отделы и службы. Полученные учениками новые научные результаты, были внесены в содержание учебных курсов, читаемых на кафедрах вуза.

Имя учёного В.Е. Копылова, доктора технических наук (1970), профессора (1972), Заслуженного деятеля науки и техники России (1982), члена-корреспондента РАН известно не только в стране, но и в мире.

В.Е. Копылов в коллективе авторов провёл разработку метода алмазного вземного бурения, которое и было использовано, в частности при взятии грунта на Луне. Интерес к монографии В.Е. Копылова «Бурение скважин вне Земли» (М.: Недра, 1977. 160 с.) привлекает исследователей этой темы и в XXI веке. Интернет-журнал www.telenir.net на своём сайте в статье «Где ещё предстоит бурить?» в познавательных целях обратился к названной книге и перепечатал 16 страниц текста. В завершении говорится, что выводы В.Е. Копылова о бурении на других планетах нашли подтверждение в последующие годы после выхода книги из печати.

В 1999 году Виктору Ефимовичу присвоено звание Почётного гражданина города Тюмени. Это звание он считал для себя главным. До последних дней жизни он старался передать не только те знания, которыми владел, но и подарил бесценную коллекцию раритетов всемирной электроники и фотодела родному вузу. В 2017 году в музее сформирован отдельный зал «Паноптикум д.т.н., профессора Копылова Виктора Ефимовича». Он заботился о сохранении достижений прошлого и не

боялся напоминать руководству различных уровней о том, что состояние культуры находится в прямой зависимости от уровня культуры его руководителей. Благодаря его знаниям и активности, на зданиях города установлены многие мемориальные доски, увековечивая пребывание в Тюмени замечательных и известных людей!

Книга «Окрик памяти» использовалась студентами как единственное за Уралом учебное пособие по курсу истории техники. Особое отношение к таланту нашего ученого земляка Дмитрия Ивановича Менделеева Виктор Ефимович пронёс через многие, многие годы. Он написал учебное пособие «Д.И. Менделеев и Зауралье» (1986 г.). Используя имеющиеся наработки, и пополнив их новыми фактами, иллюстративным материалом написал и издал в 2016 г. монографию «Заветный мир Д.И. Менделеева (сибирские и уральские страницы жизни и памяти)». Книга пополнила краеведческую и мировую информацию о великом учёном – Д.И. Менделееве и стала ему книжным памятником, так же как и многие факты книги – дополнением к музейной экспозиции «Д.И. Менделеев – Гений и Гражданин России».

Используя свои знания и огромную филокартическую коллекцию, В.Е. Копылов написал монографию «Былое светописси. У истоков фотографии в Тобольской губернии», почти сразу перешедшую с разряд библиографической редкости. Гражданская позиция учёного выражалась и касалась вопросов не только тюменских.

Особая часть деятельности и жизни В.Е. Копылова – это Музей истории науки и техники Зауралья Тюменского индустриального университета. Он создан благодаря уму, таланту, патриотизму создателя. Музей делает честь областному центру. Большая часть из них – раритеты, которым нет аналогов. Экспонаты собирались как в городе Тюмени, различных населённых пунктах области, так и за рубежом. Многие из них – уникальны и свидетельствуют о смекалке и изобретательском таланте наших земляков. С 1992 г. музей включен в состав Международного совета музея (научно-техническая секция). В настоящее время экспозиция состоит из 11 разделов. С 1986 г. музей носит имя нашего великого земляка Д.И. Менделеева.

Многогранная деятельность В. Е. Копылова способствует и сейчас формированию исторического сознания, особенно у молодёжи. Любовь к своему отечеству начинается с любви к своему краю. И эту любовь Виктор Ефимович пронёс через всю свою жизнь. Он был преданным гражданином своего края и страны. Он смотрел на мир глазами инженера. Образцы инженерной мысли и творчества собраны и подарены им не вузу, не городу, а стране.

*Антуфьева Н.Л., вед. специалист НИИ Истории науки и техники
Зауралья*

АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПРОМЫВОВ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН СЛОЖНОГО ПРОФИЛЯ

*Шириев А.К., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень;
Кузнецов В.Г., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Современное состояние нефтегазовой промышленности требует оптимизации темпов добычи углеводородов. В связи с этим, бурение высокодебитных скважин занимает важное место. При их строительстве как правило применяются сложные технологические решения, к которым относятся наличие дополнительных боковых отводов, большой отход от вертикали, облегчённая конструкции, что приводит к усложнению профиля, увеличению количества интервалов пространственного искривления и появлению больших разворотов по азимуту. Вследствие этого, становится необходимым применение роторно-управляемых систем (РУС), которое сопровождается продолжительными циклами непрерывного роторного бурения [1-4].

В настоящее время отмечается рост инцидентов, связанных с разрушением (промывами) бурильного инструмента (БИ), которые негативно влияют на сроки строительства и повышают риск возникновения аварийных ситуаций, утери дорогостоящего геофизического оборудования, в том числе радиоактивных источников.

С целью определения причин разрушения БИ, выполнен анализ 1052 скважин, законченных бурением в период 2019-2020 годов на месторождениях Западной Сибири. Отмечено 168 инцидентов разрушения БИ на 106 скважинах, из которых 13 – наклонно-направленные, 93 – горизонтальные (в том числе, 33 – облегченной конструкции, 36 – многозабойные). Данные по промывам представлены в таблице.

На основании проведённого анализа сформулирован ряд выводов:

наиболее частыми видами нарушений целостности бурильной колонны является потеря герметичности тела трубы с последующим выявлением сквозного отверстия (87,5%);

по результатам выборочных расчетов не выявлено скважин, с превышением фактических напряжений на колонну бурильных труб над допустимыми;

не выявлено комплектов бурильных труб с превышением паспортного ресурса наработки;

значительная часть промывов выявлена при бурении скважин сложного профиля в условиях продолжительного вращения бурильного инструмента с частотой 100 - 120 об/мин;

отмечен высокий процент промывов при строительстве многозабойных скважин – 22,8 % и скважин облегченной конструкции – 21,9 % (от общего числа пробуренных скважин данных конструкций);

промывы выявлены в труба различных производителей (ТМК, HILONG, WEIMA, и др.);

суммарное непроизводительное время, вызванное разрушением бурильного инструмента, составило 151,9 суток;

наиболее вероятными причинами промывов являлся накопленный коррозионно-усталостный износ.

Таблица 1 – Свод инцидентов по промывам бурильных труб

Вид промыва	№ Комплекта БИ	Диаметр, мм	Месторозмещение	Скважина	Забой, м	Способ бурения	Давление (P), атм	Расход (Q), л/с	Обороты, об/мин	Момент, кН*м
По телу	СР-0017	127,0	№ 1	№ 1	2821	РУС + ВЗД	140	36	100	25
По телу	СР-0024	127,0	№ 1	№ 1	2903	РУС + ВЗД	160	36	100	27
По телу	2204	101,6	№ 2	№ 2	3817	РУС + ВЗД	152	15	100	15
По телу	2204	101,6	№ 2	№ 2	3802	РУС + ВЗД	145	14	100	14
По телу	2204	101,6	№ 2	№ 2	3823	РУС + ВЗД	180	16	100	16
По телу	2204	101,6	№ 2	№ 2	3921	РУС + ВЗД	207	16	100	17
По телу	СР-1013	101,6	№ 3	№ 3	3021	ВЗД	164	16	40	14
По телу	СР-1004	101,6	№ 4	№ 4	3430	ВЗД	170	16	100	11
По ЗС	ТР-0005	127,0	№ 2	№ 5	1280	РУС	120	36	120	10
По телу	СР-0047	127,0	№ 2	№ 5	3158	РУС	175	40	130	31
По телу	СР-0047	127,0	№ 2	№ 5	3256	РУС	175	40	130	31
...

Цикл развития усталостных повреждений в теле бурильной трубы можно условно поделить на 3 стадии [2]:

Стадия 1 – в процессе вращения, на участке локальных концентраций напряжений под влиянием циклических знакопеременных нагрузок, зарождаются микротрещины.

Стадия 2 – микротрещины развиваются в теле трубы, скорость её развития зависит от множества факторов, наиболее влияющим из которых является величина знакопеременных напряжений. Также, на скорость развития микротрещин влияет механическое повреждение оборудованием для захвата БИ, местная коррозия, воздействие абразивных пород. В процессе вращения на искривленном участке ствола скважины, микротрещина в БИ поочередно открывается и закрывается. В момент открытия микротрещины, в ней образуется разрежение, которое по принципу насоса втягивает жидкость из рабочей среды. После полуоборота микротрещина закрывается, и жидкость остается внутри под давлением, что оказывает дополнительное разрушающее воздействие.

Стадия 3 – образование сквозного отверстия, устремляется поток бурового раствора, который начинает интенсивно размывать тело трубы.

На рисунке представлен металлографический шлиф БИ со сквозным отверстием. Вблизи места промыва имеются микротрещины, заполненные продуктами коррозии. Рост числа микротрещин в непосредственной близости промыва позволяет утверждать, что процесс его образования происходил в соответствии с циклом развития усталостных повреждений.

В настоящее время не существует эффективных методов контроля и оценки накопленных усталостных повреждений или остаточной долговечности трубы при заданном уровне напряжений. Существующие методы ограничиваются определением местонахождения поверхностных дефектов, измерением остаточной толщины стенки.

Применяемые в бурении методики расчета наработки на отказ буровых труб по метрам проходки, часам циркуляции и прочим физическим показателям, не могут дать корректную оценку текущего состояния, поскольку не учитывают в полной мере условия эксплуатации труб в скважине.

Для обеспечения достоверной оценки состояния БИ необходима разработка инструментария и методических основ, которые бы позволили учитывать весь комплекс факторов, влияющих на скорость накопления усталостных повреждений. Использование подобной методики позволит своевременно исключать наиболее изношенные трубы из комплекта, или устанавливать их в менее нагруженные участки.

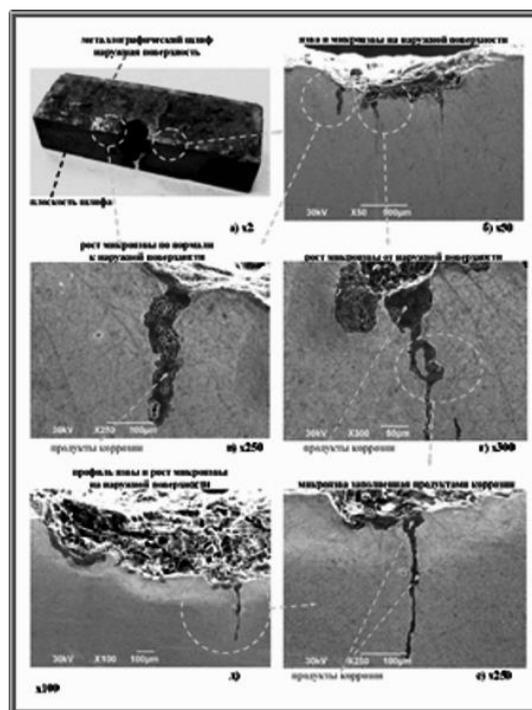


Рисунок 1 – Внешний вид металлографического шлифа

Для обеспечения достоверной оценки состояния БИ необходима разработка инструментария и методических основ, которые бы позволили учитывать весь комплекс факторов, влияющих на скорость накопления усталостных повреждений. Использование подобной методики позволит своевременно исключать наиболее изношенные трубы из комплекта, или устанавливая их в менее нагруженные участки.

Библиографический список

1. 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.
2. Оптимизация конструкции и совершенствование технологии строительства горизонтальных скважин на объектах ПАО «ЛУКОЙЛ» в Западной Сибири / Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов, Л. С. Бондаренко [и др.]. - Текст : непосредственный // SPE-191496-RU, Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче, 15 - 17 октября, 2018 г. - Москва.
3. 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.

4. Сооружение многоствольных (многозабойных) скважин с горизонтальным окончанием / Д. Л. Бакиров, В. П. Овчинников, М. М. Фаттахов [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. - 2021. - № 1. - С. 64-69.

5. Fatigue of Drillstring: State of the Art / O. Vaisberg, O. Vincke, G. Perrin [et al.]. - Text : direct // Oil & Gas Science and Technology. - 2002. - Vol. 57, No. 1. - P. 7-37.

Научный руководитель: Кузнецов В.Г., доктор технических наук, профессор

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕЛЕОБРАЗОВАНИЯ СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ СИЛИКАТ НАТРИЯ (МОНОСИЛА)

Альтаха А.Ф., г. Тюмень, abdaltaha1992@gmail.com

Авад М.А., г. Тюмень, ma1989ds1989@gmail.com

Растворимые силикаты были предметом многих исследований в прошлом веке. Самый известный растворимый силикат - силикат натрия (силикат). силикаты щелочных металлов - это общее название, которое относится к семейству неорганических соединений, которые состоят из диоксида кремния (диоксида кремния) и оксида натрия в различных пропорциях ((SiO₂)_n: Na₂O, n <4). Молярное соотношение между кремнеземом и оксидом натрия (n) играет важную роль в химическом поведении силиката.

Силикат был впервые предложен для модификации нефтеотдача пласта профиля. Щелочные силикагели эффективны в уменьшении прохождения потока через зоны. Силикатные потенциалы для контроля обработки все чаще обнаруживались в 70-х и 80-х годах благодаря многочисленным патентам, когда было оложено множество патентов.

Мономерный силикат в растворе состоит из тетраэдрических структур атомов кремния и кислорода. В каждом тетраэдре атом кремния расположен в центре четырехугольной пирамиды, загнутой в уголки кислорода. В силикате каждый атом кислорода обычно связан с атомом натрия или водорода, или он может быть связан с другим тетраэдром кремнезема с образованием димера. Химический состав кремнезема довольно сложен, поэтому точный механизм гелеобразования силиката до конца не изучен. Однако существует множество исследований, которые пытаются объяснить механизм гелеобразования силикатов обобщил доступную литературу и подробно описал химию силикатной полимеризации [1].

Силикат натрия монасил является гранулированный порошок белого цвета, полученный сушкой натриевого или калиевого жидкого стекла с

модифицирующими добавками, предлагает сухой (натриевое и калиевое "жидкое стекло") под торговой маркой "Монасил". Мы растворили силикат натрия в воде, а количество твердой фракции силиката натрия 8 % в растворе.

Мы сделали четыре образца, вес каждого образца 100 грамм, каждый из которых содержал равное количество силиката натрия-монасил 7 %. Лимонную кислоту добавляли ко всем образцам в разных концентрациях, чтобы узнать влияние изменения концентрации кислоты на время образования геля. Было добавлено 7 %, 7,7 %, 8,4 % и 9,8 % соответственно [2].

Таблица 1 – Время геолообразования и pH для гелей с постоянной концентрацией силиката натрия 7 %

№ бы	Концентрация, % мас.		Вода % мас	соотношении мас.ч. натриевого силиката «Монасил » / лимонной кислоты	Время геолообразов ания (Секунды)	pH
	Монасил	Лимонная кислота				
1-1	7,0	7	86	1	3600	4,5
1-2	7,0	7,7	85,3	0,9	14400	3,9
1-3	7,0	8,4	84,6	0,833	21600	3,8
1-4	7,0	9,8	83,2	0,714	43200	3,5

Было замечено, что увеличение процентного содержания кислоты, добавляемой к постоянным концентрациям силиката натрия 7 %, приводит к снижению значения pH с 4,5 до 3,5 и увеличению времени затвердевания геля с 1ч 28 мин до 3ч 41 мин при продолжении затвердевания образцов после завершения вихря.

Отмечено, что при увеличении процентного содержания лимонной кислоты в растворах, приводит к увеличению времени гелеобразования, и уменьшению значений pH смеси. Время гелеобразования, от одного часа (3600 с) до четырех часов (14 400 с), является приемлимым для водоизоляционных работ, если учитывать только такой параметр как время [3].

Качество гелеобразования. В четырех образцах с постоянными концентрациями 7 % силиката натрия монасил. В первом образце, в который было добавлено 7 % лимонной кислоты, гель образовался мягким и эластичным. Во втором образце, в который было добавлено 7,7 % лимонной кислоты, затвердевание продолжалось в течение четырех часов, чтобы получить гель с умеренной эластичностью. В третьем образце, в который было добавлено 8,4 % лимонной кислоты, затвердевание геля продолжалось в течение шести часов, и образовался эластичный и твердый гель. В четвертом образце, к которому было добавлено 9,8 % лимонной кислоты, гель продолжал затвердевать в течение двенадцати часов с образованием твердого геля.



Рисунок 1 – Гель образовывался добавлением 7 % силиката натрия Монасил и 7,7 % лимонной кислоты

Время гелеобразования является наиболее важным параметром для водоизоляционных работ. Время гелеобразования образцов, разработанные в этом исследовании, можно контролировать, и оно зависит от концентраций каждой добавки [4].

Качество геля - еще одна важная характеристика, которую необходимо учитывать в водоизоляционных работах.

Увеличение концентрации силиката натрия приводит к образованию более прочных гелей.

При увеличении концентрации лимонной кислоты в смеси содержатся постоянные концентрации силиката натрия монасил, что увеличивает время гелеобразования и его прочность.

Рекомендуется использовать соотношение веса силиката натрия "Монасил" / лимонной кислоты от (1 до 0,71). Для водоизоляционных

работ применяется гель такого качества, где время гелеобразования занимает от одного до 12 часов.

Библиографический список

1. Jurinak J. J. Oilfield Applications of Colloidal Silica Gel / J. J. Jurinak, L. E. Summers. - Text: electronic // SPE Production Engineering. – 1991. - № 4. - P. 406-412.

2. Пат. 2571458 Российская Федерация, МПК E21B33/138 E01C8/42. Состав для изоляции водопритоков в газовых скважинах и способ его приготовления : № 2014125964/03 : заявл. 2014.06.26 : опубл. 2015.12.20 / Р. А. Гасумов, Т. Ш. Вагина, Г. А. Андрей; патентообладатель Открытое акционерное общество "Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт природных газов" (ОАО "СевКавНИПИгаз"). - Текст : непосредственный.

3. Hamouda A. A. Factors affecting alkaline sodium silicate gelation for in-depth reservoir profile modification / A. A. Hamouda, H. A. Akhlaghi Amiri. - Text : electronic // SPE. - 2014. - № 2. - P. 568-590.

4. Herring G. D. Selective gas shut-off using sodium silicate in the Prudhoe Bay field / G. D. Herring, J. T. Milloway. – Text : electronic // Trans. Faraday Soc. – 1984. - № 12. - P. 13-14.

Научный руководитель: Тулубаев А.Б., доцент кафедры Бурение нефтяных и газовых скважин, к.т.н.

ОБВОДНЕНИЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Бабаев Э.Т., ТИУ, г.Тюмень, elnur_babaev_1997@mail.ru

Большинство месторождений имеют нефтяные залежи, которые частично или полностью подстилаются подошвенными водами либо оконтуриваются краевыми водами. В ходе освоения и опытно-промышленных работ, а также при эксплуатации скважин, в результате активного продвижения границ раздела флюидов получают, как правило, двухфазные потоки с опережающим движением воды. При разработке таких месторождений возникают весьма сложные задачи, а рациональная их эксплуатация невозможна без знания геолого-промысловых особенностей и закономерностей обводнения и нефтяных залежей, и скважин.

Основными причинами обводнения нефтяных скважин в процессе эксплуатации являются технические, связанные с нарушениями крепи скважины и состоянием эксплуатационной колонны, и обводнение

продуктивного пласта водой, участвующей в вытеснении из него нефти, что приводит к самому распространенному виду осложнений – водопескопроявлениям. Поэтому увеличение продуктивности скважин и получение безводных промышленных притоков нефти является актуальной проблемой, решение которой отражается на повышении эффективности подготовки извлекаемых запасов нефти промышленных категорий.

Разработка нефтяных залежей с подстилаемой подошвенной водой сопровождается образованием конусов пластовой воды. Например, возникновение явления конусообразования пластовых вод зачастую встречается в залежах массивного типа, в которых нефтеносная часть подстилается водоносной, а также в краевых частях залежей пластово-сводового типа. Явление конусообразования, как правило, имеет место в вертикальных и наклонно-направленных добывающих скважинах, где граница ВНК может находиться вблизи имеющихся перфорационных отверстий, в пластах с высокой анизотропией. Для борьбы с преждевременным обводнением пластов и скважин применяют первую группу методов регулирования процесса разработки. Уменьшение конусообразования можно достичь оптимизацией технологических режимов работы скважин. Максимальный суточный отбор добывающей скважины, при котором не возникает деформирования раздела водонефтяного контакта (ВНК) и, соответственно, не происходит формирования конуса называется критическим. При вычислении критической скорости часто получают очень низкие значения притока, которые не применяются в реальных условиях по экономическим причинам. В связи с этим, эксплуатация скважин с дебитами выше критического значения через некоторый период времени приводят к конусообразованию. Это время называется временем прорыва. Существуют методики расчёта критического дебита Онвукве-Обваха-Чукву для многоствольных скважин [3] и Джоши для горизонтальных скважин [4].

По этой причине, ещё на стадии строительства скважин на таких месторождениях необходимо тщательно уделять внимание положению водонефтяного контакта (ВНК) за счёт проведения комплекса гидродинамических и геофизических исследований. Вследствие нарушения раздела фаз «нефть-вода» и подъема ВНК пластовая вода может появиться в скважинах, которые были пробурены в границах внутреннего контура нефтеносности залежи [1].

Также обводнение нефтяных скважин может происходить в процессе закачки воды в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления (ППД), так как при заводнении трещиноватых или трещиновато-пористых продуктивных пластов по причине наличия разветвленной

системы трещин, по которой происходит быстрый прорыв воды от нагнетательных скважин к добывающим [1,2].

При нагнетании воды в нагнетательные скважины вокруг последних начинают образовываться каналы с высокой проницаемостью, по которым начинает двигаться вода в сторону добывающих скважин.

Данные по добыче большинства скважин включают в себя периоды остановок и ограничений дебитов. Анализ колебаний водонефтяного фактора (ВНФ) может дать ключи к определению типа проблемы. Проблемы, связанные с притоком воды, например, из-за конусообразования или наличия единичной трещины, пересекающей нижележащий водоносный пласт, приведут к более низким значениям ВНФ на ограниченном дебите либо сразу после пуска скважины в эксплуатацию. И наоборот, система трещин или разлом, проходящие через перекрывающий водоносный пласт, приведут к обратному эффекту. Подобные ситуации неустойчивы в масштабе геологических времен, но могут быть искусственно созданы в ходе разработки [5].

Формулирование целей водоизоляционных работ, обоснованность выбранной технологии могут быть выполнены только при наличии ясных представлений об источнике обводнения.

Библиографический список

1. Демахин С. А. Химические методы ограничения водопритока в нефтяные скважины : учебник / С. А. Демахин, А. Г. Демахин. - Москва : Недра, 2010. - 198 с. - Текст : непосредственный.
2. Диагностика и ограничение водопритоков / Б. Бейли, М. Крабтри, Д. Тайри [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефтегазовое обозрение. - 2001. - С. 44-67.
3. Onwukwe S. I. A Model Approach of Controlling Coning in Oil Rim Reservoirs. / S. I. Onwukwe, B. Obah, G. A. Chukwu. - Text : electronic // URL : www.onepetro.org/conference-paper/SPE-163039-MS (date of the application 07.2020).
4. Tarek A. Reservoir Engineering Handbook / A. Tarek. - Houston: Gulf Publishing Company, 2000. - Text : direct.

Научный руководитель: Андронов Ю.В.

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА БУРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ В УСЛОВИЯХ СЕРОВОДОРОДНОЙ АГРЕССИИ НА ПРИМЕРЕ ТИМАНО- ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

*Каменских С.В., доцент каф. бурения ФГБОУ ВО «УГТУ», к.т.н.,
доцент*

Анализ горно-геологических характеристик месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП) позволил установить повышенное содержание сероводорода в рифогенных отложениях верхнего девона. Строительство скважин в подобных условиях сопровождается возникновением сопутствующих осложнений: поглощения различной интенсивности, дифференциальные прихваты, флюидопроявления и сероводородная агрессия. Одним из первых сероводород взаимодействует с технологическими жидкостями, что приводит к деструкции высокомолекулярных соединений (ВМС), низкому качеству цементирования, коррозионному разрушению цементного камня, бурильного инструмента и бурового оборудования и требует приготовления новых порций технологических жидкостей или их постоянных обработок химическими агентами, повышая временные и материальные затраты на строительство скважин. Яркими примерами подобных горно-геологических условий являются месторождения Денисовской впадины ТПНГП: им. А. Алабушина, Баяндыское, Ипатское, Ламбейшорское и другие, при бурении и креплении которых наблюдались поглощения от частичных до полных, дифференциальные прихваты, нефтепроявления и сероводородная агрессия при концентрации растворенного сероводорода в нефти до 18,5 % об. Поэтому исследование и разработка технологических жидкостей для вскрытия и крепления отложений, вмещающих сероводород, аккумулированный в высокопроницаемых горных породах, с целью качественной и безаварийной проводки скважин на площадях и месторождениях ТПНГП является актуальной задачей.

К настоящему времени разработан достаточно широкий спектр различных рецептур буровых технологических жидкостей и химических агентов для разных горно-геологических условий, в том числе осложненных, методов исследования их свойств и параметров. Накоплен значительный опыт их использования в осложненных интервалах, но, к сожалению, до сих пор бурение и крепление сопровождается возникновением различных видов осложнений и аварий, которые могут занимать до 16 % общего баланса времени строительства скважин [1], особенно в условиях сероводородной агрессии ТПНГП. Этот факт предопределяет необходимость проведения комплексных научных исследований, направленных на разработку рецептур буровых технологических жидкостей, обладающих коррозионной стойкостью к сероводороду и кольматирующими свойствами, для качественного и безаварийного бурения и крепления интервалов горных пород,

осложненных присутствием сероводорода в высокопроницаемых отложениях ТПНГП.

Проведенный на кафедре бурения ФГБОУ ВО «УГТУ» комплекс научных исследований [2-5] позволил разработать рецептуры технологических жидкостей на высокощелочной основе для качественной и безаварийной проводки скважин в сероводородсодержащих высокопроницаемых отложениях ТПНГП.

1. Безглинистый высокощелочной буровой раствор с повышенными кольматирующими свойствами для бурения в условиях сероводородной агрессии (RU №2016126737 А) включает разветвленный биополимер, целлюлозу, модифицированный крахмал, СаО, пеногаситель и высокодисперсный карбонатный материал [2]. Высокая щелочность бурового раствора (рН=12,0-12,5) за счет обработки СаО обеспечивает ферментативную устойчивость высокомолекулярных соединений без бактерицида, коррозионную стойкость при воздействии природного сероводорода без нейтрализатора, кольматацию проницаемых отложений продуктами реакции H_2S с $Ca(OH)_2$ и слабоинтенсивную коррозию бурильного инструмента без ингибитора. Низкая материалоемкость рецептуры и отсутствие токсичных реагентов делают ее экономически и экологически более привлекательной по сравнению с другими промысловыми системами. Увеличение концентрации оксида кальция и обработка биоцидом (сшиватель) и газблоком (компаунд) трансформируют высокощелочной буровой раствор (RU №2016126737 А) в биополимерную кольматирующую смесь.

2. Биополимерная кольматирующая смесь (БПКС) для изоляции высокопроницаемых горных пород, вмещающих сероводород, (заявка на изобретение № 2020138560 от 24.11.2020) включает разветвленный биополимер, целлюлозу, модифицированный крахмал, оксид кальция, биоцидол, газблок и мраморную крошку [3]. Высокая щелочность БПКС (рН=12,5-13,0) за счет обработки оксидом кальция обеспечивает нейтрализацию биогенного и природного сероводорода в пластовых условиях щелочностью среды и кольматацию проницаемых отложений продуктами реакции H_2S с $Ca(OH)_2$. Использование биоцидола (сшиватель) и газблокатора (компаунд) позволяет повысить кольматирующую способность смеси за счет затвердевания газблока при нагревании и связывания ВМС, сшитых биоцидом, в более плотные и большие по размеру конгломераты, которые эффективно кольматируют проницаемые отложения. Биополимерная смесь трансформируется из безглинистого высокощелочного бурового раствора (RU № 2016126737 А), обладает вязкоупругими свойствами, способна затвердевать в трещинно-поровом пространстве высокопроницаемых отложений в статических условиях и может использоваться в качестве вязкоупругого буфера, входящего в состав комбинированной буферной жидкости.

3. Комбинированная буферная жидкость, включающая три пачки (моющая, вязкоупругая и адгезионно-кольматирующая), обеспечивает эффективную реализацию этих эффектов в скважине [4]. Моющая буферная жидкость включает стабилизатор, неорганический электролит, синтетический моющий агент, абразивный компонент и способствует разрушению гидрофильных фильтрационных корок. В качестве второй буферной жидкости используется вязкоупругий состав разработанной биополимерной кольматирующей смеси. Снижение проницаемости пласта в пристволенной зоне скважины замедляет скорость коррозии цементного камня, находящегося в контакте с агрессивными флюидами. Адгезионно-кольматирующая буферная жидкость, включающая цемент ПЦТ I-G СС-1, обработанный газблоком, с повышенным водосмесевым отношением обеспечивает увеличение адгезионного сцепления цементного камня с породами.

4. Облегченный тампонажный состав для цементирования скважин в высокопроницаемых горных породах и условиях сероводородной агрессии (RU № 2741890 С2) включает сульфатостойкий портландцемент в качестве вяжущего, газблок, обеспечивающий коррозионную стойкость к агрессивным средам, седиментационную и суффозную устойчивость, расширяющую добавку, исключаящую усадку камня при твердении, и гранулированное пеностекло, формирующее прочный облегченный композитный материал, обеспечивающий эффективную изоляцию проницаемых горных пород за счет увеличения адгезионного сцепления камня со стенками поглощающих каналов [5].

В итоге, разработаны рецептуры буровых технологических жидкостей на высокощелочной основе, обеспечивающие эффективную нейтрализацию сероводорода в пластовых условиях щелочностью среды и кольматацию высокопроницаемых отложений продуктами реакции H_2S с $Ca(OH)_2$. Эффективность разработанных рецептур технологических жидкостей подтверждена комплексом промысловых испытаний на площадях и месторождениях ТПНГП.

Библиографический список

1. Каменских С. В. Оценка аварийности при строительстве скважин на площадях и месторождениях Тимано-Печорской провинции / С. В. Каменских. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: НТЖ. - 2015. - №12. - С. 6-11.

2. Каменских С. В. Разработка и исследование бурового раствора для безаварийного вскрытия сероводородсодержащих высокопроницаемых горных пород / С. В. Каменских, Н. М. Уляшева. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: НТЖ. - 2019. - №1. - С. 28-34.

3. Каменских С. В. Разработка рецептуры биополимерной кольматирующей смеси для ликвидации поглощений в проницаемых горных породах / С. В. Каменских. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: НТЖ. - 2017. - №7. - С. 15-21.

4. Каменских С. В. Исследование отмывающей способности буферных жидкостей / С. В. Каменских, Н. М. Уляшева. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: НТЖ. - 2018. - №3. - С. 21-26.

5. Вороник А. М. Разработка и исследование облегченной коррозионностойкой тампонажной смеси для крепления высокопроницаемых горных пород, вмещающих агрессивные флюиды / А. М. Вороник, С. В. Каменских, Н. М. Уляшева. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: НТЖ. - 2020. - №1. - С. 40-45.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ ДОБАВОК В БУРОВЫЕ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

Соломатин А.А., гр. ТССм-20-1, г. Тюмень

Салтыков В.В., профессор кафедры НБ, г. Тюмень

Закачка бурового раствора в скважину служит для различных целей. Один из самых важных – передать буровой шлам от забоя скважины до поверхности. Буровые растворы со временем претерпевают значительные изменения, и, следовательно, их химический состав постоянно модифицируется. Буровые растворы обычно состоят из жидкой и твердой фазы. Жидкая фаза как правило – это вода (соленая, пресная или морская). Твердая фаза может включать в себя утяжелители, загустители, и контроллеры водоотдачи. В настоящее время в качестве добавки к буровым растворам применяются различные полимеры, которые могут быть в форме природного (например, крахмал), синтетического и/или модифицированного источника (например, карбоксиметилцеллюлозы или СМС)[1].

Эффективность полимеров зависит от температуры, устойчивости к бактериям, стабильности рН, концентрация соли и др. Очевидно, что более высокие температуры приводят к разложению полимеров. Термическое разложение является одним из ограничивающих факторов при применении полимеров в качестве добавки к буровым растворам.

Органические полимеры составляют самую большую группу добавки для контроля фильтрации. К этой группе относятся крахмал и целлюлозные камеди, такие как карбоксиметилцеллюлоза и РАС. Недавно разработанные синтетические органические полимеры обеспечивают

превосходную стабильность при высоких температурах и устойчивость к электролиту по сравнению с полусинтетическим крахмальным и целлюлозным продуктам.

Температурный предел полимеров целлюлозного типа потребовал использования термостабильного винилсульфоната /сополимеры виниламида (VS / VA) на довольно раннем этапе. Во многих случаях эти сополимеры обеспечивали достаточную Ca^{2+} и температурную стабильность, но их главным недостатком была высокая стоимость.

Наличие соли и бактерий также снижает эффективность полимеров. Другой фактор, который следует учитывать — это уровень кислотности или основности. При высоких значениях pH и в присутствии ионов кальция полимеры начинают гидролизоваться и, следовательно, теряют свои свойства.

В исследовании использовались политин (Pt) и Polydrill (Pd); эти полимеры считаются экологически чистыми полимерами. Политин — это высокоактивный раствор синтетического растворителя, растворимый в пресной воде и соли. Полифин контролирует высокотемпературное гелеобразование бентонита во всех буровых растворах на водной основе и предотвращает их флокуляцию при высоких температурах до 205 °С.

Polydrill — это добавка для контроля водоотдачи на основе сульфированного полимера, которая стабилизирует реологические свойства в широком диапазоне.

В этом исследовании было изучено влияние синтетических сульфированных полимеров по свойствам и эффективности буровых растворов, исследованы на наличие загрязняющих веществ, таких как цемент, хлорид кальция и гипс при разных значениях pH.

Результаты исследований показали лучшие реологические свойства за счет наличия вышеописанных полимеров. Их параметры в различных условиях практически постоянны, в то время как вязкость значительно увеличивалась при добавлении полифина (рисунок 1).

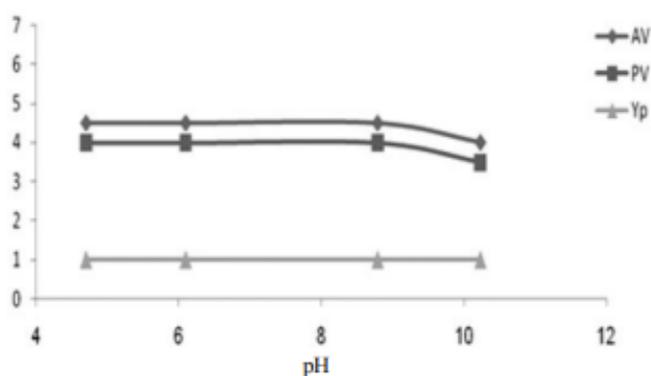


Рисунок 1 – Влияние pH на реологические свойства полимерного раствора, содержащего полифин и полидрилл

Тестирование данных добавок в условиях глинистополимерного и безглинистого биополимерного буровых растворов показало, что добавки могут являться «активными» компонентами раствора, т. е. могут заметно влиять на структурномеханические и тиксотропные свойства буровых растворов, а также на водоотдачу, что объясняется их адсорбцией на поверхности твердых частиц в растворе[2].

Библиографический список

1. Оптимизация технико-технологических решений для строительства сложнопрофильных скважин / Д. Л. Бакиров, Э. В. Бабушкин, В. А. Бурдыга [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. - 2019. - № 8 (608). - С. 39-44.
2. Овчинников В. П. Буровые промывочные жидкости: учебное пособие для вузов / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова. - Тюмень: Нефтегазовый университет, 2008. - 309 с. - Текст : непосредственный.
3. Влияние смазочных добавок на характеристики буровых растворов / Е. К. Нискулов, О. В. Попова, А. А. Сулова [и др.]. - Текст непосредственный // Башкирский химический журнал. - 2012. - Т. 19, № 3. - С. 35-39.

ТАМПОНАЖНЫЕ ЦЕМЕНТЫ С ДОБАВЛЕНИЕМ ГРАНУЛИРОВАННОГО ДОМЕННОГО ШЛАКА

Рожкова О.В., г. Тюмень, rozhkovaov@tyuiu.ru

Жесткие условия эксплуатации нефтяных и газовых скважин (глубины до 9000 м, температура 260 °С и давления около 200 МПа) требуют особых условий цементирования и свойств тампонажных цемента со специфическими химическими и физическими характеристиками. Цементные растворы, предназначенные для крепления нефтяных скважин, должны оставаться достаточно текучими во время перекачки, но на месте должны быстро развить необходимую механическую прочность для предотвращения попадания пластовых флюидов в ствол скважины. Поэтому состав тампонажной смеси уникален для каждой скважины и зависит от ее горно-геологических условий.

Эффективное удаление бурового шлама и сохранение фильтрационно-емкостных свойств пласта - две наиболее важные переменные, которые определяют, правильно ли подобран состав тампонажной композиции и как цементный слой устанавливает необходимое разделение «скважина - пласт».

Инновации в цементировании нефтяных скважин включают использование доменного шлака для решения возникающих проблем при цементировании скважин с высокими температурами. Цементные растворы с переменным коэффициентом замещения гранулированного шлака (от 20 до 40%) были успешно применены ранее в разных странах. На сегодняшний день усилия сосредоточены на оптимизации этой технологии, но еще мало изучены процессы гидратации шлакосодержащего цементного раствора.

Стекловидный доменный шлак, побочный продукт черной металлургии, проявляет свои гидравлические свойства при различных условиях и сферах его применения. В строительстве шлак оказался более экологически эффективным связующим, чем портландцемент, поскольку его производство влечет за собой более низкую энергозатратность и сохраняет окружающую среду. С одной стороны, шлак обычно используется в качестве частичной замены цементного клинкера в шлаковых цементах. С другой стороны, цементы, не содержащие портландцемента, могут быть получены путем смешивания шлака со щелочным раствором. Процесс гидратации данных продуктов характеризуются низкими значениями теплоотдачи, долговечностью и высокой прочностью при длительном воздействии агрессивных сред.

Характеристики доменного шлака, позволяющие рекомендовать его для использования в составе тампонажных композиций, используемых для креплений высокотемпературных скважин, следующие:

- наличие стекловидной фазы, что приводит к уменьшению водопотребления тампонажной смеси, а в условиях повышенных температур увеличивает прочностные характеристики, формирующегося цементного камня;
- высокая дисперсность позволяет кольматировать поры цементного камня, способствующим улучшению структуры снижению фильтрационных свойств;
- замещение части портландцемента молотым шлаком способствует термостойкости цементного камня;
- низкая водопотребность шлаков обуславливает высокую седиментационную устойчивость тампонажных растворов и их низкую водоотдачу [2].

Были проведены исследования сформированного цементного камня с добавлением доменного шлака прочности на сжатия и на изгиб при различных температурах. Результаты исследования влияния температуры на тампонажные составы с добавлением доменного шлака показывают, что шлак оказывает положительное влияние на свойства сформированного цементного камня, с различным количеством доменного гранулированного шлака и увеличивают показатели прочности на сжатие[2]. Для камня, сформированного из чистого портландцемента, без добавления шлака,

либо с количеством шлака более 70% показатели прочности значительно ниже, чем камня с добавлением доменного шлака от 20 до 30% в сухом составе. В случае добавления шлака более, чем на 70% наблюдается хрупкость и неустойчивость камня, при добавлении 5% доменного шлака и без него, наблюдается растрескивание образцов. Поэтому оптимальный состав для набора и сохранения прочности тампонажного камня составляет 80% портландцемента и 20% гранулированного доменного шлака.

Библиографический список

1. Овчинников В. П. Крепления глубоких скважин / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова, Н. А. Аксенова. - Текст : непосредственный // Деловой журнал Neftegaz.RU. - 2016. - № 3 (51). - С. 46-49.
2. Зими́на Д. А. Разработка цементного раствора на основе микросилики / Д. А. Зими́на, М. В. Двойников. - Текст : непосредственный // Тезисы докладов Международной научно-практической конференции «Экологически безопасные буровые и технологические жидкости – основа устойчивого развития ТЭК». - Санкт-Петербург, 2019. - С. 32-33.

К ВОПРОСУ РАСЧЕТА ОСАДКИ ГРУНТА И ПРОДОЛЬНОЙ УСТОЙЧИВОСТИ КРЕПИ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ СО СЛОЖНОЙ ГЕОКРИОЛОГИЕЙ

Коротков С.А., к.т.н., доцент, начальник отдела НИР, ООО «СибГеоПроект», г.Тюмень, korotkov@sibgeoproject.ru

Овчинников В.П., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, ovchinnikovvp@tyuiu.ru

Пермитин А.Г., главный специалист отдела комплексного проектирования строительства скважин, Тюменский филиал ООО «Газпром проектирование», г.Тюмень, andreytmn@icloud.com

Стадухин А.В., к.т.н., доцент, главный специалист ООО «КогалымНИПИнефть», г.Тюмень, staduhinAV@tmn.lukoil.com

Известно, что безопасность строительства и последующей эксплуатации скважин, вскрывающих бурением толщу мерзлоты, зависит от качества крепления этих скважин, рациональности выбора конструкции, учета сложных геокриологических свойств криолитозоны, в районе которой размещаются кустовые площадки. Для выбора оптимальной конструкции скважины, ее продолжительной безремонтной работы необходимо правильно обустроить кустовую площадку, определить проектными решениями эффективную надежную крепь скважины даже в негативных условиях мерзлоты. Поэтому одним из важных ключевых моментов предотвращения (предупреждения) таких нередких на

месторождениях инцидентов как провалы и проседания грунта вокруг устья скважин, образование приустьевых воронок, потеря продольной устойчивости крепи, наличие эксцентриситета эксплуатационной колонны, является расчет осадки грунта и продольной устойчивости крепи скважин еще на стадии проектирования.

Как правило, при протаивании мерзлой породы вокруг работающей скважины избыточно-льדיстый интервал теряет свою связность, минеральные частицы грунта выпадают в осадок [1], а сверху скапливается отжатая талая вода (рис. 1). Крезь теряет боковую опору на грунт в местах выделения талой воды, и, как следствие, может происходить потеря продольной устойчивости крепи скважины с отклонением устьевого оборудования (рис.2).



Рисунок 1 – Примеры воронок и провалов устья скважин



Рисунок 2 – Пример смещения ФА при потере продольной устойчивости крепи скважины и появлении эксцентриситета эксплуатационной колонны

В этом случае мощность неподкрепленного с боков интервала [1] определяется:

$$\ell \leq H \times K_0, \text{ м} \quad (1)$$

Коэффициент осадка при оттаивании определяется:

$$K_0 = (L/100 - П/100) / (1 - П/100), \quad (2)$$

где: L - льдистость пород (максимальная), %

$П$ - пористость пород, %

H - глубина по вертикали до консолидированных глин, м

Исходные данные для расчетов берутся из отчетов инженерно-геологических изысканий и промысловых материалов разведочных скважин. Далее в системе электронного проектирования, по программе «Mathcad», с учетом требований Регламента [1] производится расчет продольной устойчивости крепи скважин, и определяется безопасность крепи под действием сосредоточенной нагрузки.

Приведем пример расчета осадки грунта и продольной устойчивости крепи скважины № 336 для В-го месторождения.

Исходные данные: глубина до цементного стакана H – 196 м; льдистость пород L (максимальная) – 35 %; пористость пород $П$ – 30 %.

Сосредоточенная нагрузка (P) от веса приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Сосредоточенная нагрузка от веса НКТ, ФА и ОКК

Наименование	Масса, кг
АФК Э 6-100x21 ХП	2 926
ОКК2-21-178x245 ХП	1 090
НКТ 73x5,5	23 441
Сумма:	27 457

Схема заделки концов расчетного участка крепи принята с коэффициентом приведения длины $\mu = 1,0$.

Расчетные величины:

Коэффициент осадка при оттаивании $K_0 = (L/100 - П/100) / (1 - П/100)$, откуда $K_0 = 0,7$. Длина участка конструкции скважины, неподкрепленного с боковой поверхности оттаявшими при эксплуатации мерзлыми горными породами $\ell = H \times K_0 = 137$ м.

Результаты расчета жесткости крепи скважины приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчета жесткости крепи скважины

Наименование	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Вес колонны, т	Интервал спуска ОТ, м	Интервал спуска ДО, м	Плотность цементного камня, кг/м ³	Вес 1 м, кН	Модуль упругости E, Па	Момент инерции J, м ⁴	Жесткость крепи скважины EJ, Па*м ⁴
Цемент	1365,0	-	-	-	-	1890	17,332	4,00E+09	0,1481435	592574057,0
Обсадная труба	820,0	10,0	4,50	0,0	22,0	-	2,007	2,10E+11	0,0020862	438107008,5
ППУ	800,0	-	160,00	-	-	80	0,221	1,20E+10	0,0162247	194696793,1
Обсадная труба	530,0	8,0	2,30	0,0	22,0	-	1,026	2,10E+11	0,0004467	93812874,9
Цемент	514,0	-	-	-	-	0	0,000	1,20E+10	0,0032478	38973204,6
Обсадная труба	245,0	8,9	39,70	0,0	762,0	-	0,511	2,10E+11	0,0000460	9668377,7
Цемент	227,2	-	-	-	-	0	0,000	1,20E+10	0,0000815	977756,0
Обсадная труба	178,0	9,80	95,30	0,00	2548,00	-	0,367	2,10E+11	0,0000184	3856868,3
							21,463		0,1702949	1372666940,0

Результаты расчета критической длины участка крепи скважины приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчета критической длины участка крепи скважины

Схемы расчётов				
Коэффициент приведения длины	$\mu = 2$	$\mu = 1$	$\mu = 0,7$	$\mu = 0,5$
Критическая длина участка крепи скважины (L _{кр}), при которой крепь теряет продольную устойчивость с приложением сосредоточенной нагрузки (P), м	49,98	81,60	104,57	131,89

Вывод: Так как критическая длина участка крепи скважины № 336 (L_{кр}=81,60 м) меньше длины участка, оказавшегося при растеплении мерзлых пород неподкрепленным породой с боков ($l=137$ м), то крепь не устойчива под действием сосредоточенной нагрузки (P=27,5 т), складывающейся от веса ФА, колонной головки и НКТ, и существует вероятность потери ее продольной устойчивости. При $\mu=2,0$ и L_{кр}=49,98 м тем более происходит нарушение продольной устойчивости крепи скважины.

К сожалению (в подтверждение проведенных расчетов), на данной скважине (№ 336 В-го месторождения) из-за отсутствия цементного камня в продолжительной интервале (до 196 м) и жестких центраторов в данном интервале после растепления ММП произошла потеря продольной устойчивости крепи на глубине от 180 до 186 м с деформацией (изгибом) эксплуатационной колонны, в итоге приведшей к ликвидации скважины.

Следует помнить, что эффективность комплексного решения качественного крепления скважин зависит не только от таких параметров как коэффициент осадка грунта K_о, критическая длина устойчивого

участка крепи скважины $L_{кр}$ и допустимая нагрузка $R_{кр}$, необходимых для расчета продольной устойчивости крепи скважины, но и от результатов тепловых расчетов ММП [2] и расчетов давления обратного промерзания пород $R_{р.мп}$ во избежание смятия обсадных колонн [3].

Библиографический список

1. Технологический регламент по креплению скважин на месторождениях Севера Тюменской области : РД 00158758-213-2000. - Тюмень : ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2001. - 146 с. - Текст : непосредственный.

2. Коротков С. А. О растеплении мерзлых пород приустьевой части добывающих скважин Крайнего Севера и методе расчета и оценки его прогноза / С. А. Коротков, В. П. Овчинников, А. Г. Пермитин. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2020. - № 11. - С.46-50.

3. Напряженно-деформированное состояние крепи скважин в криолитозоне: учеб. пособие для вузов / В. Г. Кузнецов, В. П. Овчинников, А. А. Фролов [и др.] ; Москва : Недра, 2003. - 154 с. - Текст : непосредственный.

КОМПЬЮТЕРНАЯ МОДЕЛЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕСКОЛЬКИХ ПЛАСТОВ ОДНОЙ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Косьянов П.М., д.ф.-м.н., профессор кафедры ГЭЕНД, доцент, филиал ТИУ, г. Нижневартовск, e-mail: kospiter2012@yandex.ru

В настоящее время как в сфере образования, так и в нефтедобывающей отрасли производства стремительно развивается инновационное направление, связанное с разработкой и внедрением виртуальных компьютерных лабораторий (ВКЛ). Разработка и использование таких лабораторий в учебном процессе позволяет проводить интерактивные лабораторные/практические работы как в традиционном, так и дистанционном форматах по дисциплинам направлений подготовки ВУЗа [1 – 9].

Так, например, на базе кафедры гуманитарно-экономических и естественнонаучных дисциплин Тюменского индустриального университета (филиал в г. Нижневартовске) были разработаны и внедрены ВКЛ по квантовой, атомной и ядерной физике [4 – 6]. Была разработана и внедрена в производство АО «НижневартовскНИПИнефть» информационная система лаборатории ФНСиП [7]. В данной работе представлена разработка компьютерной модели одновременно-раздельной и поочередной эксплуатации нескольких пластов одной нагнетательной

скважины для обучения по специальным дисциплинам направления подготовки «Нефтегазовое дело».

При использовании ВКЛ не требуется, чтобы специальное программное обеспечение было установлено на компьютере, лаборатория работает в дистанционном режиме, используя клиент-серверную технологию. Обучающимся и преподавателям достаточно иметь доступ к компьютерам, подключенным к сети Интернет.

Компьютерная модель (КМ) – это (1) компьютерная программа, работающая на отдельном компьютере или нескольких компьютерах, взаимодействующих между собой, и описывающая некую модель определённой системы; это (2) модель, построенная на основе компьютерных технологий, электронных устройств и сетей; это (3) созданный на основе ресурсов компьютера виртуальный образ, отражающий свойства и связи моделируемого объекта, а также определяющий качественные и количественные внутренние и внешние его характеристики; это (4) модель, представляющая моделируемый объект компьютерными программными средствами.

Разработке КМ предшествуют мысленные, вербальные, структурные, математические и алгоритмические модели.

Появление новых систем моделирования в различных научных областях привело к появлению имитационного моделирования.

Имитационное моделирование позволяет создавать модели системы в виде компьютерной программы для проведения виртуальных экспериментов, заменяя тем самым проведение экспериментов с реальной системой или объектами.

Различают КМ по видам применения – это обучающие, научно-исследовательские, научно-технические модели, позволяющие проводить исследование процессов, явлений и реальных объектов.

Создание КМ одновременно-раздельной и поочерёдной эксплуатации нескольких пластов (от двух до четырех пластов) одной нагнетательной скважины, предполагает расчет основных физических параметров, описывающих процесс закачки жидкости в пласты скважины.

Модель – это отдельная электронная страница с удобным графическим интерфейсом и различными элементами управления, с помощью которых пользователь имеет возможность изменять параметры модели. Это в свою очередь, позволяет анализировать её поведение при различных условиях.

В рамках данной модели должны решаться следующие задачи:

1. Определение давления на устье скважины (устьевое давление);
2. Расчет диаметра штуцера, который должен быть установлен на устье скважины;
3. Определение общего расхода жидкости (воды) для закачки в пласты нагнетательной скважины;

4. Определение пластового давления (для каждого пласта);
5. Расчет диаметра пластового штуцера (для каждого пласта);
6. Расчет приемистости пласта (для каждого пласта);
7. Определение расхода жидкости (воды) по пластам.

Результатом построенной модели должны быть не только рассчитанные значения определяемых физических параметров, но и графическое представление зависимостей этих величин.

Предполагается, что ВКЛ с удаленным доступом будет снабжена элементами управления приборами и индикаторами измерителей, которые будут отображаться на экране компьютера обучающегося, подключённого к Интернету. Для выполнения лабораторных/практических работ с удаленным доступом нужно иметь учебный стенд, оснащённый специальным оборудованием и управляемый через Интернет, который может находиться в учебной лаборатории университета и на производстве. Достоинством такого подхода к организации лабораторных/практических работ является возможность одновременной работы нескольких обучающихся на одном лабораторном стенде.

На сегодняшний день существует большое количество автоматизированных комплексов, позволяющих проводить построение и исследование моделей [8 – 12]. Любая программная среда имеет свой инструментарий и позволяет работать с конкретными видами информационных моделей. Поэтому перед разработчиком возникает проблема выбора более удобной и эффективной среды для решения поставленной задачи. От выбора программной среды зависит и алгоритм построения КМ, и форма его представления.

Например, это может быть блок-схема. Руководствуясь блок-схемой, задачу можно решить в разных средах. В среде программирования – это программа, записанная на алгоритмическом языке. В прикладных средах – это последовательность технологических приемов, приводящая к решению задачи.

Исходя из подобной тенденции развития и применения ИТ, можно выделить следующие технологии и программные среды создания распределенных и локальных систем:

1. ASP.NET (Visual Studio NET) – рассматриваются как наиболее возможный, компромиссный вариант (в том числе и в силу распространенности), как технология создания программ под Windows (локальных), распределенных систем (для корпоративных сетей) и Web-приложений (разработка на C#);

2. C++ Builder, Delphi Builder, Borland Developer Studio – Rapid Application Developing Systems. Наиболее распространенные среды программирования для создания локальных, а также распределенных систем;

3. PHP, MySQL, CGI – Интернет технологии;

4. Из систем управления базами данных можно выделить:
 - a. ORACLE;
 - b. Microsoft SQL Server.

Исходя из требований, которым должна отвечать обучающая компьютерная модель, для ее разработки была выбрана среда разработки Visual Studio NET.

Рассмотрим методику определения пластового давления и расчета коэффициента приемистости пластов одной скважины. Для проведения данного исследования необходимо:

- a. Снять глухую пробку (5ПГ-25) или регулятор жидкости (5РД-25) из скважинной камеры (КТ1) на глубине исследуемого пласта;
- b. Закачать воду и зафиксировать минимальное давление поглощения пласта, которое условно принимается равное пластовому давлению;
- c. Закачать воду в каждый пласт при 2-х режимах и соответственно зафиксировать при установившихся $P_{лин}^{зак}$, $P_{y1}^{зак}$, $P_{y2}^{зак}$, и G_1, G_2 ($м^3/сут$);
- d. Определить коэффициент приемистости исследуемого пласта по формуле:

$$k_{np} = \frac{G_1 - G_2}{P_{y1}^{зак} - P_{y2}^{зак}}, м^3/сут \cdot атм \quad (1)$$

- e. Определить проектное забойное давление для исследуемого пласта:

$$P_{заб}^{проект} = P_{пл} + \frac{G_{проект}}{k_{np}} атм \quad (2)$$

- f. Определить проектное давление в колонне НКТ на глубине исследуемого пласта:

$$P_{НКТ}^{проект} = P_y^{проект} + \frac{\gamma H}{10} = \Delta P_{тр} атм, \quad (3)$$

где $P_y^{проект} = P_{лин}$;

$\Delta P_{тр}$ - потери давления на трение, определяется по формуле Дарси-Вейсбаха;

γ - удельный вес воды;

H - глубина пласта, м.

- g. Определить диаметр штуцера для исследуемого пласта:

$$d = \sqrt{\frac{G_{проект}}{0,785 \times 86400 \mu \sqrt{\frac{2 \times 10^5 \Delta P}{\rho}}}}, м \quad (4)$$

- h. После установки регуляторов для пластов и установления режима закачки, определить фактические расходы закачки воды по пласта. Для

этого расходомер воды сначала необходимо спустить на глубину выше верхнего пласта, а затем между точками закачки по пластам. По результатам исследования измерить (для 3-х пластов):

- над верхним пластом $G_{общ}$;
- между двумя верхними пластами;
- между двумя нижними пластами.

Затем определить расход закачки по пластам (снизу-вверх). А эквивалентный диаметр двухштуцерного регулятора (например, РД-25) рассчитывается по формуле:

$$d_{эkv} = \sqrt{d_{ш1}^2 + d_{ш2}^2} \quad (5)$$

На рисунке 1 показан пример одновременно-раздельной и поочередной эксплуатации двух пластов [13].

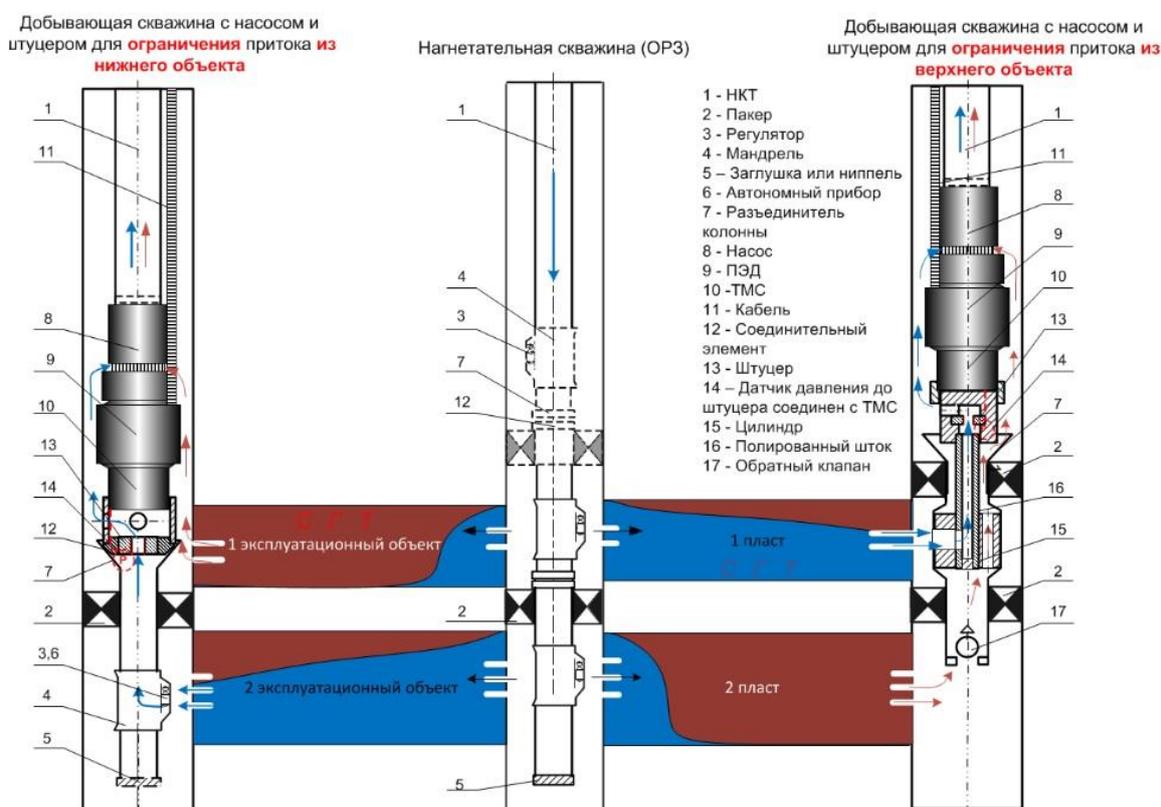


Рисунок 1 – Схема одновременно-раздельной и поочередной эксплуатации двух пластов

Рассмотрим движение жидкости в трубе. Существует два вида движения жидкости: ламинарное и турбулентное. При ламинарном движении слои жидкости не перемешиваются, при турбулентном – слои жидкости движутся хаотично, активно перемешиваясь.

Вязкие жидкости, включая нефти, как правило, движутся упорядоченно, а маловязкие жидкости – почти всегда неупорядоченно.

Обобщая результаты теоретических и экспериментальных исследований, Рейнольдс установил условия существования ламинарного и турбулентного режима движения жидкостей, переход от одного режима к другому.

Он ввел безразмерное число, названное числом Рейнольдса, учитывающее основные факторы, определяющие это движение: среднюю скорость \bar{v} , диаметр трубы d , плотность жидкости ρ и ее абсолютную вязкость μ . Это число имеет вид:

$$\text{Re} = \frac{\bar{v}d\rho}{\mu} = \frac{\bar{v}d}{\nu} \quad (6).$$

Значение числа Рейнольдса, при котором происходит переход от ламинарного движения к турбулентному, называют *критическим числом Рейнольдса* и обозначают $\text{Re}_{кр}$.

При $\text{Re} > \text{Re}_{кр}$ режим движения является турбулентным, при $\text{Re} < \text{Re}_{кр}$ – ламинарным. Величина критического числа Рейнольдса зависит от условий входа в трубу, шероховатости ее стенок, отсутствия или наличия первоначальных возмущений в жидкости, конвекционных токов и др.

Критическое число Рейнольдса, при котором ламинарное движение переходит в турбулентное, как правило, в расчётах принимают: $\text{Re}_{кр}=2000$.

По критическому значению числа Рейнольдса легко можно найти также критическую скорость, ниже которой движение будет ламинарным:

$$\bar{v}_{кр} = \frac{\text{Re}_{кр} \bar{v}}{d} \quad (7).$$

Число Рейнольдса можно рассматривать как меру отношения кинетической энергии рассматриваемого элемента жидкости к работе сил вязкого трения.

Работа сил вязкого трения зависит от размеров поверхности рассматриваемого элемента жидкости и пропорциональна $\mu l^2 \bar{v}$. Отношение кинетической энергии элемента жидкости к работе сил вязкости будет равно:

$$\frac{\rho l^3 \bar{v}^2}{\mu l^2 \bar{v}} = \frac{\bar{v} \rho l}{\mu} = \frac{\bar{v} l}{\nu} = \text{Re} \quad (8).$$

Таким образом, число Рейнольдса характеризует относительную роль сил вязкости. Чем меньше число Рейнольдса, тем большую роль играет силы вязкости в движении жидкости. Чем больше число Рейнольдса, тем больше влияние сил инерции в потоке по сравнению с силами вязкости.

Потери давления по длине трубопровода обычно определяют по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$\Delta p_{mp} = \lambda \frac{v^2 L \rho}{2g d} \quad (9),$$

где Δp_{mp} – потеря давления в Па;

λ – коэффициент Дарси;

v – линейная скорость движения жидкости в трубопроводе в $\frac{м}{с}$;

ρ – плотность жидкости в $\frac{кг}{м^3}$;

g – ускорение свободного падения в $\frac{м}{с^2}$;

L и d – длина и диаметр трубопровода в $м$.

Общая потеря давления в трубопроводах:

$$\Delta p = \Delta p_{mp} + \Delta p_{cm},$$

где Δp_{cm} – *статический напор* в Па, определяемый по разности отметок начального и конечного пунктов перекачки ΔH_{cm} (берется со знаком плюс, когда конечный пункт расположен выше начального – расположение обратное):

$$\Delta p_{cm} = \Delta H_{cm} \rho g.$$

Потери на местные сопротивления в этой формуле не учтены. Если потерю давления от трения отнести к единице длины трубопровода, то получим выражение:

$$\frac{\Delta p_{mp}}{L} = i,$$

где i – гидравлический уклон в $Па/м$.

Коэффициент λ , входящий в формулу Дарси-Вейсбаха, называется коэффициентом гидравлического трения.

Современные расчётные формулы для λ предусматривает зависимость этого коэффициента в общем случае только от шероховатости стенок русла и от числа Рейнольдса.

Прандтль для гладких труб получил следующую формулу:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \lg(\text{Re}_D \sqrt{\lambda}) - 0,8.$$

Блазиус на основании обработки многочисленных опытов по исследованию движения жидкости в круглых гладких трубах при числах Рейнольдса Re_D от 4000 до 100000 установил эмпирическую зависимость:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}_D^{0,25}}.$$

Формулы для расчёта λ , в случае шероховатых труб, были предложены разными авторами.

Никурадзе обобщил результаты всех исследований в области вопроса о потерях напора в круглых трубах.

Опыты показывают, что распределение скоростей и потери напора могут сильно меняться в зависимости от диаметра трубы, скорости движения, вязкости жидкости и шероховатости стенок. Одним из значимых параметров, от которого зависит величина коэффициента гидравлического трения, является шероховатость.

Шероховатость стенок в свою очередь определяется рядом факторов: материалом стенок; характером механической обработки внутренней поверхности трубы, от чего зависят высота выступов шероховатости, их форма густота и характер их размещения на поверхности; наличием или отсутствием в трубе ржавчины, коррозии, отложения осадков, защитных покрытий т.д. Для грубой количественной оценки шероховатости вводится понятие о средней высоте выступов (бугорков) шероховатости.

Эту высоту называют *абсолютной шероховатостью* (Δ). Опыты показывают, что при одной и той же величине абсолютной шероховатости влияние ее на величину гидравлических сопротивлений различно в зависимости от диаметра трубы. Поэтому используют понятие *относительной шероховатости* (Δ_r).

$$\Delta_r = \frac{\Delta}{D} . \quad (10)$$

Было установлено, что коэффициент гидравлического трения в формуле Дарси-Вейсбаха может зависеть от двух безразмерных параметров. Первый из этих параметров представляет собой число Рейнольдса, а второй – относительную шероховатость, а, следовательно,

$$\lambda = f(\text{Re}, \Delta_r) . \quad (11)$$

Систематические опыты для выявления характера зависимости λ от Re и Δ_r были проведены Никурадзе в гладких латунных трубах и трубах с искусственной равномерно-зернистой шероховатостью из кварцевого песка.

Результаты опытов Никурадзе представлены в виде графика, представленного на рисунке 2.

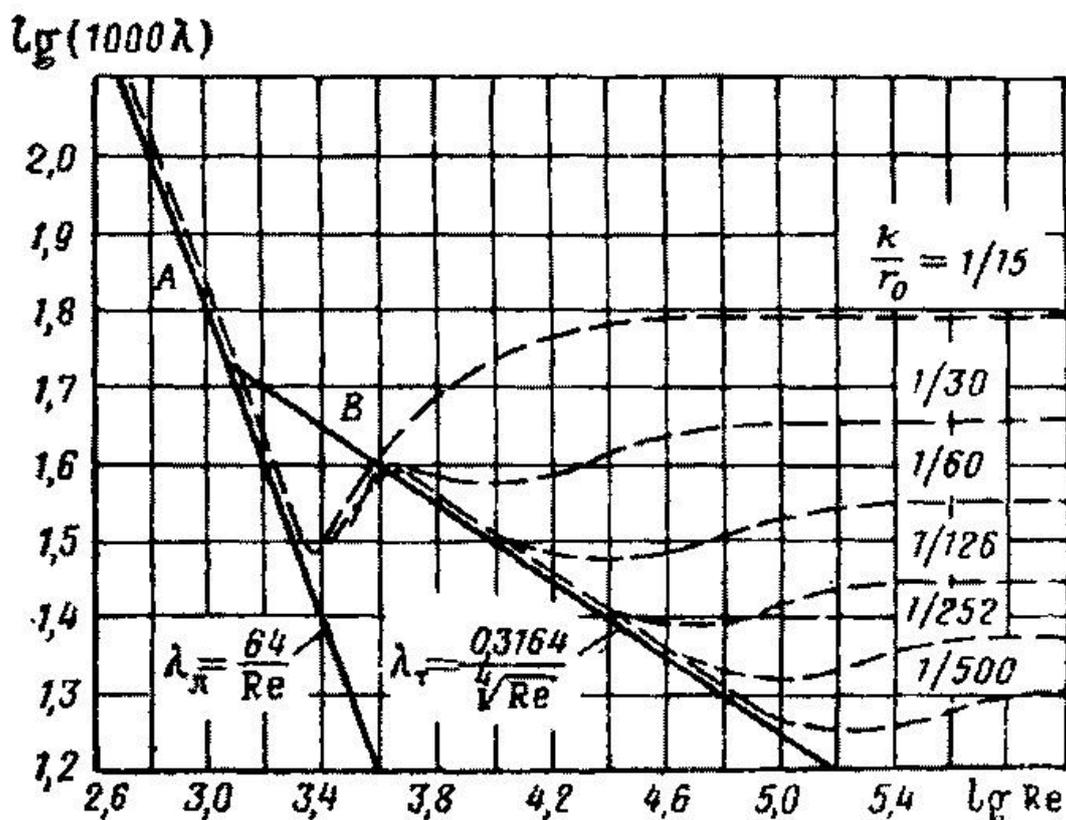


Рисунок 2 – График Никурадзе

Из рассмотрения данного графика можно сделать следующие выводы.

При ламинарном движении ($Re < 2000$, $lg Re < 3,3$) опытные все точки, независимо от шероховатости стенок, ложатся на прямую линию А; таким образом, подтверждается, что при ламинарном движении шероховатость не оказывает влияние на сопротивление.

При турбулентном режиме ($Re > 2000$, $lg Re > 3,6$) опытные точки до некоторых чисел Рейнольдса совпадают с линией В, полученной при испытании гладких труб без искусственной шероховатости, а затем отклоняются от нее в сторону больших значений λ ; чем меньше шероховатость, тем при больших числах Рейнольдса начинается это отклонение; таким образом, при некоторых условиях шероховатость не оказывает влияния на сопротивление также и при турбулентном движении.

При больших числах Рейнольдса коэффициент гидравлического трения перестает зависеть от этого числа (т.е. от вязкости жидкости) и для заданного значения Δ_r сохраняет постоянную величину.

Трубы, в которых коэффициент гидравлического трения λ вовсе не зависит от вязкости жидкости, а только от относительной шероховатости, называют вполне шероховатыми. Трубы же, в которых коэффициент λ не

зависит от шероховатости, а только от числа Рейнольдса, называют гидравлически гладкими. Область движения, в которой λ зависит и от Re и от Δ_r называют переходной.

Полученным результатам можно дать следующее физическое истолкование. При малых числах Рейнольдса жидкость обтекает выступы шероховатости без образования и отрыва вихрей благодаря значительному влиянию вязкости жидкости; свойства поверхности стенок труб не оказывают при этом влияния на сопротивление и кривые $\lambda = f(Re)$ совпадают с прямой В. Когда же с увеличением скорости от бугорков шероховатости начинают отрываться вихри, то свойства поверхности уже оказывают влияние на сопротивление и кривые $\lambda = f(Re)$ отклоняются от линии гладкого трения.

В результате опытов Никурадзе и других исследований над сопротивлением трубопроводов были предложены различные эмпирические формулы для определения коэффициента λ .

Для гидравлически гладких труб широкое распространение получила формула Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}},$$

а для шероховатых труб – формула Шифринсона:

$$\lambda = 0,11 \cdot \Delta_r^{0,25}$$

Пусть в некотором поперечном сечении элементарной струйки скорость равна v . За время dt частицы жидкости переместятся на расстояние $ds = vdt$. Следующие за ними частицы жидкости заполнят все освобождаемое пространство, и поэтому за указанное время dt через поперечное сечение dw пройдет объем жидкости:

$$dV = dsdw = vdw dt,$$

Объем жидкости, протекающей через сечение за единицу времени, называют объемным расходом жидкости. Обозначая расход элементарной струйки через dQ , получим для него выражение:

$$dQ = vdw.$$

Расход потока жидкости равен алгебраической сумме расходов элементарных струек, составляющих данный поток.

Скорость жидкости в различных точках поперечного сечения потока, так называемая местная скорость, очевидно, может быть неодинаковой, поэтому для характеристики движения всего потока вводится в рассмотрение средняя по всему сечению *скорость потока*. Средняя скорость определяется выражением:

$$\bar{v} = \frac{\int u dw}{w} = \frac{Q}{w} \quad (12)$$

Из которого следует, что расход потока жидкости равен средней скорости, умноженной на площадь его поперечного сечения:

$$Q = vw. \quad (13)$$

В связи с этим условие сплошности потока (или неразрывности течения) для несжимаемой жидкости можно записать в виде:

$$Q = vw = const.$$

Математическая модель имеет в своей основе следующие уравнения.

1. Уравнение Дарси-Вейсбаха, описывающее потери давления на трение в трубопроводе:

$$\Delta p_{mp} = \lambda \frac{v^2}{2g} \frac{L\rho}{d}, \quad (14)$$

где Δp_{mp} – потеря давления в Па;

λ – коэффициент Дарси;

v – линейная скорость движения жидкости в трубопроводе в $\frac{м}{с}$;

ρ – плотность жидкости в $\frac{кг}{м^3}$;

g – ускорение свободного падения в $\frac{м}{с^2}$;

L и d – длина и диаметр трубопровода в $м$.

2. Коэффициент гидравлического трения
формула Пуазейля для ламинарного режима движения жидкости

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (15)$$

формула для турбулентного движения жидкости –

$$\lambda = 8 \left(\frac{1}{2.21 \cdot \ln\left(\frac{Re}{7}\right)} \right)^2, \text{ при } 10000 \geq Re \geq 3000 \quad (16)$$

при $Re \geq 10000$

$$\lambda = f(Re, \Delta) = 0,11 \left(\Delta_r + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} - \text{формула Альтшуля} \quad (17)$$

$$\lambda = f(Re) = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} - \text{формула Блазиуса} \quad (18)$$

$$\lambda = f(\Delta) = 8 \left(\frac{1}{2.457 \cdot \left(\ln \left(3.707 \left(\frac{D}{\Delta} \right) \right) \right)^2} \right) \quad (19)$$

3. Уравнение, описывающее движение воды через штуцер

$$Q = \nu S \sqrt{\frac{\Delta P}{\rho}} \quad (20)$$

ν – кинематическая вязкость,

ΔP – потери давления,

S – площадь сечения отверстия штуцера,

Q – расход жидкости.

4. Уравнение, описывающее приемистость пласта

$$Q = k_{np} (P_3 - P_{пл}), \quad (21)$$

$P_{пл}$ – пластовое давление,

P_3 – забойное давление,

k_{np} – коэффициент приёмистости,

Q – расход жидкости.

Основными предпосылками выбора среды программирования являются функциональные требования, которые содержит в себе сама задача и требования, предъявляемые заказчиком.

Требования к функциональности программы:

1. Допустимая скорость выполнения расчетов;
2. Модульность;
3. Клиент-серверная технология;
4. Вывод отчетов в формате HTML, Microsoft Excel;
5. Возможность сохранения результатов расчетов в промежуточные форматы данных для дальнейшей передачи в базу данных (XML).

Основные причины выбора Visual Studio:

1. Возможность ведения одновременной разработки локальной и сетевой версии программного продукта. Предполагается использование одних и тех же вычислительных модулей при разных интерфейсах (Windows и Web-интерфейсах). В этом случае программное обеспечение web-сервера также должен быть продуктом корпорации Microsoft. (какая-либо версия Microsoft Internet Information Server);

2. Возможность выбора языка программирования. Visual Studio 2003 предлагает программирование на 5 языках (C#, Visual C++, VB.NET, J#);

3. Поддержка новейших технологий в области передачи данных (SOAP, XML);

4. Наличие большого количества готовых компонентов специально для создания Web-приложений, что ставит его вне конкуренции в создании подобного рода программ (например, от PHP – MySQL).

Общий алгоритм работы программы

Работа программы состоит из нескольких основных частей:

- выбор задачи;
- задание параметров расчёта;
- выбор метода расчёта коэффициента гидравлического трения;
- задание констант, коэффициентов;
- число пластов;
- ввод или загрузка из внешнего файла исходных данных;
- решение задачи, расчёт параметров модели;
- вывод результатов;
- сохранение задачи и создание отчётов.

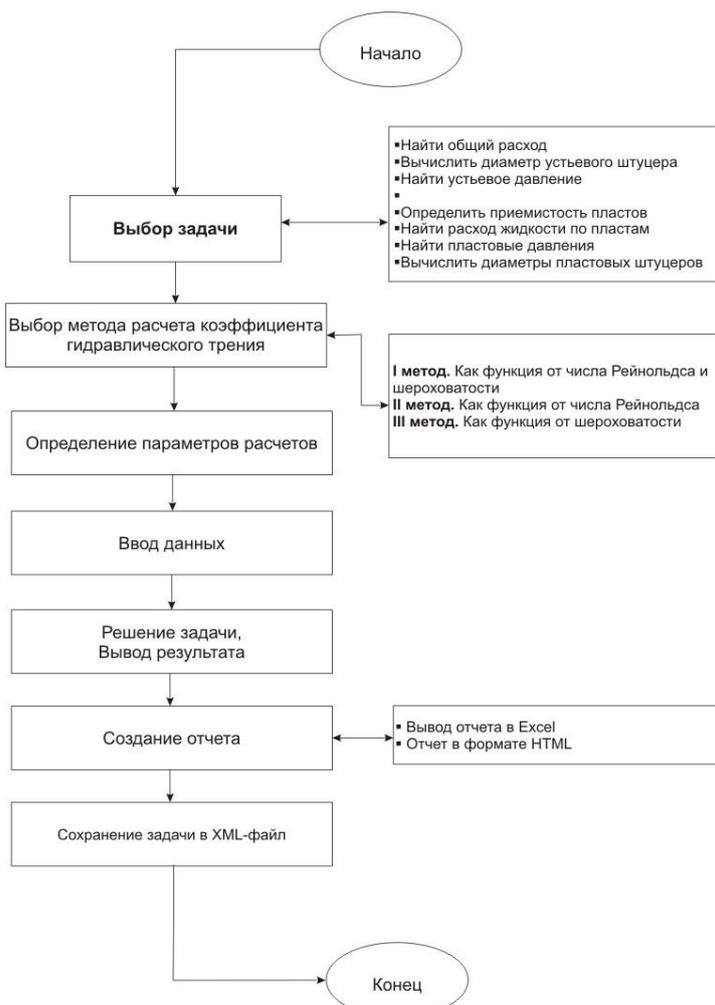


Рисунок 3 – Общий алгоритм работы программы

Более детально рассмотрим решаемые задачи.

1. Определение давления на устье скважины (устьевое давление)

Исходными данными для данной задачи являются:

1. Давление в линии, атм.
2. Диаметр устьевого штуцера, мм
3. Общий расход воды, $\frac{м^3}{сут}$

Устьевое давление находим из формулы:

$$P_{\text{устье}} = P_{\text{линии}} - \left(\frac{G^{\text{проект}}}{0,785 \times 86400 \mu \cdot d^2} \right)^2 \rho \quad (22)$$

2. Расчет диаметра штуцера, который должен быть установлен на устье скважины

Исходными данными для этой задачи являются:

1. Давление в линии, атм.
2. Устьевое давление, атм.
3. Общий расход воды, $\frac{м^3}{сут}$
4. Внутренний диаметр НКТ, мм

Для расчета диаметра устьевого штуцера используем формулу:

$$d = \sqrt{\frac{G^{\text{проект}}}{0,785 \times 86400 \mu \sqrt{\frac{2 \times 10^5 \Delta P}{\rho}}}} \quad (23)$$

3. Определение общего расхода жидкости (воды) для закачки в пласты нагнетательной скважины

Исходными данными для этой задачи являются:

1. Давление в линии, атм.
2. Устьевое давление, атм.
3. Диаметр устьевого штуцера, мм.

Для определения общего расхода жидкости используем формулу:

$$G^{\text{проект}} = d^2 \cdot 0,785 \times 86400 \mu \sqrt{\frac{2 \times 10^5 \Delta P}{\rho}} \quad (24)$$

4. Определение пластового давления (для каждого пласта)

Исходными данными для этой задачи являются:

1. Давление в линии, атм.
2. Устьевое давление, атм.

3. Диаметр устьевого штуцера, мм
4. Общий расход воды, $\frac{M^3}{сут}$
5. Внутренний диаметр НКТ, мм
6. Глубина, на которой устанавливается пластовый штуцер (для каждого пласта), м
7. Удлинение, м
8. Расход воды по пластам, $\frac{M^3}{сут}$
9. Коэффициент приемистости пластов, $\frac{M^3}{сут \cdot атм}$
10. Диаметр устьевого штуцера, мм

На следующей схеме приведен алгоритм определения пластовых давлений.

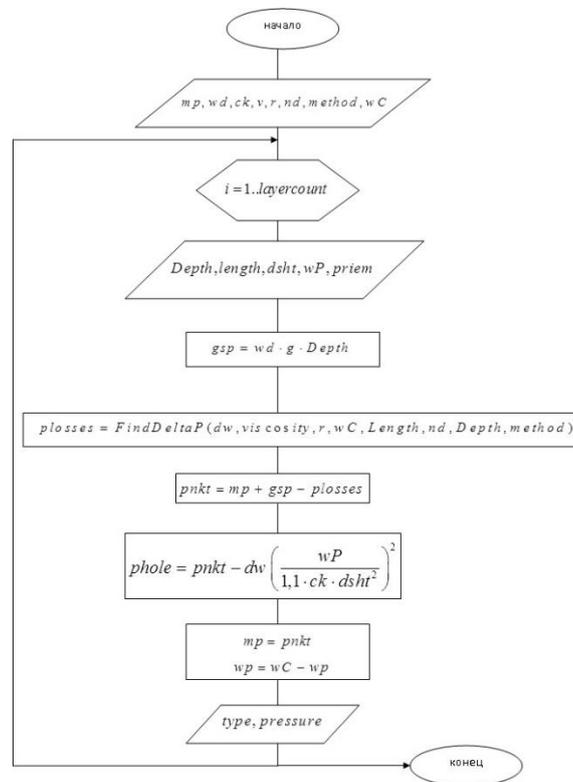


Рисунок 4 – Блок-схема алгоритма определения пластовых давлений

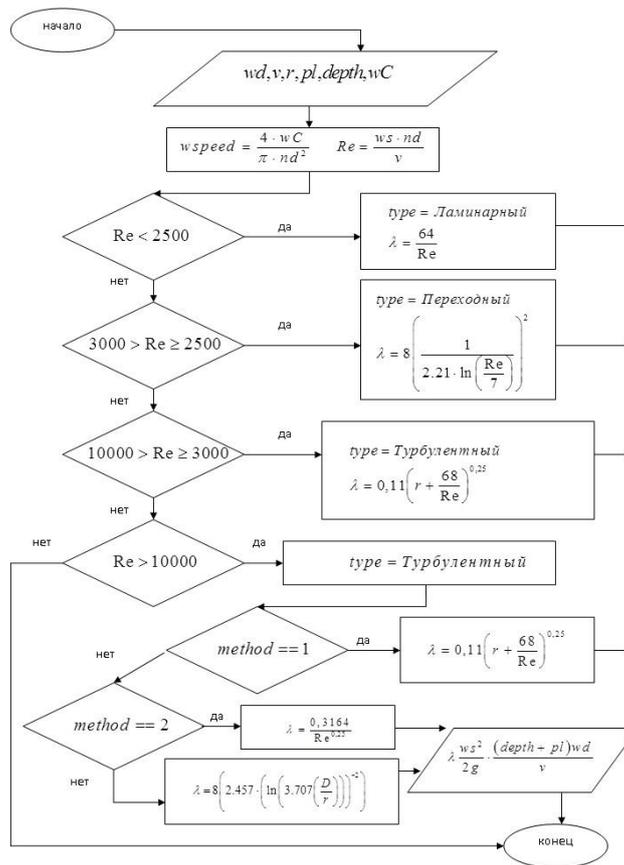


Рисунок 5 – Блок-схема алгоритма нахождения потерь давления

Общей, первоочередной подзадачей при решении всех данных задач является нахождение потерь давления, блок-схема алгоритма нахождения, которого представлена на рис. 5

5. Расчет диаметра пластового штуцера (для каждого пласта)

Исходными данными для этой задачи являются:

- Давление в линии, атм.
- Устьевое давление, атм.
- Диаметр устьевого штуцера, мм.
- Общий расход воды, $\frac{M^3}{сут}$.
- Внутренний диаметр НКТ, мм.
- Глубина, на которой устанавливается пластовый штуцер (для каждого пласта), м.
- Удлинение, м.
- Расход воды по пластам, $\frac{M^3}{сут}$.
- Коэффициент приемистости пластов, $\frac{M^3}{сут \cdot атм}$.
- Пластовое давление, атм. (для каждого пласта).

6. Расчет приемистости пласта (для каждого пласта)

Исходными данными для этой задачи являются:

- Давление в линии, атм.
- Устьевое давление, атм.
- Диаметр устьевого штуцера, мм.
- Общий расход воды, $\frac{м^3}{сут}$.
- Внутренний диаметр НКТ, мм.
- Глубина, на которой устанавливается пластовый штуцер (для каждого пласта), м
- Удлинение, м.
- Расход воды по пластам, $\frac{м^3}{сут}$.
- Пластовое давление, атм. (для каждого пласта).
- Диаметр устьевого штуцера, мм.

7. Определение расхода жидкости (воды) по пластам

- Давление в линии, атм.
- Устьевое давление, атм.
- Диаметр устьевого штуцера, мм.
- Общий расход воды, $\frac{м^3}{сут}$.
- Внутренний диаметр НКТ, мм.
- Глубина, на которой устанавливается пластовый штуцер (для каждого пласта), м.
- Удлинение, м.
- Коэффициент приемистости пластов, $\frac{м^3}{сут \cdot атм}$.
- Пластовое давление, атм. (для каждого пласта).
- Диаметр устьевого штуцера, мм.

Интерфейс разработанной программы обеспечивает максимум удобств при работе оператора. Минимальное разрешение монитора, при котором происходит корректная работа программы – 1024x768 точек. Такой режим обеспечивает минимальную нагрузку на глаза, не раздражает крупной, просматриваемой текстурой экрана. Сами же цвета подобраны так, чтобы обеспечивать максимальную четкость и контрастность изображения на экране.

Предусмотрено сохранение задачи в файле и автоматическое заполнение формы, загрузкой данных из внешнего файла, что освобождает оператора от ввода данных вручную.

Немаловажным достоинством интерфейса является система подсказок, которая указывает об обязательных для заполнения полей для выбранной задачи.

Система меню и строка состояния позволяет последовательно произвести решение задачи.

Значительное внимание в разработке программы уделено обработке исключительных ситуациях, которая осуществляет контроль вводимой информации. Система обработки ошибок программы дает оператору достаточно широкую информацию о допущенной им ошибке.

В ходе проектирования, согласно составленному техническому заданию, была создана компьютерная модель, позволяющая проводить расчеты физических параметров одновременно-раздельной и поочередной эксплуатации нескольких пластов одной нагнетательной скважины, оптимизировать исследования и расчёт параметров нагнетательной скважины при ОРЗ, адаптировать КМ для обучения по специальным дисциплинам направления подготовки «Нефтегазовое дело».

Для создания модели была выбрана среда разработки Visual Studio NET. Основным назначением КМ является повышение эффективности и качества проводимых лабораторией работ

Разработанная КМ позволяет решать обучающие, научно-исследовательские задачи и проблемные научно-технические вопросы.

Создание КМ одновременно-раздельной и поочередной эксплуатации нескольких пластов (от двух до четырех пластов) одной нагнетательной скважины, позволяет оптимизировать расчет основных физических параметров, описывающих процесс закачки жидкости в пласты скважины.

Библиографический список

1. Имитационное моделирование систем / В. Д. Боев. - Москва : Юрайт, 2017. - 253 с. - URL : <http://simulation.su/uploads/files/default/2017-uch-posob-boev.pdf>. - Текст : электронный.

2. Гателюк О. В. Численные методы / О. В. Гателюк, Ш. К. Исмаилов, Н. В. Манюкова. - Москва : Юрайт, 2019. - 140 с. - Текст : непосредственный.

3. Горностаев О. М. Математическое и компьютерное моделирование / О. М. Горностаев. - Текст : электронный // Москва : Мир науки. - 2019. - URL : <https://izd-mn.com/PDF/50MNNPU19.pdf> (дата обращения 13.05.2021).

4. Косьянов П. М. Виртуальный лабораторный комплекс по квантовой, атомной и ядерной физике : учебное пособие. - Библиотечно-издательский комплекс ТИУ, 2016. - 175 с. - Текст : непосредственный.

5. А. с. 2020610888 Российская Федерация. Виртуальный лабораторный комплекс по квантовой физике : № 2019667830 : заявл. 30.12.19 : опубл. 21.01.20 / Косьянов П. М. - Текст : непосредственный.
6. А. с. 2020610889 Российская Федерация. Виртуальный лабораторный комплекс по ядерной физике : № 2019667813 : заявл. 30.12.19 : опубл. 21.01.20 / Косьянов П. М. - Текст : непосредственный
7. Косьянов П. М. Разработка информационной системы лаборатории ФНСиП. Инновационные технологии в образовательном процессе: монография. В 2 т. Т. 2. / П. М. Косьянов. - Тюмень, 2019. - С. 8-39. - Текст : непосредственный.
8. Маликов Р. Ф. Основы разработки компьютерных моделей сложных систем / Р. Ф. Маликов. - Уфа : БГПУ, 2012. - 257 с. - Текст : непосредственный.
9. Манюкова Н. В. Методология проектирования и разработки обучающих программных комплексов / Н. В. Манюкова, Л. Ю. Уразаева. - Текст : непосредственный // В сборнике : Современное программирование. Материалы II Международной научно-практической конференции; отв. ред. Т. Б. Казиахмедов, 2019. - С.112–116. - Текст : непосредственный.
10. Пат. RU2003127627/03А Российская Федерация, «Способ Шарифова однораздельной и поочередной эксплуатации нескольких пластов нагнетательной скважины» : 2003127627/03 : заявл. 11.09.2003 : опубл. 27.03.2005 / Шарифов М. З., Леонов В. А. ; патентообладатель Федеральный институт промышленной собственности, отделение ВПТБ. - Текст : непосредственный.

ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРАТАЦИИ ШЛАКОЦЕМЕНТНЫХ КОМПОЗИЦИЙ

Овчинников В.П., г. Тюмень, ovchinnikovvp@tyuiu.ru

В настоящее время количество месторождений с легкодоступными по геологическим и технологическим условиям сокращается [1] (глубины ≈ 5000 м, температура 200-300 °С и давления около 200 МПа), это требует особых условий цементирования и свойств тампонажных цементов со специфическими характеристиками.

Инновации в цементировании нефтяных скважин включают использование доменного шлака для решения возникающих проблем при цементировании скважин с высокими температурами. Преимущество использования шлаков было обусловлено его составом – практически идентичным составу портландцементного клинкера при меньшим содержанием оксидов кальция и большим содержанием оксидов кремния в химическом отношении, а в минералогическом - двухкальциевого силиката β -модификации [2,3].

Настоящее исследование направлено на изучение активации цементного раствора с добавлением шлака (20-30% от веса цемента), микроструктуры полученного материала и воздействия такой активации на развитие его механических свойств.

Для исследований были использованы следующие материалы: цемент ПЦТ I-G-CC-2 ГОСТ 1581-96 и шлак доменный ООО «Мечел-Материалы» г. Челябинск. Шлак измельчали на вертикальной мельнице LOESCHE до тонкости помола по Блейну 280-320 м² / кг. Шлаковые смеси из портландцемента типа G и гранулированного доменного шлака были приготовлены в пропорциях (цемент/шлак) – 100/0, 80/20, 70/30. Во всех случаях использовали соотношение жидкость/твердое вещество 0,42. Призматические образцы размером 4 x 4 x 16 см были приготовлены для каждой суспензии и отверждены при 22 ± 2 °С в течение 2 и 28 дней. Во всех случаях суспензии выдерживали при относительной влажности более 95%. Значения прочности на сжатие и изгиб были взяты как средние для трех и шести показаний. Модуль упругости при сжатии был найден для доменного шлака и цементного раствора класса G на 28-дневных образцах размером 4 x 4 x 16 см. Этот тест проводился на ультразвуковом анализаторе цемента (UCA) OFITE.

После того, как 28-дневные образцы, отвержденные при 20 °С, были испытаны на прочность на сжатие, образцы были взяты и проанализированы под растровым электронным микроскопом. Во всех образцах наблюдались зерна безводного цемента и шлака, различимые из-за их более белого цвета и химического состава (рисунок 1).

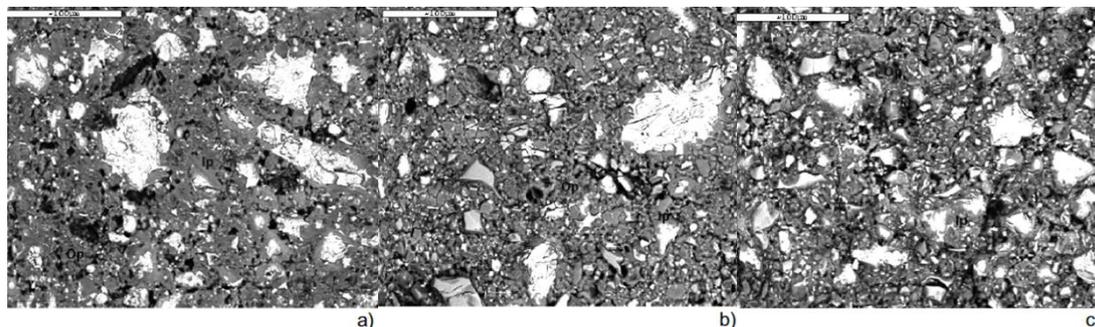


Рисунок 1 – Микрофотографии 28-дневных суспензий, отвержденных при 20 °С: (a) 100/0, (b) 80/20, (c) 70/30.

Таким образом, калориметрические данные показывают, что частичная замена цемента доменным шлакосодержащим цементом приводила к гидратации цемента и уменьшала скорость осаждения продуктов реакции по сравнению с цементом без этой добавки. Количество портландита, обнаруженного с помощью РЭМ микрофотографий, уменьшалось с увеличением доли шлака в растворе.

Эти данные свидетельствуют о том, что раствор ингибировал и замедлял гидратацию портландцемента. Такое ингибирование может быть связано с высоким рН среды, вызванным силикатом натрия, который может препятствовать растворению силикатных фаз в портландцементе. Более того, это ингибирование объясняет более низкую механическую прочность, наблюдаемую в смесях. Тем не менее, результаты микрофотографии 28-дневных суспензий подтвердили, что шлак, присутствующий в смесях цемент / шлак, тем не менее, является химически активным веществом.

Библиографический список

1. Булатов А. И. Тампонажные материалы / А. И. Булатов, В. С. Данюшевский. - Москва : Недра, 1987. – 280 с. – Текст : непосредственный.

2. Рожкова О. В. Добавки в тампонажный раствор для крепления глубоких скважин / О. В. Рожкова. - Текст : непосредственный // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки. Материалы международной научно-практической конференции. – Тюмень, 2021. – С. 73-76.

3. Овчинников В. П. Тампонажные композиции для крепления высокотемпературных скважин / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова, С. Ю. Рожков. – Текст : непосредственный // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. Материалы докладов Международной академической конференции. – Тюмень, 2020. – С. 115-119.

ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

Петляк А.А., ГУП РК «Черноморнефтегаз», Республика Крым

Заканчивание газодобывающих скважин на шельфе Черного моря – это один из наиболее важных и экономически значимых этапов в процессе их строительства. Опыт доказывает, что качество выполнения работ при заканчивании, а точнее начиная от выбора эффективной технологии первичного вскрытия продуктивных пластов и заканчивая работами по вызову притока углеводородов, оказывает существенное влияние на достижение скважиной потенциально возможных дебитов, ее эксплуатационную надежность и срок эффективной эксплуатации.

Оборудование газодобывающей скважины с горизонтальным окончанием включает: спущенный в горизонтальный необсаженный

участок ствола скважины хвостовик, подвешенный и удерживаемый за счет фиксации его защелочного соединения с защелочным замком обсадной колонны скважины; хвостовик включает в себя центраторы, между которыми установлены противопесочные фильтры (к примеру, с проволокой); в верхней части хвостовика расположен ловильный патрубок с левой резьбой, выше хвостовика в скважину на колонне насосно-компрессорных труб спущено внутрискважинное оборудование для добычи газа (снизу-вверх): воронка с косым срезом, посадочный ниппель для установки датчика давления, перфорированный патрубок, пакер механического действия, циркуляционный клапан, клапан-отсекатель с подземным управлением.

Оборудование устанавливается следующим образом (рисунок 1).

Осуществляют бурение газодобывающей скважины до кровли продуктивного пласта. Производится спуск обсадной колонны, в нижней части которой (т.е. в стенке нижней обсадной трубы) имеются защелочные замки. Обсадная колонна спускается до кровли продуктивного пласта. Далее скважина цементируется до устья и оставляется на ожидание затвердевания цемента (ОЗЦ) с образованием в заколонном пространстве цементного камня.

После ОЗЦ в скважину на бурильной колонне производится спуск долота меньшего диаметра и скважина добурируется с горизонтальным вхождением в продуктивный пласт.

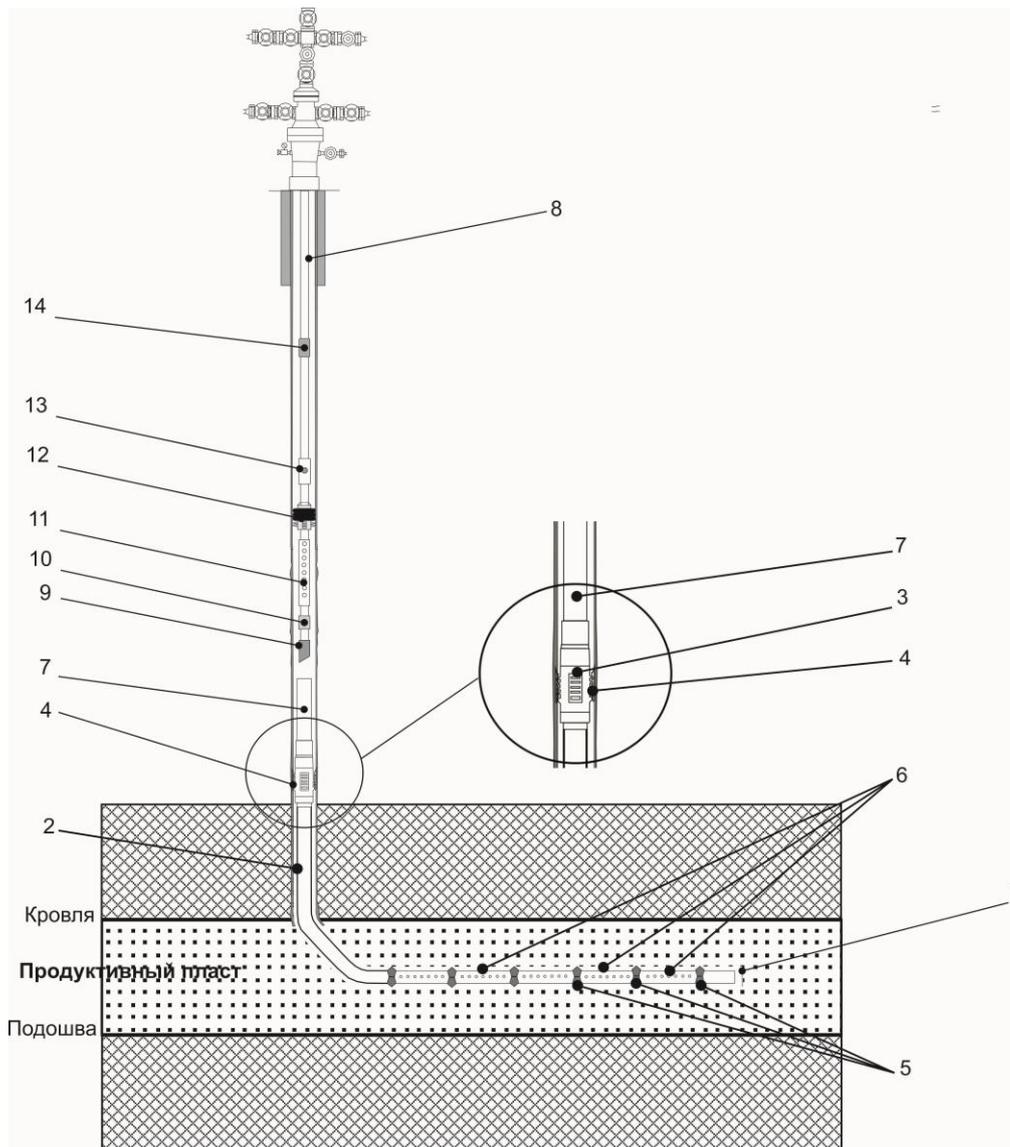


Рисунок 1 – Заканчивание газодобывающей скважины, где 1-горизонтальный участок скважины; 2-хвостовик; 3-защелочные соединения хвостовика; 4-защелочные замки обсадной колонны; 5-центраторы; 6-противопесочные фильтры; 7-ловильный патрубок; 8-колонна насосно-компрессорных труб; 9-воронка с косым срезом; 10-посадочный ниппель; 11-перфорированный патрубок; 12-эксплуатационный пакер механического действия; 13-циркуляционный клапан; 14-клапан-отсекатель с подземным управлением

После проведения буровых работ осуществляется подъем буровой колонны и в скважину производится спуск хвостовика с фильтрами, расположенных между центраторами.

В верхней части спускаемого хвостовика расположен ловильный патрубок, ниже которого расположена труба с защелочными соединениями

(пазами). Контур защелочных соединений(пазов) трубы совпадают с пазами защелочного замка нижней обсадной колонны.

Ловильный патрубок имеет левую резьбу, что позволяет колонне, на которой спускается хвостовик и центраторами, отвернуться после установки защелочных соединений хвостовика в защелочные замки нижней обсадной колонны.

После установки хвостовика (т.е. попадания защелочных соединений хвостовика в защелочные замки обсадной колонны) осуществляется спуск внутрискважинного оборудования для добычи газа, а точнее воронка с косым срезом, посадочный ниппель для установки датчика давления, перфорированный патрубок, пакер механического действия, циркуляционный клапан, клапан-отсекатель с подземным управлением.

Библиографический список

1. Басарыгин Ю. М. Заканчивание скважин / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – Москва : Недра-Бизнесцентр, 2000. – 667 с. – Текст : непосредственный.

2. Долгих Л. М. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин : учебное пособие / Л. М. Долгих. - Пермь: Пермский государственный технический университет, 2007. - 189 с. - Текст : непосредственный.

3. Поляков В. Н. Технология заканчивания нефтяных и газовых скважин / В. Н. Поляков, Р. К. Ишкаев, Р. Р. Лукманов. – Уфа: «ТАУ», 1999. – 408 с. – Текст : непосредственный.

КОМБИНИРОВАННЫЕ РЕЖУЩЕ-ШАРОШЕЧНЫЕ БУРОВЫЕ ДОЛОТА СО ВСТРОЕННЫМИ УСПРУГИМИ ЭЛЕМЕНТАМИ

Биратко А.В., группа ТССм 21-1, г. Тюмень, sanya5599@bk.ru

В последние десятилетие объемы эксплуатационного бурения в России уверенно растут, в то время как объемы разведочного бурения остаются приблизительно на одном уровне. По итогам 2019 года объемы проходки в эксплуатационном бурении по стране увеличились на 95% по сравнению с 2009 г., составив 27,3 млн м (2009 г. – 14,0 млн м). В разведочном бурении объемы в 2019 г. составили 1,1 млн м (2009 г. – 1,2 млн м).

Рост объемов бурения и, как следствие, поддержание и увеличение добычи нефти в России определяет устойчивость не только нефтегазового комплекса, но и экономики страны в целом. Поэтому развитие рынков высокотехнологичных сервисных и инжиниринговых услуг является одной из приоритетных национальных задач. Для повышения эффективности

отечественного нефтесервиса необходима глубокая модернизация, в первую очередь преодоление технико-технологического отставания бурового сервиса, устранение морального и физического износа парка буровых установок, ускорение темпов обновления материально-технической базы.

Наиболее распространенным видом среди породоразрушающих буровых инструментов являются шарошечные долота, применяемых для бурения скважин от мягкой до весьма твердой породы. Однако они имеют ряд существенных недостатков, таких как высокая стоимость, невысокая наработка и интенсивное пылеобразование, а также шарошечные долота являются немонтируемыми, поэтому в случае выхода из строя хотя бы одной из шарошек их эксплуатация становится невозможной.

Одним из направлений совершенствования бурового инструмента является создание комбинированных режуще-шарошечных долот, имеющих в качестве породоразрушающих элементов шарошки и режущие лопасти или резцы. Степень эффективности таких долот в значительной степени зависит от их компоновки, то есть расположения шарошек и режущих органов на корпусе долота. Использование таких долот наиболее рационально при бурении по перемежающимся по крепости породам, которые позволяют разбуривать мягкие породы наиболее производительным режущим органом, а крепки прослойки – шарошечными породоразрушающими органами.

Осуществление поочередной обработки забоя, в этом случае обеспечивается не жесткостью связи между режущим и шарошечным органами, которая обеспечивается упругим элементом, в большинстве случаев - пружиной, сжатие которого регулируется в соответствии с условиями бурения.

На мягких породах разрушение забоя обеспечивается выступающей режущей частью, а при увеличении крепости породы в работу вступают шарошки и имеют место совместная обработка забоя шарошками и режущей коронкой. При этом доля участия режущей части (коронки) в разрушении забоя уменьшается по мере увеличения крепости породы.

Для того, чтобы разрушение горной породы проходило более эффективно, режущий орган должен опираться на встроенный в долото упругий элемент. В основном, конструкции РШД их режущие органы выполняются в форме лопасти сплошной или прерывистой режущей кромкой, опираются они на пружины. Первоначально тарельчатые пружины выполняли роль упругих элементов. В долоте конструкции 1 (рис. 1) две режущие лопасти 1, оснащенные съёмными резцами 2 и расположенные между шарошками 3, опираются на тарельчатые пружины 4 в стаканах 5 корпуса долота [1].

Для того, чтобы проверить на сколько данная конструкция проверит себя во время бурения, были проведены испытания в разрезах Западной

Сибири. Практическое применение показало, что данное долото позволяет существенно увеличить скорость бурения в 1,3–1,5 раза и эффективно бурить как слабые породы, так и крепкие за счет особенности конструкции. Также важным с экономической точки зрения, является повышение стойкости. В сравнении с серийными шарошечными долотами, стойкость выше в 1,75 – 2,8 раза.

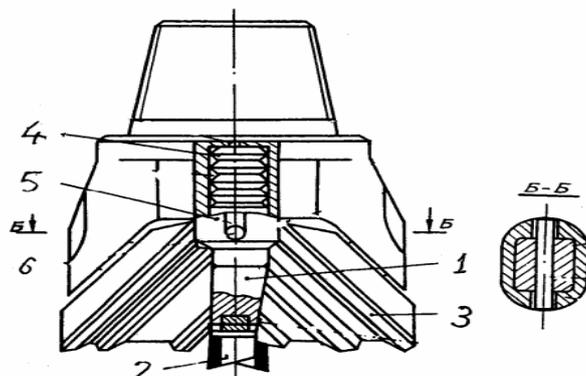


Рисунок 1 – Конструкция режуще-шарошечного долота с тарельчатыми пружинами

Наравне с достоинствами данной конструкции, также присутствуют и недостатки, основной минус заключается в сложности регулирования осевой нагрузки, которая передаётся на режущий элемент.

Далее в качестве упругого элемента были использованы резиновые амортизаторы. Использовались амортизаторы цилиндрической формы, с отверстием по середине, которые монтируются в отверстия корпуса долота. При создании усилия, упругий элемент сжимается, и приобретает бочкообразную форму, в следствии этого наблюдается эффект объемного сжатия и жесткость амортизатора резко возрастает. Из-за этого эффекта ограничивается перемещение режущего элемента, что приводит к тому, что режущий элемент на протяжении всего процесса бурения контактирует с породой.

Следующая разработка – это режуще-шарошечное долото с устройством для полной разгрузки режущего органа для бурения крепких и абразивных пород. Данная конструкция позволяет в момент превышения осевого усилия над силой предварительного сжатия пружины 1, приводимого в действие за счет гайки 4, резьбовой хвостовик долота смещается вниз и вместе с ниппелем 3. В тот же момент смещается вниз нажимная трубка 6, ввернутая в хвостовик,

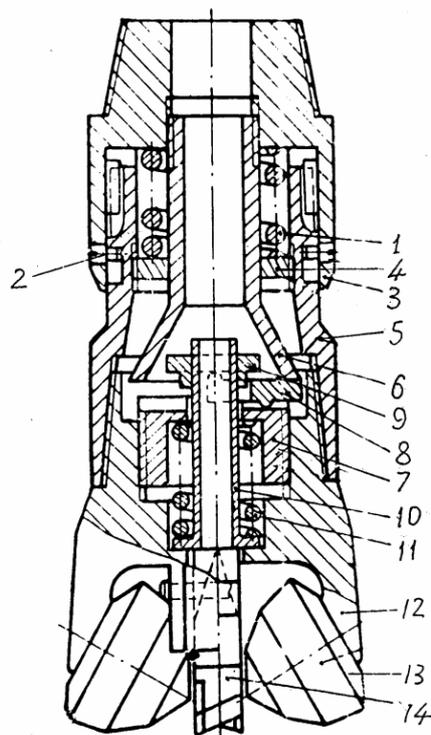


Рисунок 2 – Режуще-шарошечное долото для бурения абразивных пород

Она в свою очередь поворачивает двулучий рычаг-вилку 8. Рычаг 8, проворачиваясь воздействует через гайку 7 и стакан 10 на пружину 11 и сжимая её, смещает вверх режущую лопасть 14, что приводит к отрыву режущей части от забоя. Так как лопасти не контактируют с забоем, разрушение породы происходит шарошками 13, они монтируются на лапах 12. Для того, чтобы регулировать сжатие пружины 11, используют гайку 9.

Чтобы присоединить лапу к хвостовику, используют муфту 5. Ход хвостовика ограничен винтами 2.

Главным недостаток этой конструкции заключается в сложности конструкции и высокой стоимости изготовления.

Еще одним техническим решением для усовершенствования конструкции режуще-шарошечных долот является использование в качестве упругого элемента сжатого воздуха. Сжатый воздух, заключенный в замкнутой камере, является упругим телом, амортизирующим толчки и удары, возникающие на режущих элементах и шарошках. При резком увеличении осевой нагрузки на породоразрушающие элементы происходит сжатие воздуха в камере и смещение вверх цилиндра относительно поршня, жестко соединенного с хвостовиком долота, вверх [2].

Для смягчения удара и возврата цилиндра в исходное положение служит также сжатый воздух, поступающий из бурового става через отверстия малого диаметра.

Таким образом в РШД в качестве упругих элементов, выполняющих различные функции, могут быть использованы тарельчатые и спиральные стальные пружины, резиновые амортизаторы и сжатый воздух.

Библиографический список

1. Техника, технология и опыт бурения нефтяных и газовых скважин / Ред. В. А. Перетолчин. – Москва : Недра, 2009. - 286 с. - Текст : непосредственный.

2. Катанов Б. А. Новая конструкция режущешарошечного долота / Б. А. Катанов. - Текст : непосредственный // 2001. - № 3. - С. 53-54.

Научный руководитель: Паникаровский Е.В., к.т.н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин

ПРИЧИНЫ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ЕЕ УСТРАНЕНИЯ

Сурман М.М., группа ТССм-21-1, г. Тюмень, surman_mm@chngg.ru

Введение. Загрязнение призабойной зоны (кольматации) происходит уже во время первичного вскрытия продуктивного пласта. Это связано с уплотнением породы от воздействия бурового инструмента и горного давления, а также воздействием различных реагентов, которые содержатся в буровых растворах.

Значительному снижению влияния кольматации способствует использование бурового раствора на углеводородной основе или применение ПАВ. И те, и другие снижают набухания глин.

По причине отсутствия информации о форме и размерах зоны кольматации, фазовых проницаемостях в зоне загрязнения и т.д., простые аналитические решения притока нефти к скважине даже при вскрытии вертикальным стволом не получены. Поэтому в общем виде выделяют две зоны: призабойную зону с известными размерами $R_{пр}$ и проницаемостью $k_{пр}$ и зону за ее пределами с R_k - $R_{пр}$ и проницаемостью $k_{пл}$.

Как показывает мировая практика, основной причиной недостижения планируемого дебита нефти является загрязнения призабойной зоны пласта из-за негативного воздействия бурового раствора. Данный процесс обусловлен воздействием фильтрата раствора на породу-коллектор. Вследствие этого воздействия происходит разбухание породы и уменьшение проницаемости. При этом негативную роль так же играет и твердая фаза бурового раствора, которая закупоривает каналы, по которым может происходить фильтрация нефти.

В последнее время наибольшим интересом обладают безглинистые буровые растворы с добавками биополимеров, так как они, как правило, содержат ингибитор набухания глин, так же они обладают довольно обширной областью применения.

Загрязнение продуктивных пластов буровым раствором во время бурения негативно сказывается на запуске скважины и последующей ее эксплуатации. Геофизические исследования показывают, что в низкопроницаемом коллекторе фильтрат бурового раствора проникает значительно глубже, чем в высокопроницаемом коллекторе. Это объясняется временем образования глинистой корки. В коллекторе с низкой проницаемостью фильтрационная корка образуется медленнее, менее прочная и легко разрушаема механическим воздействием бурового инструмента.

Фильтрация из пласта в скважину и из скважины в пласт при бурении низкопроницаемого коллектора происходит из-за отсутствия преграды (полупроницаемой глинистой корки), объем фильтрующейся жидкости зависит от длительности процесса и величины перепада давления в системе «скважина-пласт». Для уменьшения данного объема целесообразно снизить величину репрессии до минимума, а для полного предотвращения загрязнения призабойной зоны пласта необходимо создать незначительную депрессию.

Целью работы является оценка фильтрационных и реологических свойств безглинистых биополимерных буровых растворов в зависимости от концентрации и разновидности крахмала.

В качестве **объекта исследования** рассматриваются реологические и фильтрационные свойства, а предметом исследования является безглинистый биополимерный буровой раствор.

Результат исследования. Практическая значимость результатов данной статьи направлена на выдачу рекомендации по оптимальной концентрации и модификации крахмального агента.

Выводы. Для сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта буровой раствор должен обладать минимальными значениями показателя фильтрации и наименьшим временем образования глинистой корки. Для регулирования фильтрационных свойств бурового раствора используют различные виды крахмала.

Библиографический список

1. Абызбаев И. И. Диагностирование состояния призабойных зон скважин по кривым восстановления давления с целью проведения термогазохимического воздействия / И. И. Абызбаев, Ю. В. Зейгман, С. В. Янченко. - Текст : непосредственный // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения : труды. - Уфа, 2014. - С. 258-263.

2. Пат. 2176726 Россия, МПК 7E21B43/25A. Забойный генератор виброакустических колебаний и способ восстановления коллекторских свойств призабойной зоны скважины с его применением : № 2000109185/03 : заявл. 12.04.00 : опубл. 2001 / Атнабаев З. М. Баграмов К. А., Дьячук И. А., Пестрецов Н. В., Репин Д. Н., Репин Н. Н., Хасанов М. М., Янкин Б. Д. ; заявитель и патентообладатель Уфа. Уфимский филиал ООО «ЮганскНИПИнефть». - Текст : непосредственный.

3. Салаватов Т. Ш. Усовершенствованная технология микробиологического воздействия на нефтяной пласт и призабойную зону скважин / Т. Ш. Салаватов, Й. М. Алиев, Ш. А. Габибуллаева. - Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. - Москва, 2015. - №6. - С. 45-47.

4. Сулейманов Б. А. Повышение эффективности физического воздействия на призабойную зону нефтесодержащих скважин / Б. А. Сулейманов, Ш. З. Исмаилов. - Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. - Уфа, 2005. - №1. - С. 9.

5. Шахвердиев А. Х., Газохимические воздействия для улучшения фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны скважины / А. Х. Шахвердиев, Г. М. Панахов, Э. М. Аббасов. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - Москва, 2003.

ВЛИЯНИЕ ТЕРМОСТАРЕНИЯ НА БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

Матвиенко И.С., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящей работе рассмотрены буровые растворы на углеродной основе для вскрытия продуктивных пластов на месторождениях с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). Влияние температуры на свойства бурового раствора в течение 14 часов.

Во время работы при забойных температурах параметры бурового раствора склонны меняться. Это нужно учитывать для предотвращения осложнений в процессе углубления забоя скважины. При изменении реологических показателей бурового раствора ухудшается его способность выносить выбуренную породу на поверхность. При изменении его фильтрационных свойств увеличение интенсивности снижения ФЭС призабойной зоны продуктивно пласта, что негативно скажется на его проницаемости и как вследствие, уменьшение дебита скважины. В обратном же случае, уменьшение скорости механической скорости углубления скважины. Что потребует соответствующих действий и затрат для устранения осложнений.

Рецептуры буровых растворов для исследования выбирались опытным путём с примерно схожими показателями реологии и плотностей.

Для испытания было приготовлено 4 буровых раствора на основе минерального масла REABASE марки Б1 в качестве дисперсной среды и рассола хлористого кальция в качестве дисперсной фазы с различным набором химических добавок. Таких как: регуляторы реологии, понизители фильтрации, гидрофобизаторы и утяжелители бурового раствора в различных пропорциях.

Для испытаний буровых растворов было задействовано следующее оборудование:

1. Высокоскоростная мешалка Hamillton (21000 об/мин);
2. Мешалка верхнеприводная модели ES-8300 D;
3. Металлические рычажные весы OFITE модели 115-00;
4. Вискозиметр OFITE модели 900;
5. Фильтр-пресс OFITE НТНР модели 170-95;
6. Ретортная установка OFITE модели 165-14-2;
7. Вальцовая печь термостатирования OFITE модели 172-00.

Рецептуры буровых растворов, приготовленных для испытания, представлены ниже, в таблицах 1-4. В процессе приготовления важно наблюдать за температурой бурового раствора, она не должна превышать 60° С. Это обуславливается химическими свойствами компонентов. Считать далее полученные параметры верными - некорректно.

Таблица 1 – Рецепт и порядок приготовления РУО №1

Этап приготовления	Наименование компонента	Ед. изм	Объём	Перемешивание, мин.
1	Минеральное масло REABASE Б1	мл.	700	0
2	Органобентонит VG - Plus	г.	15	15
3	Эмульгатор Sibmul	мл.	25	15
4	Регулятор реологии Reflat	мл.	15	10
5	Понизитель фильтрации Versatrol M	г.	15	10
6	Известь	г.	25	15
7	Рассол хлористого кльция 50/300	мл.	250	20
8	Барит	г.	800	35
Дегазирование раствора				15 мин.
Температура после приготовления				48° С

Таблица 2 – Рецепт и порядок приготовления РУО №2

Этап приготовления	Наименование компонента	Ед. изм	Объём	Перемешивание, мин.
1	Минеральное масло REABASE Б1	мл.	500	0
2	Органобентонит Black Hills Gel 2A	г.	19	15
3	Эмульгатор EMULRUS OBM	мл.	16	10
4	Известь	г.	12	10
5	Регулятор реологии REORUS OBM	мл.	20	5
6	Гильсонит FILRUS OBM	г.	2	10
7	Рассол хлористого кальция 45/300	мл.	120	20

8	Гидрофобизатор GIDRUS OBM	мл.	4	5
9	МК-40	г.	40	10
10	Барит	г.	800	20
Дегазирование раствора				15 мин.
Температура после приготовления				56° С

Таблица 3 – Рецепт и порядок приготовления РУО №3

Этап приготовления	Наименование компонента	Ед. изм.	Объём	Перемешивание, мин.
1	Минеральное масло REABASE Б1	мл.	500	0
2	Органобентонит Black Hills Gel 2A	г.	19	15
3	Эмульгатор EMULRUS OBM	мл.	16	10
4	Известь	г.	12	10
5	Регулятор реологии REORUS OBM	мл.	18	5
6	Гильсонит FILRUS OBM	г.	2	10
7	Рассол хлористого кальция 45/300	мл.	120	20
8	Гидрофобизатор GIDRUS OBM	мл.	4	5
9	Микрокальцит МК-40	г.	50	10
10	Барит	г.	700	20
Дегазирование раствора				15 мин.
Температура после приготовления				56° С

Таблица 4 – Рецепт и порядок приготовления РУО №4

Этап приготовления	Наименование компонента	Ед. изм.	Объём	Перемешивание, мин.
1	Минеральное масло REABASE Б1	мл.	500	0
2	Органобентонит Black Hills Gel 2A	г.	19	15
3	Эмульгатор EMULRUS OBM	мл.	16	10
4	Известь	г.	12	10
5	Регулятор реологии REORUS OBM	мл.	20	5
6	Гильсонит FILRUS OBM	г.	6	10
7	Понизитель фильтрации	мл.	3	10
8	Рассол хлористого кальция 45/300	мл.	120	20
9	Гидрофобизатор GIDRUS OBM	мл.	4	10
10	Барит	г.	700	20
Дегазирование раствора				15 мин.
Температура после приготовления				48° С

После приготовления растворов были проведены измерения плотности, реологических параметров, фильтрационных свойств растворов для определения начальных параметров. Результаты начальных параметров представлены в таблице 5.

Измерения на вискозиметре OFITE 900 были произведены с применением программного обеспечения «Orcada», позволяющего автоматизировать наименование и последовательность замеров, соответствующих задачам исследования.

Таблица 5 – Начальные параметры буровых растворов

Наименование испытания	Метод испытания	Параметры	Раствор №1	Раствор №2	Раствор №3	Раствор №4
Определение плотности бурового раствора	ГОСТ 33697-2015 (ISO 10414-2:2012)	Плотность, г/см ³	1,26	1,71	1,59	1,57
Определение реологических свойств буровых растворов	ГОСТ 33697-2015 (ISO 10414-2:2012)	R600	49,9	141,9	93,2	89,3
		R300	26,1	97,5	64,6	60,5
		R200	18	79,5	54,3	50,4
		R100	9,6	60,4	43,2	38,9
		R6	1,4	42,5	34,4	25,3
		R3	1,3	39,7	35,3	24,6
		Пластическая вязкость, сП	23,8	44,4	28,6	28,8
Статическое напряжение сдвига, фунт/100фут ²	ГОСТ 33697-2015 (ISO 10414-2:2012)	10 сек	2	40	9	26
		10 мин	4	42	46	30
Фильтрация НТНР	ГОСТ 33697-2015 (ISO 10414-2:2012)	Объём фильтрата, см ³	8,6	6	4,8	2
		Корка НТНР, мм	6	5	4	4
		Вода в фильтрате	нет	нет	нет	нет
Содержание водной, углеводородной и твёрдой фазы	ГОСТ 33697-2015 (ISO 10414-2:2012)	Водная фаза%	20	8	10	13
		Углеводородная фаза, %	72	66	66	65
		Твёрдая фаза, %	8	26	24	22

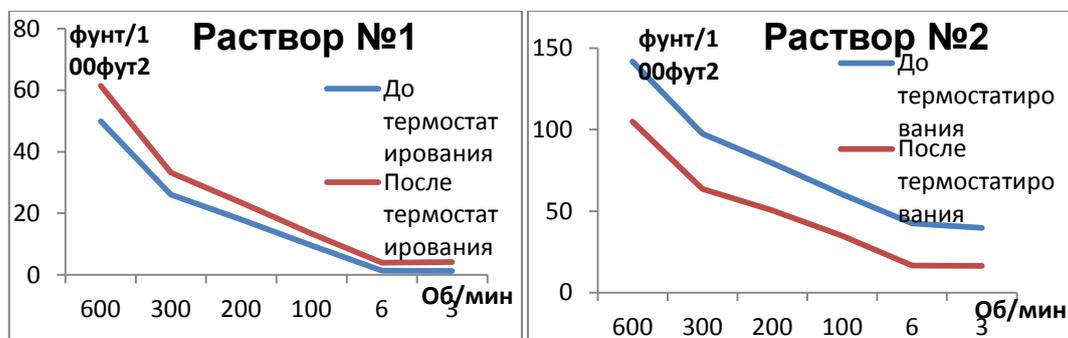
После приготовления, каждый раствор был помещён в печь термостатирования OFITE при температуре 80 °С.

Спустя 14 часов выдержки был проведён повторный комплекс измерений параметров растворов. Результаты измерений представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Параметры буровых растворов после термостарения

Наименование испытания	Метод испытания	Параметры	Раствор №1	Раствор №2	Раствор №3	Раствор №4
Определение плотности бурового раствора	ГОСТ 33697-2015 (ISO 10414-2:2012)	Плотность, г/см ³	1,24	1,72	1,56	1,59
Определение реологических свойств буровых растворов	ГОСТ 33697-2015 (ISO 10414-2:2012)	R600	61,4	104,9	74,2	77,2
		R300	33,2	63,7	47,3	46
		R200	23,5	50,5	37,4	35,3
		R100	13,4	34,9	26,7	23,9
		R6	4	16,7	15,5	10,7
		R3	4,2	16,4	15,3	10,1
		Пластическая вязкость, сП	28,2	41,2	26,9	31,2
		Динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут ²	5	22,5	20,4	14,8
Статическое напряжение сдвига, фунт/100фут ²	ГОСТ Т 33697-2015 (ISO 10414-2:2012)	10 сек	4	40	17	12
		10 мин	8	42	27	14
Фильтрация НТНР	ГОСТ Т 33697-2015 (ISO 10414-2:2012)	Объём фильтрата, см ³	9,8	7,4	10,4	3
		Корка НТНР, мм	5	5	7	4
		Вода в фильтрате	нет	нет	нет	нет

Анализируя полученные результаты до и после термостатирования, установлено что, в среднем реологические параметры первоначальных буровых растворов изменились в диапазоне от 20-ти до 50-ти процентов. Раствор под номером 1 оказался наиболее стабильным к влиянию температуры в течении длительного периода.



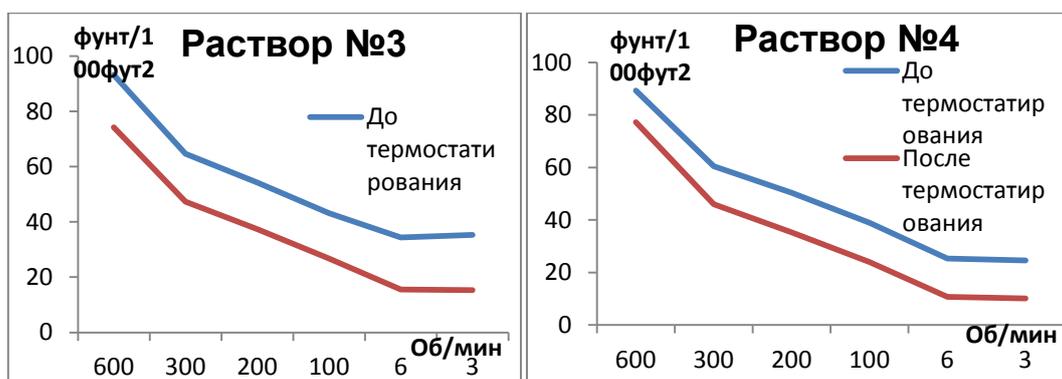


Рисунок 1 – Графики изменения напряжения сдвига от скорости сдвига.

После отработки раствора продолжительного времени необходимо сделать его дообработку, для восстановления его первоначальных реологических параметров, так как видно, что после термостатирования показатели реологии упали. Иначе, стоит ожидать осложнения при бурении и высокий индекс скин-фактора.

Научный руководитель: Тулубаев А.Б., к.т.н., доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»

РАЗРАБОТКА СОСТАВА И ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ В СКВАЖИНАХ ПОСЛЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РУО

Матвиенко И.С., группа ТССм 21-1, vipkaktys@mail.ru

**Таланчук В.С., инженер буровых и тампонажных растворов,
talanchukvs@nf.sibserv.com**

Янусов О.А., ВСм-21-1, г. Тюмень, Oleg.klass@bk.ru

Применение буровых растворов на углеводородной основе является фактором, способствующим снижению качества цементирования. Наличие на стенках скважины и колонны маслянистых остатков после использования РУО, препятствует формированию плотного контакта цементного камня с породой и колонной. Что обуславливает необходимость применения специальных буферных жидкостей.

По этой причине одновременно с разработкой РУО последовали технологические и рецептурные решения, направленные на устранение отрицательных последствий их применения с точки зрения качества цементирования обсадных колонн.

Первоначально использовались простые составы водных буферных жидкостей, которые совмещались с прокачиваемым перед ними разделяющими углеводородными жидкостями. Необходимость

предварительного прокачивания углеводородного разделяющего состава обусловлена требованиями исключить контакт водных систем с углеводородным буровым раствором и предотвратить образование непрокачиваемых смесей. Однако, учитывая низкую вытесняющую способность неструктурированных водных растворов ПАВ, а также их низкую плотность и невозможность их применения при вскрытии коллекторов с пластовыми давлениями выше гидростатического, в дальнейшем были разработаны более сложные составы буферных жидкостей, и также закачиваемые несколькими, различными по составу порциями.

Авторами [1] отмечают, что использование дизельного топлива приводит к образованию больших зон смешения с раствором на углеводородной основе, повышает вероятность выпадения твёрдой фазы в зоне смешения. В связи с этим, предложена универсальная композиция [1], которая исключает необходимость применения отдельного буферного разделяющего углеводородного состава благодаря хорошей совместимости с РУО и тампонажным раствором на водной основе.

Буферная жидкость с улучшенным моющим действием и способностью разделения жидкости за счет образования гидрофобной зоны смешения на границе с тампонажным раствором на водной основе содержит, мас. %: дизельное топливо – 17,0-51,0; вода – 12,0-59,0; эмульгатор ОП-4 моноалкилфениловые эфиры полиэтиленгликоля на основе полимердистиллята – 0,25-1,00; барит – 8,0-70,0.

Экспериментальные исследования буферных жидкостей:

В лаборатории ЦПИИР были проведены испытания утяжеленных буферных жидкостей на углеводородной основе. С целью повышения степени очистки стенок скважины и обсадных труб от бурового раствора на углеводородной основе были проведены исследования по разработке составов смывающих буферных жидкостей на углеводородной основе.

Как было установлено ранее, использование в качестве основы таких буферных составов керосина позволяет успешно решить основную задачу – эффективно удалять слой углеводородного бурового раствора. При этом сама пленка состава на основе керосина в последующем легко удаляется любым буферным составом на водной основе с поверхностно-активными веществами.

В качестве основы буферной жидкости использовался авиационный керосин, а в качестве утяжелителя и структурообразователя применялся органобентонит марки ОРБЕНТ-91.

Приготовление буферной жидкости осуществлялось путём постепенного ввода органобентонита в керосин и его перемешивания при помощи мешалки «Воронеж» в течение 20 мин до получения стабильной суспензии. Для определения реологических показателей использовался

вискозиметр фирмы «Ofite» модель 900, для измерения плотности использовались рычажные весы фирмы «Ofite».

На начальном этапе оценивалось влияние концентрации органобентонита на реологические и структурно-механические свойстваготавливаемых растворов. Результаты выполненных исследований приведены в таблице 1 и на рисунках 1 – 2.

Таблица 1 – Составы и свойства буферной жидкости на углеводородной основе (без гидрофобизатора)

Состав буферной жидкости, %	Плотность, кг/м ³	СНС, дПа		$\eta_{пл}$, мПа*с	τ_0 , дПа
		1 мин	10 мин		
керосин+ 3 % органобентонита	790	0,0	0,0	1	10,22
керосин+ 6 % органобентонита	790	5,1	5,1	3	5,11
керосин+ 7 % органобентонита	800	15,3	25,6	4	35,77
керосин+ 7 % органобентонита + 115,3 % барита (к объему раствора)	1450	429,2	485,5	17	1241,73
керосин+ 9 % органобентонита	810	40,9	51,1	4	81,76
керосин+ 9 % органобентонита+ 86,7 % барита (к объему раствора)	1420	434,4	557,0	-	-

По результатам исследований было выявлено, что введение в керосин 3% и 6% органобентонита недостаточно для получения структурированного раствора. С увеличением концентрации органобентонита до 7-9% происходит постепенное структурирование системы, с увеличением реологических показателей и проявлением статического напряжения сдвига (рисунок 1). При указанных концентрациях структурообразователя могут быть получены буферные жидкости низкой плотности с приемлемыми реологическими свойствами.

Концентрация органобентонита 9% является критической для получения утяжеленных систем с необходимыми реологическими свойствами. Если для системы без утяжелителя концентрация структурообразователя 9% является приемлемой, и растворы характеризуются невысокими реологическими свойствами, то в случае ввода в эту суспензию 86,7 % барита происходит её резкое загустевание.

Утяжелённая буферная жидкость плотностью 1450 кг/м³, содержащая 7 % органобентонита и 115,3 % барита (к объему раствора) также является высоковязкой, однако в отличии от предыдущего состава её характеристики определяются.

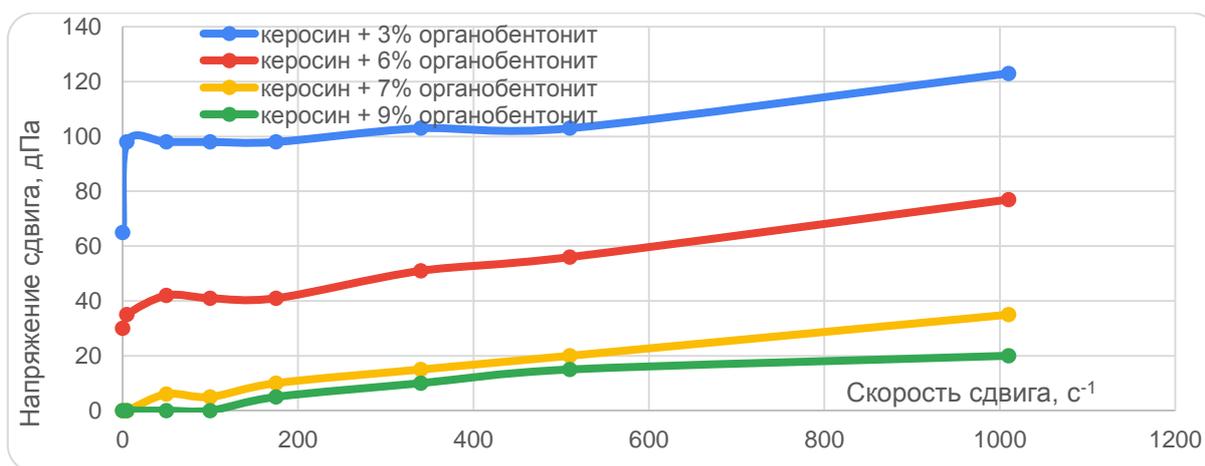


Рисунок 1 – Изменение напряжения сдвига от скорости сдвига буферных жидкостей с различным содержанием органобентонита, не утяжеленные

Далее проводились работы с гидрофобизатором АБР для повышения стабильности утяжелённых буферных жидкостей. Результаты данных исследований приведены в таблице 2 и рисунке 2.

Таблица 2 – Составы и свойства буферной жидкости на углеводородной основе с АБР

Состав буферной жидкости, %	Плотность, кг/м ³	СНС, дПа		$\eta_{пл}$, мПа*с	τ_0 , дПа
		1 мин	10 мин		
керосин+ 12 % органобентонита+1,7% АБР+100% барита	-	-	-	-	-
керосин+ 1,7 % АБР+7,5 % органобентонита + 100% барита	1350	46,0	66,4	4	15,33
керосин+ 2 % АБР+ 9 % органобентонита + 100 % барита	1350	51,1	81,8	7	45,99
керосин+ 9 % органобентонита + 2 % АБР + 100 % барита	1350	56,2	86,9	3	76,65
керосин+ 3 % АБР +7,5 % органобентонита + 223 % барита	1830	71,5	127,8	7	61,32
Добавки органобентонита, АБР, барит введены от массы керосина.					

Молекулы гидрофобизатора способны полностью растворяться в дисперсионной среде РУО, а наличие в их составе активной составляющей инициирует процесс солубилизации частиц барита.

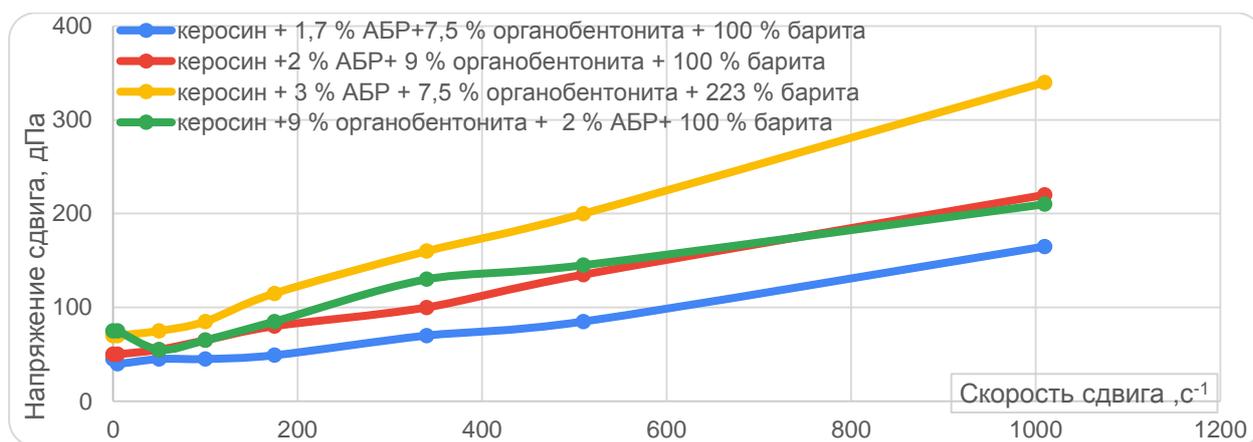


Рисунок 2 – Изменение напряжения сдвига утяжеленных буферных жидкостей с различным содержанием органобентонита

Установлено, что ввод 6% органобентонита даже в сочетании с АБР является недостаточным и полученные растворы нестабильны. Дополнительный ввод до 12% органобентонита привел к чрезмерному структурированию суспензии, у которой даже невозможно измерить реологические и структурно-механические показатели.

При разбавлении указанной загущенной буферной жидкости керосином, до получения систем с 9,0% и 7,5% органобентонита, были получены стабильные растворы, по реологическим показателям превышающие значения растворов, в которые изначально был введен органобентонит в таких же концентрациях.

Для получения стабильных хорошо подвижных растворов, приготовленных без разбавления более концентрированных суспензий, требуется не менее 7,5% органобентонита. Растворы характеризуются отсутствием эффекта существенного загустевания при последующем утяжелении. Даже ввод барита в системы с 9% органобентонита, не является проблематичным и приводит к резкому коагуляционному загустеванию растворов, который наблюдался при исследованиях без ввода гидрофобизатора АБР. Однако в случае необходимости получения буферных жидкостей с плотностью 1,83г/см³ и более целесообразно концентрацию органобентонита поддерживать не более 7,5%. Таким образом, ввод гидрофобизатора АБР в буферные жидкости на основе керосина и органобентонита позволяет получать стабильные, с различной плотностью и более подвижные системы.

Поскольку буферные жидкости на основе керосина имеют невысокую температуру вспышки, было принято решение продолжить работы с Полиэконол-Сан, а также смесью Полиэконон-Сан и керосина.

Установлено, что состав, включающий «Полиэконол-Сан +3,0 % АБР + 7,5 % органобентонита + 100 % барита», характеризуется

сопоставимыми реологическими показателями с составом, приготовленного на основе керосина (рисунок 3). Состав, включающий «Полиэконол-Сан+ 10% керосина + 6% органобентонита + 1,7 % АБР +100 % барита» обладает необходимым сочетанием хорошей смывающей способности и безопасно-высокой температурой вспышки.

Библиографический список

1. А. с. 1104240 Российская Федерация, МПК5Е 21 В 33/138. Буферная жидкость для разделения бурового раствора на углеводородной основе и тампонажного раствора на водной основе : № 3586608/23-03 : заявл. 24.02.1983 : опубл. 23.07.1984 / Рыбальченко В. С., Струбалина Н. В., Щавелев Н. И., Леонидова А. И., Мухин Л. К. - Текст : непосредственный.
2. Учебник по буровым растворам для инженеров (M-I-Drilling Fluids Co.) / Отв. А. И. Булатов, 1991г. – Текст : непосредственный.
3. Методика испытаний буровых растворов. Определение характеристик буровых растворов – средства и методы. - Varoid drilling Fluids, Inc., 1985г. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Тулубаев А.Б., к.т.н., доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»

ДОБЫЧА МЕТАНА ИЗ ГРЯЗЕВЫХ СИПОВ СО ДНА ЧЁРНОГО МОРЯ

Евчук Е.А., группа ТССм-21-1, г. Тюмень, eu4uk@yandex.ru

Структура баланса потребляемой энергии быстро меняется в зависимости от уровня развития цивилизации. В первой половине XIX века превалировало использование угля, во второй половине — нефти и природного газа. К концу XX века, по мере истощения ресурсов природных газов и, одновременно, расширения областей их применения и увеличения практической значимости в мировом народном хозяйстве, почти повсеместно усилилось внимание к изучению нетрадиционных ресурсов газа. Хотя некоторые из них, такие как газы угольных месторождений, исследуются и изучаются давно и есть серьезные результаты опытно промышленной и промышленной добычи в разных странах. Добыча нетрадиционного газа из других значимых его источников — низкопроницаемых коллекторов и сланцевых формаций — в значимых масштабах осуществляется пока только в США. Следует отметить, что промышленная добыча связана со значительным применением дорогостоящего оборудования и материалов, а также

влиянием на окружающую среду и неоднозначным отношением населения к применению этих технологий. Все это сказывается на экономических показателях, которые не способствуют расширению географии добычи.

В такой ситуации энергетическая проблема может быть решена за счет природных газовых гидратов, газ из сипов и грязевых вулканов.

В недрах Земли и в акваториях Мирового океана существуют практически неограниченные ресурсы природного газа в твердом гидратном состоянии, доступные большинству стран мирового сообщества

Количество газа в газогидратных (ГГ) залежах на нашей планете составляет (16—14000) 10^{12} м³. Это энергетический резерв человечества более чем на тысячу лет.

В 90-х годах XX столетия в Крыму обнаружены подводные месторождения газовых гидратов в Черном море в 45 км южнее г. Ялта. Объединением «Южморгеология» был организован ряд экспедиций, пробурены скважины, получены керны с образцами газовых гидратов. По данным исследователей и участников экспедиций (Ю.А. Бяков, Р.П. Круглякова, Е.Ф. Шнюков, В.П. Коболев), газогидраты, поднятые с глубоководной части Черного моря, содержат в среднем до 95% метана. Почти вся глубоководная часть Черноморской впадины по утверждению многих исследователей является благоприятной для гидратообразования. Региональные геофизические исследования этих авторов позволили получить пространственную картину распространения газогидратов в Черном море. Образование их возможно на глубинах 300-350 м, а для чистого метана — начиная с мощности водной толщи 700-750 м. Определена нижняя граница развития гидратов в толще осадков по геофизическим данным от 400-500 м до 800 - 1000 м ниже дна моря

Для разработки таких месторождений в будущем необходимо отработать методологически всеобъемлющую и максимально щадящую для окружающей природной среды технологию добычи газа из месторождений газовых гидратов. Требуется разработка комплексного подхода к освоению данного природного ресурса. Актуальность таких исследований подтверждается отсутствием научно обоснованных разработок, признанных мировыми лидерами добывающей промышленности.

Значительным ресурсом газа метана со дна Черного моря и по утверждению академика Губкина И.М. являющимся убедительным поисковым признаком есть газ из сипов и грязевых вулканов. В 90х годах XX столетия был организован ряд экспедиций, в которых принимали участие сотрудники объединения «Южморгеология» Ю.А. Бяков, Р.П. Кругляков, Е.Ф. Шнюков, В.П. Коболев. По результатам исследований Шнюкова Е.Ф. и Старостенко В.И., дно Черного моря представляет собой базальтовую плиту, которая покрывает мантию Земли. Под Черным морем строение земной коры напоминает океанское, но слой осадочных пород

там более 10 км, то есть толще, а слой базальтов имеет толщину меньше, чем под материками, но больше, чем под океанами — 10-20 км.

Предполагается, что метан в Черном море может залежать в двух состояниях — свободном и гидратном. Что касается гидратного состояния, то метан в виде газогидратного пласта залегает в донных осадках, состоящих из песка и органики, на глубине примерно двух километров. В то время как свободный метан находится в так называемых «газовых ловушках», которые формируются в разуплотненных породах. Существует некоторая закономерность: выделение метана в виде факелов проявляется только по периферии Черного моря, в то время как в Черноморской впадине практически отсутствует.

Количественные оценки наличия гидрата в толще придонных пород --могут быть получены лишь через постановку специальных исследований, включая бурение, отбор и исследование кернов.

Таким образом, непосредственно для Черного моря, поскольку найдены и исследованы мелководные районы распространения газогидратов в придонной области в виде пластов, линз и образований в поровой среде, исследователями предлагается уделить внимание сбору свободно всплывающего газа на больших площадях вблизи морского дна. На практике подводная добыча газа может осуществляться из уже действующих источников: газовых факелов либо подводных вулканов.

Как один из способов непрерывного отбора газа из газовых факелов предполагает использование газоотборного зонда со встроенным шлангом, который с борта специализированного судна лебедкой спускается на морское дно.

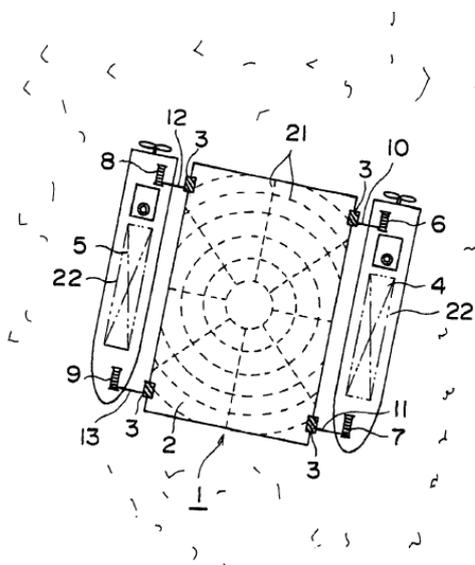


Рисунок 1 – Вид, иллюстрирующий состояние до погружения устройства для извлечения газообразного гидрата метана

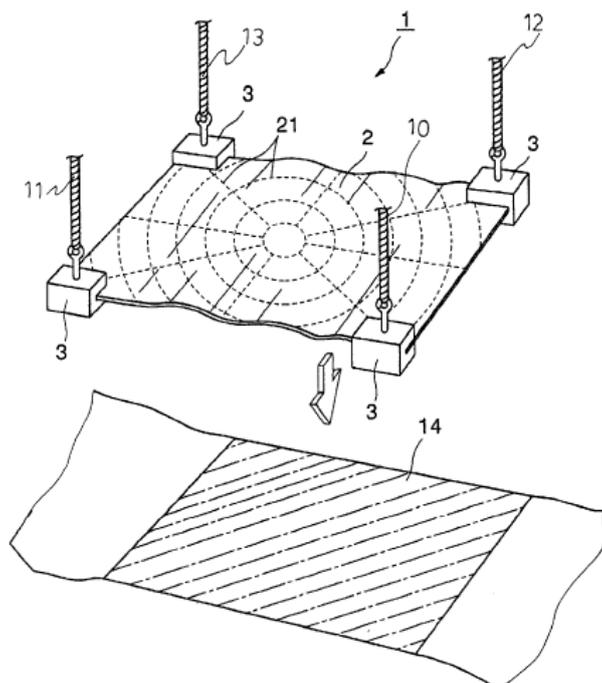


Рисунок 2

В конструкции прорезиненного армированного полотна 14 применяются бетонные якоря 3. Они дают отрицательную плавучесть конструкции, при опускании на дно с помощью тросов 10,11,12,13. Лист поднимается вверх за счет плавучести газифицированного гидрата метана.

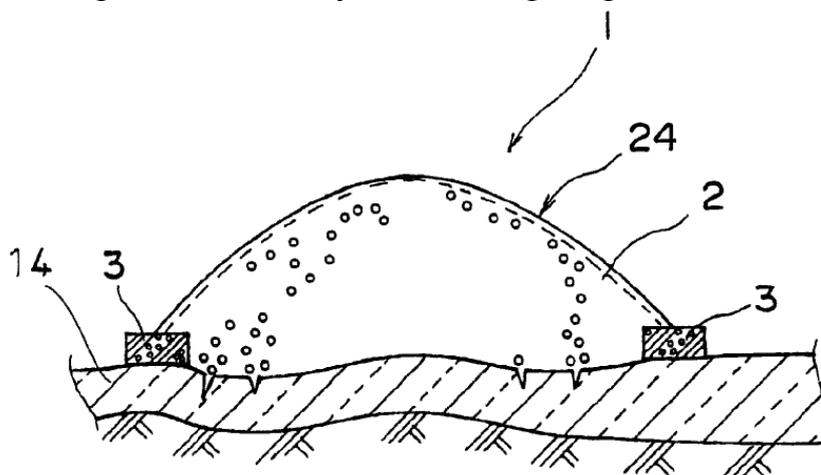


Рисунок 3

И устанавливается над газовым факелом при маневрировании судна. Собраный газ через гибкий рукав подается на судно, где установлен специальный блок, обеспечивающий влагоотделение, оценку интенсивности газовыделения и подачу газа в специальные емкости. Недостаток способа — невозможность активации источника с целью увеличения интенсивности газовыделения. Устройство для сбора

газообразного гидрата метана выполнено в форме купола с использованием каркасных элементов.

Устройство для сбора газообразного гидрата метана выполнено в форме купола с использованием каркасных элементов

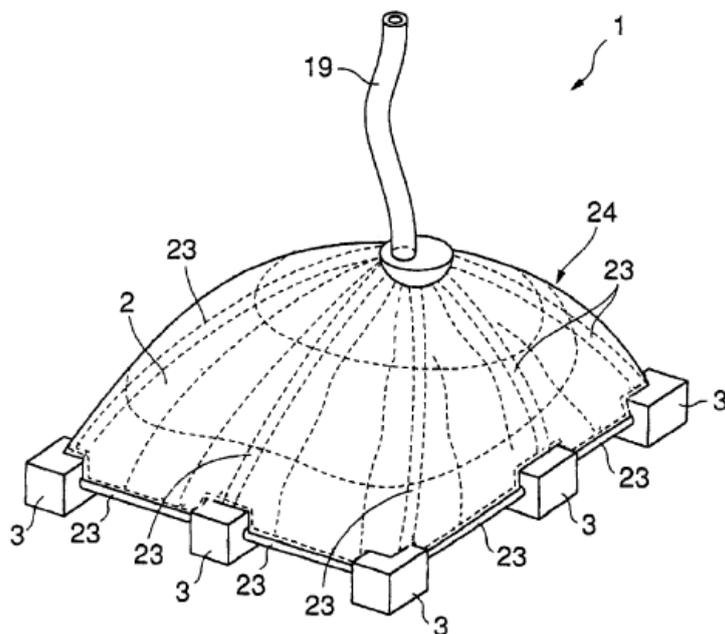


Рисунок 4

Известен ряд систем для сбора свободно всплывающего газа, которые включают газосборник, выполненный, как правило, в виде куполообразного гибкого полотна или жесткой пространственной конструкции, установленной на дне в месте свободного выхода газа и снабженной трубопроводом для передачи газа на поверхность.

Известно устройство для сбора пузырьков газа, выделяющегося из газогидратного пласта, включающее выполненное в виде установленного на центральной колонне над газовыделяющим участком воронкообразного экрана (патенты РФ 2026964, 2066367. E21B 43/00). Через форсунки центральной трубы под высоким давлением в слой вводится теплая морская вода и шлам. Одновременно шлам и морская вода, обогащенная газогидратом, засасывается через отсосный короб в отстойник на платформе для отделения газа, который временно направляют в контейнер, выполненный в виде надуваемого шара (баллона). При необходимости газ сжижают и хранят в емкостях.

Предлагается способ добычи природного газа в открытом море. Способ включает сбор газа из донных газовых факелов над газовыделяющими участками морского дна с помощью куполообразного газосборника. При этом транспортировка газа на поверхность моря выполняют трубопроводом. Каркас газосборника выполнен из пустотелых гибких трубок, которые перед погружением наполняют жидкостью с определенным удельным весом. Перед эксплуатацией внутри трубок

увеличивают давление, обеспечивая нужную устойчивую форму газосборника.

Недостатком таких способов является низкая производительность и повышенные энергозатраты. Низкая производительность методов с применением эрлифта вызвана тем, что принцип эрлифта, применяемый на больших глубинах малоэффективен. Также, при таком подходе будут большие потери газа.

Достоинства метода отбора свободного метана:

1. Возможность подбора факелов по удаленности от берега, глубине, составу газа, расходу, количеству подключаемых факелов;

2. Неизменные объемы добычи газа в течении обозримого периода времени;

3. Отсутствие необходимости бурения скважин и их обустройства;

4. Небольшие расходы на транспорт;

5. Возможность использования для отдельных удаленных объектов, городов. Например, на о. Парамушир Курильской гряды каждый год завозят тысячи тонн топлива, тогда как на шельфе острова много действующих факелов метана, которые можно использовать;

6. Для реализации проекта добычи свободного метана используются материалы, устройства и приборы, существующие в разных областях народного хозяйства, лишь с минимальными модификациями;

7. Добыча метана, способствует улучшению экологической обстановки при отборе газов (перехватывание метана при добыче, способствующее понижению притоков газа в водную массу и атмосферу);

8. Внедрение в народное хозяйство научных разработок.

9. Себестоимость 1000м³ метана по расчетам украинских ученых будет составлять не более 50 долларов. Внедрение и отработку метода предполагается начать на Черном море, поскольку:

10. Наиболее полно обследованы факельные месторождения (м.р) в районе Крыма и Тамани;

11. Наличие действующих научных групп с НИС – в Севастополе НИС «Профессор Водяницкий», в Геленжике – НИС «Геленджик»;

12. Возможна почти круглогодичная работа в море;

13. Наличие на берегу потребителей газа;

14. Наличие производственных мощностей;

15. Наличие подъездов к морю, портов и плавсредств.

Для реализации проекта требуется создать научно-производственное предприятие с государственным участием, состоящее из управленческой структуры по проектированию и реализации проекта, в которую войдут:

Группа ученых из НИИ с НИС с их ранее сделанными наработками; ученые обеспечат научное обоснование, сопровождение и участие в

проекте. В первый период будет широко использоваться приборное оборудование НИС. Для этой роли подходят два НИИ – Морской гидрофизический г.Севастополя по шельфу Крыма и «Южморгеология» г.Геленджик;

На субподряде небольшой судоремонтный завод с сухим доком для изготовления конструкций для подводной добычи метана.

Организация по строительству подводных газопроводов малого диаметра и береговых пунктов приёма и сдачи газа. После отработки технологии добычи метана из факелов можно будет приступить к отработке методики добычи метана из гидратов метана, что намного сложнее.

В период отработки технологии на Черном море, также на Дальнем Востоке необходимо организовать обследование факельных м.р. на шельфе, в районе портов и городов, на берегу дальневосточных морей. Например, потенциал шельфа Курильской гряды по данным ДГИ - 87трлн. м³ метана.

На сегодняшний день требуется проделать внушительный объем научно- исследовательской работы по изучению газовых факельных выделений, в частности, Черного моря – многочисленные рейсы научно-исследовательских судов с использованием специального исследовательского оборудования, привлечение десятков ученых.

Потенциальная цель реализации описанного выше проекта - эффективное обеспечение экономики страны природными ресурсами, обеспечение рационального природопользования, способствующее эффективному использованию природных ресурсов, положительное влияние на окружающую среду, повышение уровня жизни населения.

Библиографический список

1. Аналитический центр при правительстве РФ : [сайт]. - URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/1437>. - Текст : электронный.

2. Банк патентов: [сайт]. - URL: <http://bankpatentov.ru/node/340861.htm>. - Текст : электронный.

3. Способы разработки газогидратных месторождений / К. С. Басниев, В. В. Кульчицкий, А. В. Щebetов, А. В. Нифантова. - Текст : непосредственный // Газовая промышленность. - 2006. - № 7. - С. 22-24.

4. Способы добычи газа из газогидратных месторождений / К. С. Басниев, А. В. Щebetов, А. А. Назаретова [и др.]. - Текст : непосредственный // Газовая промышленность. - 2007. - № 11. - С. 84-86.

5. Бондаренко В. И. К вопросу скважинной подземной разработки газовых гидратов / В. И. Бондаренко, К. А. Ганушевич, Е. С. Сай. - Текст : непосредственный // Науковий вісник НГУ. - 2011. - Т. 1. - С. 60-66.

6. Бяков Ю. А. Газогидраты осадочной толщи Черного моря — углеводородное сырье будущего / Ю. А. Бяков, Р. П. Кругляков. - Текст : непосредственный // Разведка и охрана недр. - 2001. - № 8. - С.14-18.

7. Власов С. Ф. Обоснование способа добычи газа из газогидратных залежей Черного моря / С.Ф. Власов, В. Э. Бабенко. - Текст : непосредственный // Сборник научных трудов. - Дніпро: НГУ, 2017. - № 52. - С. 57-65.

8. Воробьев А. Е. Обзор мировой технологии добычи газа из газовых гидратов / А. Е. Воробьев, А. В. Янкевский, М. В. Голубченко. - Текст : непосредственный // Вестник РУДН. Серия : Инженерные исследования, 2015. - С. 90-94.

9. Воробьев А. Е. Основы добычи аквальных газовых гидратов : учебное пособие // А. Е. Воробьев, И. Л. Капитонова. – Москва : Российский университет дружбы народов. - 2014. - С. 106. - Текст : непосредственный.

БУДУЩЕЕ ДОБЫЧИ ГАЗА НА ДНЕ ЧЕРНОГО МОРЯ

Калашников А.О.

Будущее добычи газа в Крыму в ближайшее время будет определяться использованием морских газовых факелов на Керченско-Таманском взморье. В.П. Гаврилов считает, что добыча газа путем освоения запасов газовых морских струй (фонтанов) может изменить всю структуру энергетического баланса Российской Федерации за счет применения более дешевого природного газа морских газовых фонтанов.

Научно-исследовательские работы Отделения морской геологии и осадочного рудообразования Национальной Академии Наук Украины, Украинского государственного геологоразведочного института и Института биологии южных морей Национальной Академии Наук Украины (Е.Ф.Шнюков, А. А.Пасынков, С.А.Клещенко, Ю.Г.Артемов, В.Н.Егоров, С.Б.Гулин и др.) в большом объеме исследований доказали связь газовых морских факелов Черного моря с глубинными источниками дегазации недр. По мнению В.И.Лысенко (МГУ, 2007 год), именно глубинные разломы на дне Черного моря являются каналами доставки газов из недр. Имеются многочисленные факты о взаимосвязи крупных месторождений нефти и газа с активными разломами зон сочленения тектонических разнородных геологических структур.

Севастопольский регион находится на стыке Горного Крыма и Скифской плиты, а границей раздела между ними является глубинный Предгорно-Крымский разлом. Мощность этой тектонической структуры составляет 10–35 км. Данные по литологии и геологическому строению, факты наличия газов углеводородов и следов нефти в гераклитах и

плейстоценовых отложениях бухт Севастополя позволяют утверждать о большой вероятности открытия в будущем крупных полиэтажных месторождений нефти и газа в Южно-Западной части Керченского полуострова.

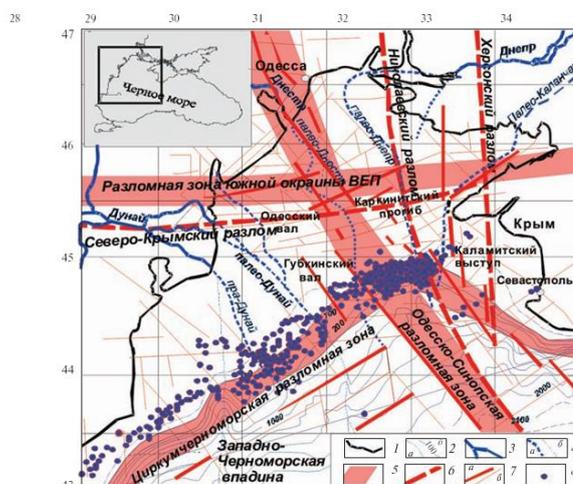


Рисунок 1 – Распределение газовых сипов на фоне основных геоморфологических и структурно тектонических элементов северо-западной части Черного моря: 1 — береговая линия; 2 — бровка шельфа (а), изобаты глубины моря (б); 3 — дельты рек; 4 — палео (пра) дельты рек: установленные (а), предполагаемые (б); 5 — разломные зоны мантийного заложения; 6 — разломы консолидированного фундамента; 7 — тектонические нарушения первого (а) и второго ранга (б); 8 — газовые выходы

Весьма важно, что над давно известным грязевым вулканом Двуреченским, расположенным в южной части прогиба Сорокина, в 2003 году обнаружен (Е.Ф.Шнюков, А.А.Пасынков, С.А.Клещенко, В.А.Кутный) крупнейший газовый фонтан Черноморской впадины. Подводный рельеф газовых фонтанов представляет овальный цилиндр высотой 850 м от дна при глубине моря 2000 м и диаметром 350-400 м. Этот газо-грязевой вулкан напоминает известный газовый фонтан Локбатан в Каспийском море, где давно добывают природный газ, и существует отдельный морской нефтегазовый промысел.

Известно, что прогиб Сорокина в Черном море состоит из майкопских отложений мощностью 5-6 км. В толще майкопских отложений развиты брахиантиклинальные складки. Отдельные группы складок образуют несколько цепей, длиной от 12 км до 40 км и шириной до 10 км, простирающейся вдоль длинной оси прогиба с юго-запада на северо-восток. Указанные особенности геологического строения прогиба Сорокина определяют большую вероятность открытия в будущем крупного газового или газоконденсатного морского месторождения в пределах от меридиана мыса Чауда до меридиана г. Ялта в Крыму.

Черное море, относительно замкнутый бассейн с площадью водного зеркала 423000 км², максимальной глубиной 2212 м и объемом 547015 км³, является крупнейшим на планете анаэробным водоемом и крупнейшим резервуаром растворенного метана. В условиях устойчивой стратификации водной толщи и слабом перемешивании поверхностных и глубинных вод, под расположенным на глубине 90 – 170 м слоем резким скачком плотности воды на глубине ниже перемешанного слоя в Черном море сформировалась обширная аноксическая зона с чрезвычайно высоким содержанием растворенного метана. Так, концентрация метана в поверхностном слое Черного моря незначительно отличается от величин, типичных для океанических вод (1-10 наномоль л⁻¹), возрастая на глубинах свыше 600 м более чем в 1000 раз, до 11-12 мкмоль л⁻¹. По известным представлениям, общее содержание и вертикальное распределение метана в водах Черного моря сохраняется квазистационарным, по крайней мере, на протяжении 30-летнего периода наблюдений, а между поступлением и потреблением метана существует устойчивый баланс. Е.Е. Совга, С.П. Любарцева (Морской гидрофизический институт Национальной Академии Наук Украины, г. Севастополь) в 2006 году отмечали некоторые особенности газовыделений на побережье Грузии в приустьевой зоне реки Супса, которые расположены на глубинах 54-650 м. На побережье исследована акватория с площадью 200 км² вдоль побережья Поти-Батуми. Подводные наблюдения показали, что газовые струи имеют диаметр около 10 мм и на площади около 10 мм и на площади 1 км² таких отверстий может быть 1, 2, ..., 25 шт. Общий поток метана на всей обследованной площади 200 км² составлял 40 млн м³ в сутки, или около 14,4 млрд м³ в год. Площадь полосы мощных газовых факелов, Черного моря например, в точках 44°41,0′ сев. шир. и 36°49,21′ вост. долг. при глубине моря 264 м и высотой около 170 м, значительно больше 200 км² (данные 2003 года, Е. Ф.Шнюков и др.), поэтому можно предположить возможный объем добычи природного газа из факелов среднего размера может быть 200-300 млрд м³ в год.

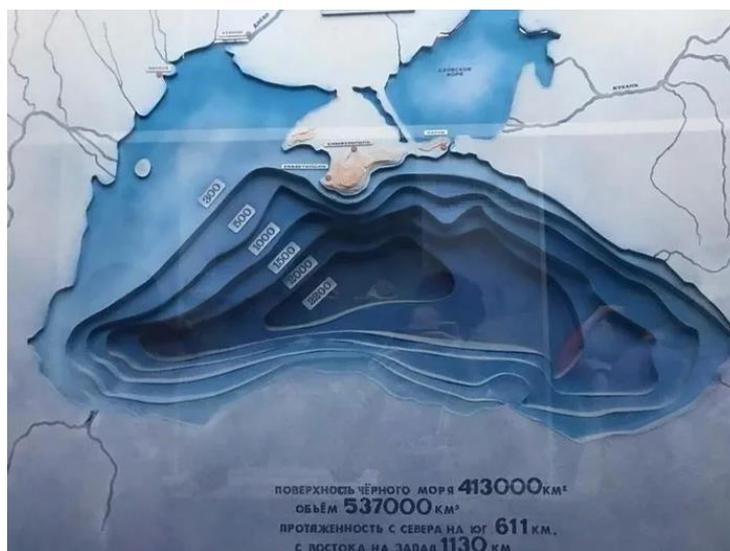


Рисунок 2 – Карта рельефа дна Черного моря

Исходя из вышеизложенного, рельефа дна черного моря (рис. 2), сбор газа из газовых фонтанов (рис. 1), у берегов Южнобережного Крыма, над газовыделяющими участками дна можно проводить несколькими способами:

Первый с помощью куполообразного газосборника, установленного на поверхности дна.

Второй бурением скважин.

Первый способ. Способ добычи природного газа, в открытом море используют для добычи и транспортировки газа с больших глубин в случае, когда по трубопроводу затруднительно поднять газ на поверхность. В качестве источника газа используют его донные фонтаны над газовыделяющими участками дна. Для сбора газа используют куполообразный газосборник, который устанавливают на поверхности газовыделяющего участка морского дна. Поскольку газовыделяющие участки в большинстве расположены на больших глубинах (до 2000 м и более) газ транспортируют на поверхность моря. Для этого используют газгольдеры. Предпочтительно перед транспортировкой газ сжиживают путем его дожатия. Высокое давление (до 20 МПа и более) на глубинах, с которых добывают газ, облегчает задачу его сжижения, которое обеспечивается его дожатием.

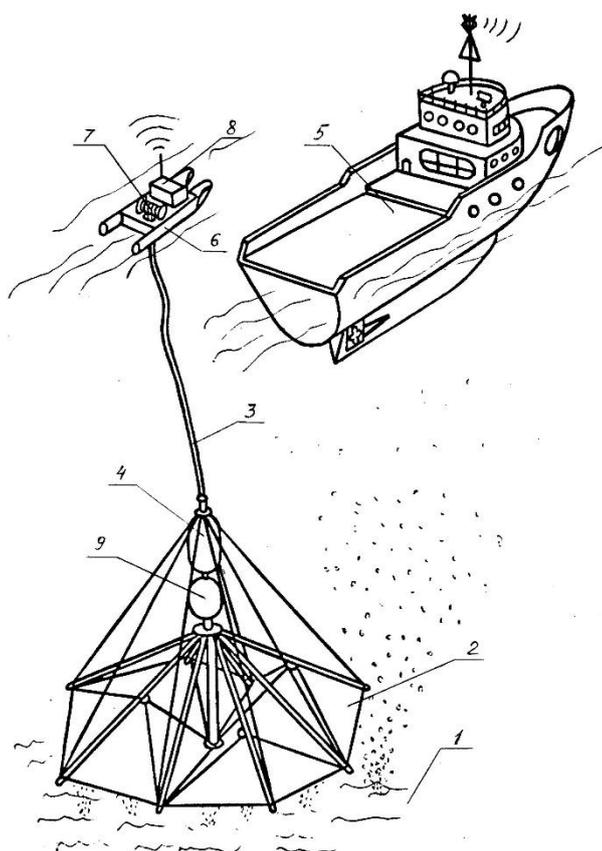
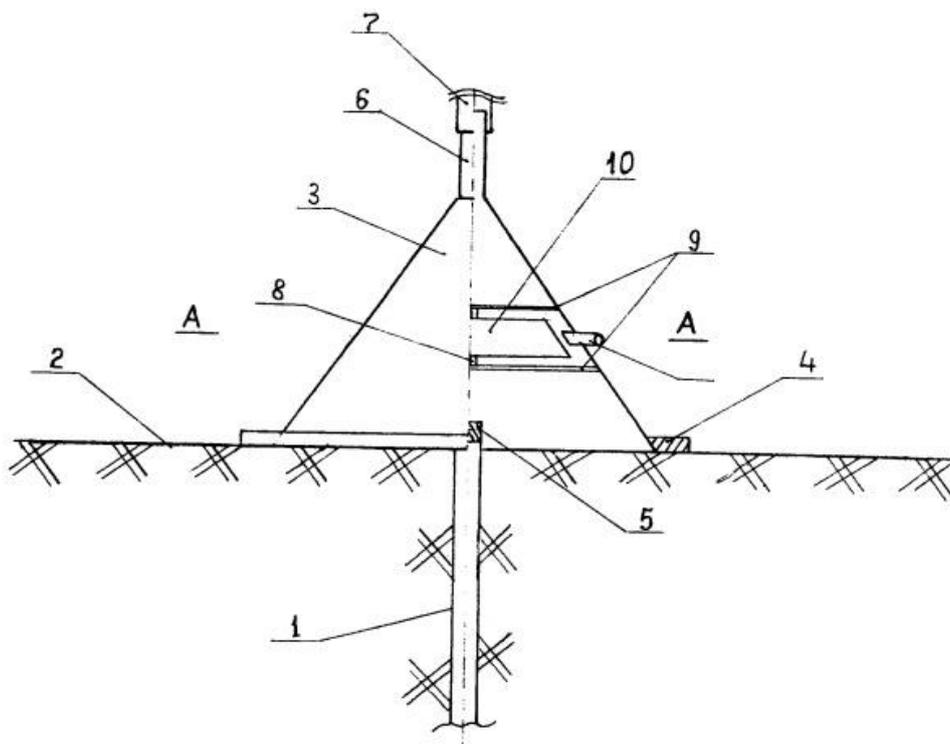


Рисунок 3

Позиции на чертеже обозначают: газовыделяющий участок морского дна 1, куполообразный газосборник 2, трубопровод 3, газгольдер 4, базовое судно 5, буй-плот 6, лебедка-вьюшка 7, контрольно-измерительная и радиопередающая аппаратура 8, компрессор 9.

Предлагаемый способ добычи газа в открытом море не требует применения дорогостоящего бурильного оборудования. Оборудование, необходимое для применения предлагаемого способа, содержит известные простые по конструкции и относительно недорогие применяемые ранее элементы, а следовательно, промышленно применимо. Кроме того, сбор газа на месте его выхода из источников позволяет в какой-то мере уменьшить его поступление в морскую воду, что позволит улучшить экологическое состояние моря.

Второй способ.



Фиг. 1
Рисунок 4

Пробуривают скважину на дне моря до нефтеносного горизонта, закрывают ее оболочкой и транспортируют углеводороды по трубе на поверхность. Создают процесс принудительного регулируемого образования газовых гидратов. Для этого нефть, содержащую газ, смешивают с необходимым количеством воды с поверхности в конусе, имеющем средства механического перемешивания в виде крыльчатки, вращаемой водой, поступающей через сопла, закрепленные на уровне крыльчатки в стенке конуса, до образования газовых гидратов. Транспортируют на поверхность смесь из продуктов разрушения газовых гидратов в виде газогидратного шлама - песка, воды и нефти. Обсадная труба на устье скважины содержит разрушаемую по сигналу пробку. Оболочка выполнена в виде конуса, вершина которого соединена с трубопроводом, а края - с балластным кольцом. Внутри конуса на его осевой линии закреплена крыльчатка, на уровне которой по кольцу в стенке конуса закреплены регулируемые сопла, имеющие угол к касательной конуса, обеспечивающие максимальную скорость вращения крыльчатки при поступлении воды с поверхности.

Черное море является природным объектом, сочетающим в себе необходимый набор факторов и условий для аккумуляции природных углеводородов в твердой (газогидраты) и газовой фазах. Это достаточно низкие температуры придонного слоя воды, необходимые давления, чередование в разрезе пористых и глинистых достаточно мощных

осадочных отложений, региональная нефтегазоносность акватории. Следует также отметить наблюдаемую вертикальную миграцию газонасыщенных потоков (преимущественно метана) к поверхности морского дна и широкое распространение газовых сипов, приуроченность скоплений газогидратов к зонам тектонических нарушений и грязевым вулканам.

Дискретность зон гидратообразования обусловлена как необходимыми термодинамическими условиями образования и существования природных газогидратов, так и наличием достаточного количества воды и свободного (либо растворенного в воде) искомого объекта — метана. Необходимые термодинамические условия для формирования газогидратов существуют на всей акватории Черного моря, начиная с глубин примерно 600 м, а также высокая концентрация метана подводят к целесообразности изысканий и добыче.

Библиографический список

1. Известия Таврической ученой архивной Комиссии, опись № 156, № 157, № 22. - Текст : непосредственный // Симферополь, 1895. - С. 20–22.

2. Yergin D. The Prize. The Epic Quest for Oil, Money, and Power. – New York, London, Toronto, Sydney, Tokyo, Singapore. Simon&Schuster, 1991. - Pp. 833–834. - Русское издание: Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть. – Москва : «ДеНово», 1999. – 968 с. - Текст : непосредственный.

3. Нефтяная промышленность в Крыму. – Бакинские известия, 1885. - № 91. - Текст : непосредственный.

4. Зайцев Ю. П. Черное море: Моря и внутренние водоемы / Ю. П. Зайцев, Г. Г. Поликарпов. - Текст : непосредственный // Природа Украинской ССР. – К.: Наукова Думка, 1987. – С. 17–29.

5. Сорокин Ю. И. Черное море: природа, ресурсы / Ю. И. Сорокин. - Текст : непосредственный. – Москва : Наука, 1982. – 217 с.

6. Егоров А. В. Исследования распределения метана в воде и осадках северо-восточной части Черного моря в 1999 – 2002 гг. / А. В. Егоров. - Текст : непосредственный // Геология морей и океанов: Тезисы докладов XV Международной школы морской геологии. – Москва : ГЕОС, 2003. – Т. 2. – С. 169–170.

7. Способ добычи природного газа в открытом море. Российский патент 2010 года по МПК E21B43/01. - Текст : непосредственный.

8. Пат. 2491414 Российская Федерация, МПК E21B43/01. Способ подводной добычи углеводородов и устройство для его осуществления : № 2010133560/03 : заявл. 10.08.10 : опубл. 27.08.13 / Егоров А. В., Нигматулин Р. И., Римский-Корсаков Н. А., Рожков А. Н., Сагалевич А. М., Черняев Е. С., Дозоров Т. А. ; Учреждение Российской академии наук

Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН. - Текст :
непосредственный.

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА СТРУКТУРЕ ГОРДИЕВИЧА

***Федоров Н.Г., группа ТССм-21-1, Тюменский индустриальный
университет, г. Тюмень, thetime13@mail.ru***

Развитие мировых рынков энергоресурсов, существенное увеличение спроса и цен на энергоносители, растущее в геометрической прогрессии потребление электроэнергии, новые грани международного энергетического сотрудничества и внутрироссийские проблемы развития минерально-сырьевой базы углеводородов напрямую стимулируют интенсивное изучение и освоение нефтегазовых ресурсов отечественных акваторий.

В настоящее время в пределах экваториальных зон континентальных шельфов разведано уже более 1000 месторождений нефти, газа и газоконденсата. Сосредоточено около 35 % мировых запасов нефти и почти 29% запасов газа, оцениваемых примерно в 800 млрд тонн. Доля морских месторождений нефти в ее общей добыче составляет около 30 % и увеличивается с каждым годом. На территории континентальных шельфов открыто 95 гигантских месторождений нефти и 35 гигантских месторождений газа [1]. Это говорит о внушительных запасах углеводородов, их дальнейшего освоения.

Изучение нефтегазоносности акваторий в России началось с 70 гг. прошлого века. Выполненные первые геологоразведочные работы характеризуются достаточно существенными результатами: оценены ресурсы, включая технически доступную часть; установлено значительное число ловушек; открыты 45 морских и прибрежно-морских, в основном, крупных месторождений нефти и газа и обоснованы главные районы дальнейших поисков углеводородов [2]. Одним из таких перспективных месторождений является недоразведанная структура Гордиевича.

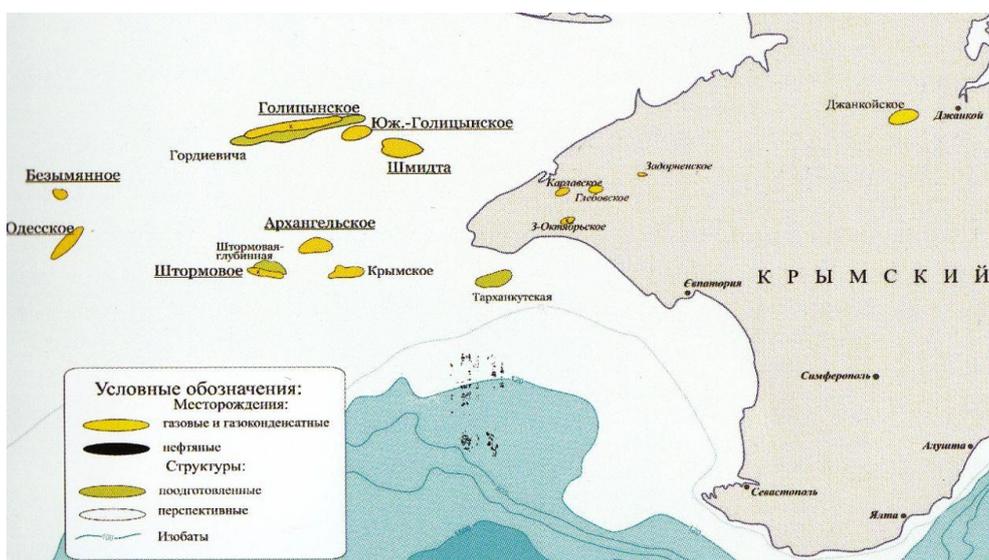


Рисунок 1 – Обзорная карта месторождений на шельфе Черного моря (Крым)

Структура Гордиевича находится в нейтральных водах к северо-западу от западного побережья Крыма под Голицынским месторождением и была выявлена в результате интерпретации региональных сейсмических работ 1994 года. По результатам этих работ по нижнемеловым горизонтам выделена крупная структурно-тектоническая ловушка, ограниченная с севера Голицынским разломом и территориально совпадающая с Майкоп-палеоценовым газоконденсатным месторождением.

В тектоническом плане данный объект приурочен к северному борту Каркинитского рифтогенного прогиба в зоне Голицынского разлома и представляет собой тектонически экранированную ловушку северо-восточного простирания. Важно, что Каркинитский рифтогенный прогиб является основным источником генерации углеводородов на северо-западном шельфе Черного моря. На сегодняшний день наиболее перспективными на углеводороды остаются терригенные отложения нижнего мела, которые являются нефтегазоматеринскими, находятся в газовой зоне катагенеза, и имеют толщину до 5 км.

Значительная мощность отложений нижнего мела, наличие коллекторов, близость открытых месторождений позволяет говорить о перспективности структуры Гордиевича. Продуктивными отложениями, возможно, являются терригенные отложения нижнего мела и терригенно-карбонатные отложения низов верхнего мела. Касаемо литологического состава, то предполагаемые породы-коллекторы – песчаники, алевролиты и известняки.

Прогнозные ресурсы нижнего мела оценены в 68 млрд м³ газа и располагаются на глубине залегания 3950-5700 м.

В ближайшее время планируются мероприятия по проведению:
- сейсморазведочных работы методом 3D;

- бурения поисково-оценочной скважины, проектная глубина которой составит 5700 м;
- оценки промышленных запасов углеводородов;
- промышленного освоения залежей углеводородов с использованием действующих мощностей.

После завершения всего комплекса геологоразведочных работ, в случае открытия месторождения и его обустройства, добыча газа за весь период разработки может составить 30-40 млрд м³.

Библиографический список

1. Джафаров И. С. Шельф, его изучение и значение для поисков и разведки скоплений нефти и газа / И. С. Джафаров, В. Ю. Керимов, Г. Я. Шилов. – Санкт-Петербург : Недра, 2005. – 384 с. - Текст : непосредственный.

2. Овчинников В. П. Сооружение скважин на месторождениях шельфа морей и океанов: учебник / В. П. Овчинников. – 2-е изд., перераб. и доп. – Тюмень: ТИУ, 2019. – 408 с. - Текст : непосредственный.

3. Ионин А. С. Шельф: некоторые вопросы терминологии, геоморфологии и геологической истории. Проблемы геологии шельфа / О. К. Леонтьев, Д. Е. Гершанович. – Москва : Наука, 1975. – 210 с. - Текст : непосредственный.

4. Ранешин Г. С. Геоструктурная классификация и районирование шельфа. Проблемы геологии шельфа / Г. С. Ранешин, В. В. Соловьев, Ю. Ф. Чемяков. – Москва : Наука, 1975. – 170 с. - Текст : непосредственный.

5. Буряковский Л. А. Поиски и разведка морских месторождений нефти и газа / Л. А. Буряковский, И. С. Джафаров, В. Ю. Керимов. – Москва : Недра, 1991. – 232 с. - Текст : непосредственный.

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ГЕОНАВИГАЦИИ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ОТЕЧЕСТВЕННЫМИ ПРИБОРАМИ БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИНОСТРАННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Шахматов А.С., группа ТССм-21-1, г. Тюмень, Aleksandr-shakhmatov@mail.ru ;

Бастриков С.Н., д.т.н., профессор, Тюменский индустриальный университет

Основной задачей бурения скважины является максимально качественное вскрытие пласта по всей протяженности горизонтального ствола, но с увеличением объемов бурения горизонтальных скважин в сложных геологических условиях приходит необходимость создания

новых высокоэффективных технологий. К таким технологиям относится геонавигация в процессе бурения. С помощью геонавигации возможно достигнуть наибольшей эффективности проводки горизонтального участка в продуктивном интервале и, как следствие, повысить степень извлечения углеводородов, повысить дебит скважины, минимизировать технологические риски, экономически оптимизировать разработку месторождения. Геонавигация- это наука управления траекторией ствола скважины во взаимосвязи с исследованием околоскважинного пространства и взаимодействием на него в процессе бурения.

Геонавигационные технологии позволяют качественно проводить большой протяженности стволы скважин в пластах малой толщины, при различных геологических условиях, основываясь на данных, полученных приборами каротажа и забойной телеметрии в реальном времени. Геонавигация сложный процесс, который объединяет в себе труд различных специалистов - геологов, буровиков, инженеров по наклонно-направленному бурению, инженеров телеметрии и специалистов многих других направлений. Также для обеспечения геонавигации необходимо современное оборудование [5]. В последнее время в качестве основного оборудования при бурении стволов скважин сложной конфигурации используются роторные управляемые системы (РУС), позволяющие управлять траекторией без остановки вращения бурильной колонны, что экономит время на направленное бурение, способствует улучшению состояния ствола путем уменьшения извилистости и получению более ровных стенок скважины. Еще одним плюсом бурения с РУС по сравнению с бурением с ВЗД является возможность доведения большей нагрузки на долото без складывания бурового инструмента. Яркие представители РУС модели: «Revolution» компании Weatherford, «Geo-Pilot» компании Halliburton, «PowerDrive X6» компании Schlumberger, «AutoTrak» компании Baker Hughes. Все вышеперечисленные модели детища иностранного производства и имеют высокую стоимость. Но в России активно ведутся разработки отечественного РУС. Так в 2016 году компания «Буринтех», ведущая работы по созданию российской РУС, защитила свой проект и получила финансирование от Фонда развития промышленности в виде льготного займа в размере 300 миллионов рублей. Компания вошла в перечень системообразующих организаций в отрасли нефтегазового машиностроения. Совместно с компанией Газпром нефть были проведены 7 испытаний роторной управляемой системы РУС-ГМ-195 (рис.1) на активах «Газпромнефть-Хантос» [4].

В 2020 году на Южно-Приобском месторождении был пробурен участок скважины длиной более 1900 метров. РУС-ГМ-195 на 90% состоит из отечественных комплектующих, что очень важно в условиях развития шельфовых проектов и санкций налагаемых на них. На данный момент компания занимается разработкой РУС-124 в диаметре 124мм [2].



Рисунок 1 – Общая схема роторно-управляемой системы РУС-ГМ

Забойная телеметрическая система – это технология измеряющая параметры магнитного поля при помощи трех магнитометров и гравитационной постоянной тремя инклинометрами. Затем эти показания передаются на поверхность, для расчета зенитного угла и магнитного азимута. Одной из современных отечественных технологий является забойная телесистема «Корвет» [1].

Данная система выгодно отличает ее от конкурентов благодаря способу передачи данных на поверхность, здесь используется гидравлический канал связи. Закодированная информация в виде двоичного кода передается на поверхность при помощи пульсатора. Пульсатор вращательного типа создает положительные импульсы давления, которые принимает наземные датчики. В отличие от электромагнитного канала передачи данных, гидравлический канал позволяет использовать ее при бурении с большой глубиной по вертикали. Система «Корвет» включает в себя забойную, наземную части и монитор оператора наклонно-направленного бурения. За счет того что производство располагается и сервисное обслуживание проводится в России (г. Тюмень) стоимость системы на 30-50% ниже, чем у зарубежных аналогов.

Прибор каротажа во время бурения, один из основных для геонавигации, позволяет измерять параметры, характеризующие свойства пласта, проводить детальное исследование строения разреза скважины. Именно он позволяет понимать в каких геологических условиях находится компоновка низа буровой колонны (КНБК) и исходя из этой информации проводить ствол скважины с максимальной эффективностью.

Научно-производственное предприятие (НПП) «Энергия» создало и успешно использует современный прибор «LWD172-2ННК-ГГКЛП-3ГК», предназначенный для проведения геофизических исследований скважин методами азимутально ориентированного литолого-плотностного гамма-гамма каротажа для определения плотности и эффективного атомного номера горных пород, а так же азимутально ориентированного

компенсированного нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам для измерения водонасыщенной пористости пород.

Прибор LWD172-2ННК-ГГКЛП-3ГК (рис.2) способен решить многие задачи такие как: регистрация имиджей плотности, водородосодержания и естественной гамма-активности, регистрация профиля скважины по данным плотностного и акустического каверномеров, маршрутизация бурения в коллекторе благодаря азимутальным измерениям, выделение коллекторов, определения характера насыщения коллекторов, определение ВНК и ГНК, определение технологических параметров бурения (трубное и затрубное давление, затрубная температура). Данный прибор может работать в двух режимах: режим передачи данных в реальном времени (Real-time) и режим записи данных и получением их после подъема КНБК (Record mode). Запись данных в память прибора не требует внешних источников питания, а использует энергию батарей. Передача данных в режиме реального времени требует получения питания из внешних источников. Также модулю каротажа необходим передатчик данных, который сможет передавать информацию на поверхность. Эти задачи решают генератор энергии и пульсатор, установленные в блоке телесистемы. Наличие электрических разъемов с обеих сторон модуля позволяет подключать его между существующими модулями телесистемы для работы в «on-line» режиме. Для осуществления геонавигации необходимо получать данные о свойствах пласта в реальном времени, поэтому важно, чтобы приборы каротажа и телесистемы были совместимы друг с другом. На данный момент НПП «Энергия» смогла успешно интегрировать свой модуль каротажа во время бурения в КНБК компаний Shlumberger (ImPulse, СИБ), APS Technology, Tensor Drilling Technologies, БНГФ (Вектор), Когалымнефтегеофизика [3].

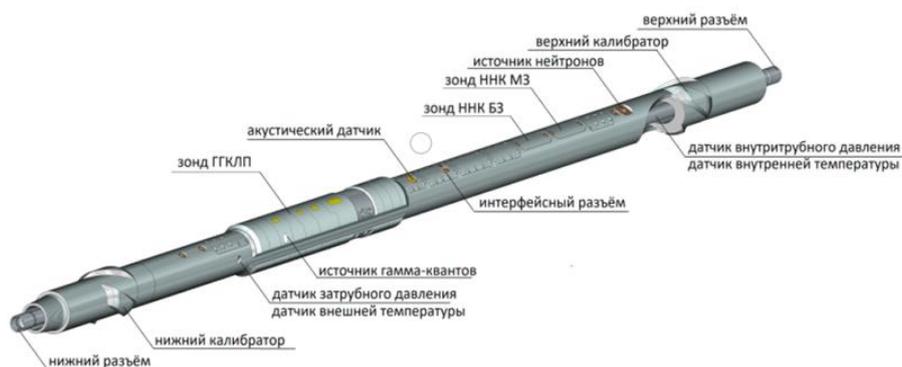


Рисунок 2 – Модуль каротажа во время бурения ООО «НПП Энергия»

Выводы

1. Российская промышленность смогла создать современное и высокотехнологичное оборудование, которое способно конкурировать с иностранными аналогами. Преимущество отечественного оборудования состоит в более доступном для потребителя услуг ценовом сегменте, а за счет близкого расположения производства есть преимущество в более оперативном сервисе и поставке запасных частей. Особенно сильно это выражается в период пандемии и проблем с международной логистикой. Но существует проблема комплексного подхода.

2. Пока отечественный производитель не может предложить полный технико-технологический комплекс из отечественного оборудования для решения задач заказчика. КНБК это сложная система, элементы которой должны быть идеально совместимы между собой, иметь возможность работать при одних параметрах и обеспечивать бесперебойную технологическую функциональность.

3. Отечественным производителям и представителям научных организаций в условиях жесткой конкуренции с иностранными фирмами целесообразно работать сообща, выступая единым фронтом. Необходимо создавать научно-производственные центры или совместные предприятия, творческие объединения для комплексного обобщения результатов предыдущих исследований, создания отечественного инновационного оборудования для геонавигационных технологий управления траекторией стволов скважин сложной пространственной архитектуры.

4. Солидарны с мнением ряда авторов [6], что государство должно поддерживать и стимулировать производство и науку в рамках программы импортозамещения. Только так мы сможем стать независимыми от иностранных технологий и обезопасить себя от влияния других стран на наш энергетический сектор.

Библиографический список

1. Группа компаний «ГЕО» производитель профильной геофизической продукции, оборудования и спецтехники : [сайт]. – URL : <http://www.groupgeo.ru/ru/production/itemlist/category/49-zabojnaya-telemetry-cheskaya-sistema-korvett-mwd-lwd.html> (дата обращения: 17.12.2021). – Текст : электронный.

2. Ишбаев Г. Г. Первая роторно-управляемая система гидромеханического типа в России создана в компании «БУРИНТЕХ» / Г. Г. Ишбаев, А. Г. Балута, С. Ю. Вагапов. – Текст : электронный // Журнал «Бурение&Нефть». – 2018. – №3. – URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2021-12/28#cid0> (дата обращения: 16.12.2021).

3. Новые возможности аппаратуры LWD-ГГКЛП-2ННК, разработки и производства ООО «НПП Энергии», за счет ее комплектования датчиками акустического каверномера, внутритрубного и

затрубного давления, внутренней и внешней температуры : материалы научно-практической конференции. – Уфа : НПП Энергия, 2021. – 300 с. – Текст : непосредственный.

4. ООО «Газпромнефть НТЦ» : [сайт]. – URL : <https://ntc.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom-neft-podtverdila-nadezhnost-rossiyskoy-rotorno-upravlyаемой-sistemy-dlya-bureniya-skvazhin> (дата обращения: 17.12.2021). – Текст : электронный.

5. ООО НПП «БУРИНТЕХ» : [сайт]. – URL : <http://burintekh.ru/company/pcenter/news/40449> (дата обращения: 17.12.2021). – Текст : электронный.

6. Результаты применения сервиса «Управление замерами» при геонавигации горизонтальных скважин / В. П. Филимонов, Д. Р. Мендыбаева, И. А. Носань, Т. Р. Рахимов. – Текст : электронный // Журнал «Бурение&Нефть». – 2021. – №9. – URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2021-12/28> (дата обращения: 16.12.2021).

Научный руководитель: Бастриков С.Н., д.т.н., профессор

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В МАГНЕЗИАЛЬНЫХ СОЛЯХ

***Махмутов А.Н., группа А2147-20-01, г. Уфа, malmaznur@gmail.com;
Заболотный А.С., группа МГБ03-20-01, г. Уфа, a.s.zabolotnyi@gmail.com***

Важнейшей задачей при строительстве нефтяных и газовых скважин является обеспечение высокого качества крепления скважин. Особенно сложно это получить в скважинах, в разрезах которых имеются соленосные толщи или их небольшие пропластки. Одними из наиболее опасных солей являются магниезиальные, которые могут привести к полному разрушению цементного камня в течение нескольких месяцев.

С каждым годом расширяется область буровых работ, распространяясь на более отдаленные географически и все более осложненные по геологическому строению провинции страны. Разрабатываются всё большее количество месторождений, в разрезе которых имеются глубокозалегающие соленосные толщи [1].

Как правило, наличие в разрезах соленосных пластов или отложений создает значительные осложнения при креплении скважин, в результате растворения солей водной средой тампонажного раствора. Так же возможно разрушение тампонажного камня из-за агрессивного коррозионного воздействия солей, что может привести к межпластовым перетокам различных флюидов и стремительному увеличению обводненности скважин, смятию промежуточных или эксплуатационных колонн, преждевременной коррозии обсадных труб [2].

При повышенных давлениях температурах и температурах агрессивное воздействие солей усиливается в связи с тем, что повышение температуры ведет к увеличению растворимости солей. Так как температуру плавления ряда солей (например, бишофита и карналлита) довольно низка – порядка 120-160°C, то повышение температуры приводит к снижению предела текучести и, как итог, к процессам деформации, чаще всего необратимым.

В результате исследования, обсадные колонны приходят в негодность через определенное время из-за разрушения тампонажного камня вследствие коррозионного воздействия. В основном коррозия обсадных труб происходит в местах отсутствия тампонажного камня. В зависимости от ряда условий и причин и характер коррозии обсадных труб может быть различным. Срок службы скважины в основном зависит от сохранения устойчивости обсадных колонн во времени. Соответственно, из-за коррозионного воздействия значение критического давления на обсадную колонну по всем видам нагрузок значительно снижаются. Коррозионное воздействие солей приводит к разъеданию стенок обсадных труб и приводит к нарушению герметичности колонн [3].

Магнезиальная коррозия возникает при креплении скважин в магнезиальных солях. К магнезиальным коррозиям относят ту, которая вызвана действием катионов магния. Она возникает в тампонажном камне при его контакте с солями или их водными растворами. В результате этого компоненты тампонажного камня вступают в реакцию с компонентами среды, в том числе обмен катионами, в результате которого образуются продукты реакции, которые выносятся из цемента из-за диффузии и (или) остаются в его порах. Так же при определенных концентрациях соли возможно накопление и кристаллизация малорастворимых продуктов реакции, которые создают внутренние напряжения и могут привести к повреждениям структуры цементного камня.

Согласно требованиям безопасности при наличии магнезиальных солей в разрезах скважин применять портландцемент, необходимо использовать магнезиальный цемент. Однако, магнезиальный цемент имеет низкое значение pH, что способствует преждевременной коррозии обсадных труб, которое в свою очередь приводит к увеличению затрат на КРС. Но в случаях, когда в разрезах имеются лишь небольшие пропластки или включения магнезиальных солей, нет технологий селективной изоляции соленосных зон и, как правило, вся секция цементируется портландцементом, который довольно быстро разрушается под коррозионным воздействием магнезиальных солей.

В связи со всем вышеперечисленным возникает необходимость разработки тампонажной смеси, которая с одной стороны менее агрессивна по отношению к колонне, с другой имеет достаточную коррозионную стойкость к магнезиальным солям. В итоге был проведен

эксперимент со смесью магнезита каустического строительного (который является основной составляющей магнезиального цемента) и портландцемента. Как известно, магнезит широко используется в качестве расширяющей добавки.

Образцы готовились в виде балок с размерами 20x20x80 мм, затворялись водой. После твердения балочки устанавливались в 10% раствор бишофита, т.к. данная концентрация является наиболее благоприятной для протекания коррозионных процессов 2 вида [4]. Для выявления наиболее прочной композиции использовались составы с разной концентрацией каждого компонента (Таблица 1).

Таблица 1 – Исследуемые составы

№ состава	Содержание, %	
	MgO, обработанный стеаратом кальция	ПЦТ
1(5)	5	95
2 (10)	10	90
3 (15)	15	85
4 (20)	20	80

По данным, полученным по истечению 4 недель, были построены графики зависимости прочности на сжатие и изгиб по времени.

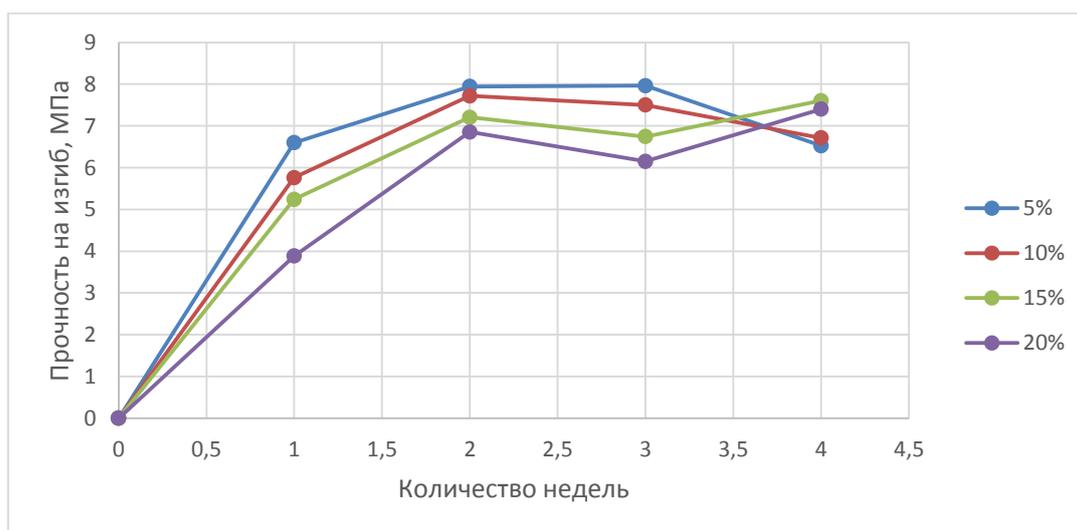


Рисунок 1 – График изменения прочности на изгиб по времени

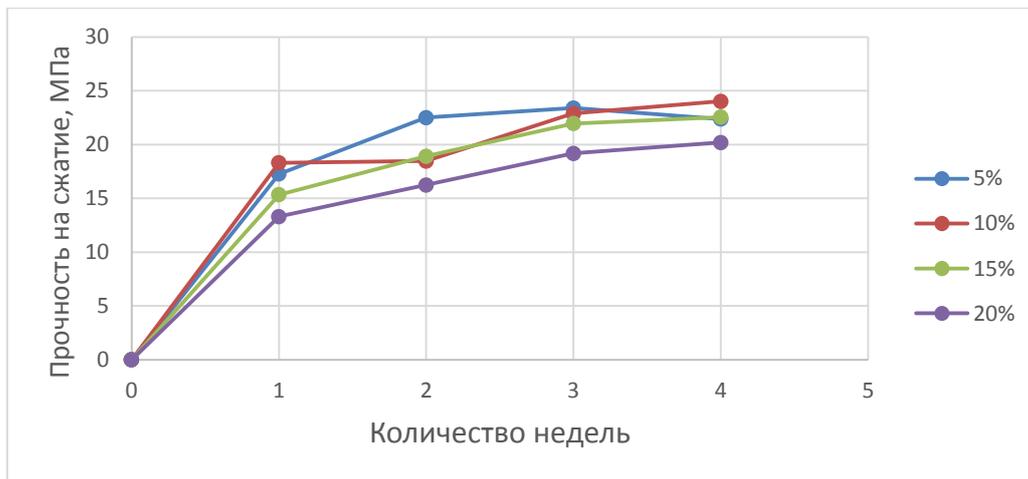


Рисунок 2 – График изменения прочности на сжатие по времени

Проведенный эксперимент позволил прийти к выводу, что прочность камней, находящихся в агрессивном растворе, увеличивается по времени (Рисунки 1 и 2), следов коррозии на образцах не обнаружено. Рекомендуется использовать добавку в размере 10-15% для достижения максимального эффекта. рН камней колеблется в пределах 11-12, что говорит о меньшей агрессивности составов, чем у чистого магниезиального цемента.

Библиографический список

1. Бакшутов В. С. Минерализованные тампонажные растворы для цементирования скважин в сложных условиях / В. С. Бакшутов. – Москва: Недра, 1986. – 272 с. – Текст : непосредственный.
2. Кравец С. Г. Бурение глубоких скважин в надсолевых и солевых отложениях / С. Г. Кравец, А. А. Крицук, А. М. Матвеева. – Москва : Недра, 1979. – 241 с. – Текст : непосредственный.
3. Крепление высокотемпературных скважин в коррозионно-активных средах. / В. М. Кравцов, Ю. С. Кузнецов, М. Р. Мавлютов, Ф. А. Агзамов. – Москва : Недра, 1987. - 189 с. - Текст : непосредственный.
4. Агзамов Ф. А. Исследование коррозионной стойкости тампонажного камня в магниезиальных агрессивных средах / Ф. А. Агзамов, А. Н. Махмутов, Э. Ф. Токунова. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2019. - №21 (3). - С. 73-78.

Научный руководитель: Агзамов Ф.А., профессор кафедры БНГС УГНТУ, д.т.н.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА ОБЪЕКТЕ БС10 УСТЬ-БАЛЫКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Оруджов С.А., гр. ТССм-21-1, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Суть гидравлического разрыва пласта (ГРП) - создания искусственных и открытия естественных трещин для улучшения сообщения скважины с пластом коллектором, увеличения производительности скважины, уменьшения скин-эффекта путем закачивания жидкости разрыва.

Создание трещины ГРП начинается со стадии «подушка» (для выхода на расчетную скорость закачки используется только одна насосная установка. Работа производится на низшей передаче, при холостых оборотах), жидкость разрыва без проппанта. Далее производят закачивание проппантных соединений с постепенным увеличением их концентрации, для достижения более равномерной упаковки в трещине. После последней песочной стадии приступают к продавке, суть которой очистить наземное оборудование и колонну НКТ от проппанта и закреплению его в созданной трещине. Закачанная жидкость разрыва с применением полимера негативно влияет на пласт коллектор, из-за этого существует необходимость в ее разрушении, для чего в жидкость разрыва добавляют специальный химический реагент — брейкер.

ГРП является одним из основных способов разработки слабопроницаемых и расчлененных коллекторов пласта БС10 на Усть-Балыкском месторождении.

Операции ГРП осуществляются на месторождении с 1991 года. По состоянию на 01.01.2017 г. на месторождении проведено 550 скважино-операций гидроразрыва, из них 534 на объекте БС10. На эффективность ГРП оказывают влияние как геологические, так и технологические факторы. В настоящее время за счет развития технологий ГРП их эффективность поддерживается на высоком уровне, несмотря на снижение качества кандидатов по мере выработки запасов нефти (таблица 1, рис. 1,2). Весомое значение имеет степень расчлененности пласта. При высокой расчлененности образующаяся трещина может захватить изолированные нефтяные пропластки, до этого не охваченные дренированием, в результате приток к скважине увеличивается.

Таблица 1 – Сведения о результатах проведения ГРП

Год	Скв.	Средний запускной дебит		Обв. Запускная, %	Среднегодовой дебит, т/сут на 01.01.2017 г.		Обв., %	Доп. добыча нефти, тыс.т
		нефти, т/сут	жидкости, м3/сут		нефть	жидкость		
2012	45	0,8	9,4	56,0	8,0	172,8	87,1	137,6
2013	37	0,2	2,6	64,0	6,0	186,4	82,6	75,2
2014	4	0,1	2,3	58,0	7,4	161,9	72,8	54,5

4	4							
2015	27	0,2	2,6	10,0	5,5	144,1	65,9	52,1
2016	20	0,5	7,7	14,0	5,0	73,8	50,5	26,4

В действующем проектном документе: «Проект разработки. Утвержден протоколом ЦКР МНП №1259 от 10.06.87г» утверждена программа ГТМ, согласно которой на месторождении в период с 2012 г. по 2016 г. планировалось провести 93 операции гидроразрыва пласта, фактически проведено 173 скважино-операции, рассматривались все проведенные операции ГРП за период с 2012 г. по 2016 г., полученные данные приведены к единой дате.



Рисунок 1 – Сравнение проектных и фактических накопленных отборов нефти и жидкости, объект БС10



Рисунок 2 – Сравнение проектных и фактических накопленных отборов нефти и жидкости, объект БС10

Но никакой метод увеличения нефтеотдачи не работает сам по себе. Только в совокупности с другими методами, благодаря которым на объекте БС10 на Усть-Балыкском месторождении отклонение по накопленной добычи нефти составляет 1.9%.

К этим методам относятся — бурение нового фонда скважин — 106 скважин, из них 52 добывающих (в том числе 50 горизонтальным окончанием), 54 нагнетательных; - бурение боковых стволов — 131, все горизонтальные; ввод скважин из бездействия — 35 скважин, все добывающие.

Проведение ГРП — 197 скв.-опер.

После данных мероприятий, направленных на улучшение нефтеотдачи, накопленная добыча нефти составит 111372 тыс.т., КИН — 0,428, Кохв — 0,750, плотность сетки — 12,8 га.

Библиографический список

1. Изучение технологий, улучшающих качество проводимых ГРП / Д. И. Приходченко // Молодой ученый, 2020. - №52 (342). - С. 92 – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Овчинников В.П., д.т.н., профессор, руководитель магистерской проектной программы

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ОПТИМИЗАЦИЮ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Гасымов Э. А., группа ТССм-21-1, г. Тюмень, gasymov_elnir1999@mail.ru

С экономической и технологической точек зрения бурение нефтяных скважин составляют основную часть расходов в нефтегазовой отрасли. С каждым годом нефть в пласте становится все более трудно извлекаемой. Из-за данной проблемы оптимизация процессов бурения, которое приводит к уменьшению расходов организации, становится все более актуальной.

Различные компании реализуют у себя свои проекты, которые предназначены в первую очередь для уменьшения затрат при бурении скважин. Одни из последних примеров, которые еще не применяются массово в компаниях из-за новизны технологии — это технология двухколонной конструкции скважин, а также бурение на обсадной колонне. Эти разработки являются подходящим примером оптимизации процесса бурения. О них буде кратко расписано в данной статье [1].

Технология двухколонной конструкции скважин или же ее называют технологии строительства горизонтальных скважин с комбинированной эксплуатационной колонной [2].

Суть технологической инновации заключается в переходе от скважин с диаметром эксплуатационной колонны 168 мм и заканчиванием хвостовиком 114 мм на конструкцию с одной комбинированной эксплуатационной колонной 146×114 мм. На рисунке 1 представлена конструкция данной технологии[4]. Цель данной разработки:

Сокращение сроков бурения горизонтальных скважин;

Сокращение капитальных затрат Компании;

Ускоренный ввод скважин в эксплуатацию – дополнительная добыча нефти.

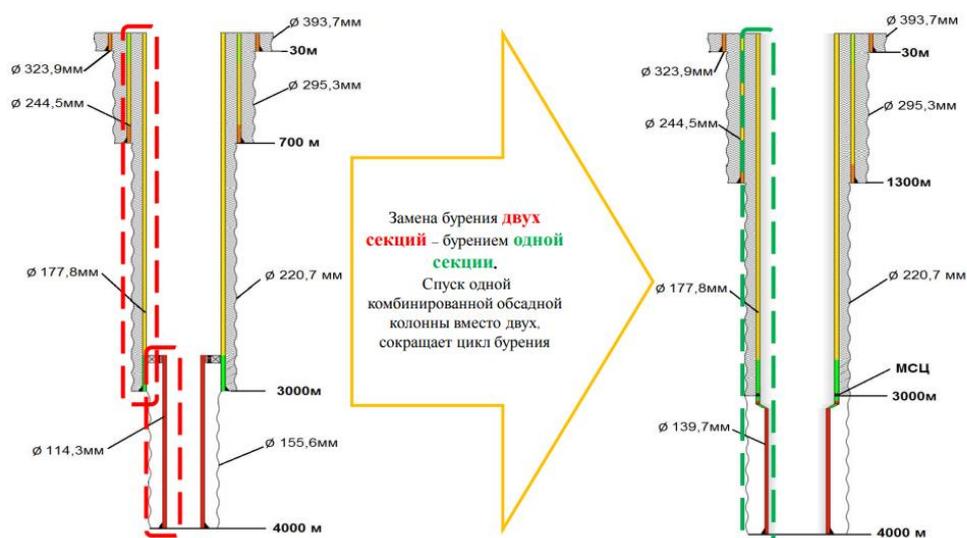


Рисунок 1 – Схема трехколонной конструкции + хвостовик (слева) и конструкция с комбинированной колонной (справа)

Основные преимущества применения конструкции горизонтальной скважины с комбинированной эксплуатационной колонной:

бурение интервала транспортной колонны и горизонтального участка скважины одним рейсом;

одновременный спуск секции эксплуатационной колонны и хвостовика;

бурение без изменения системы бурового раствора в интервале транспортной колонны и хвостовика;

повторное использование бурового раствора на последующих скважинах;

отсутствие необходимости опрессовки бурильной колонны перед спуском хвостовика и смены трубных плашек под бурильную колонну диаметром 89 мм на ПВО;

Отсутствие необходимости сборки толстостенных бурильных труб (ТБТ) для обеспечения доведения необходимой нагрузки на хвостовик при его спуске[3].

Основные риски:

1. Несовместимые условия бурения;
2. Дифференциальный прихват;
3. Недохождение комбинированной колонны до плановой глубины.

Экономия формируется за счет:

- сокращения цикла строительства на 5 суток (за счет сокращения количества и продолжительности неметровых операций);
- снижения металлоемкости (за счет сокращения диаметров эксплуатационных колонн);
- сокращение объема выбуренной породы и затрат на его обезвреживание и переработку (за счет сокращения диаметров долот);
- неизменности в оснащенности буровых установок для скважин с глубиной по стволу более 4300 метров (за счет снижения металлоемкости и использования комбинированного бурильного инструмента);
- исключение применения роторно-управляемых систем для бурения горизонтальных секций более 1300 метров (за счет инновационных дизайнов бурильного инструмента и КНБК);
- отказа от использования растворов на углеводородной основе в пользу растворов на водной основе (за счет внедрения инновационных рецептур и сокращения затрат на утилизацию опасных отходов);
- сохранение минимальной инженерной подготовки кустовой площадки (за счет использования модернизированных буровых установок типа БУ-3000ЭУК и без применения более тяжелых станков).

Общее снижение средней стоимости скважин за счет применения указанных технологических решений составило более 20% от общих затрат на бурение и крепление по технологии «168×114».

Второе перспективное направление по оптимизации технологического процесса – бурение на обсадной колонне[4].

Новое оборудование позволило открыть второе дыхание данной технологии. Рассмотрим, какие уникальные разработки компании «Шлюмберже» все больше и больше используются при бурении на обсадной колонне в России (рис. 2). Знакомство начнем с «простой» технологии – Direct XCD*.

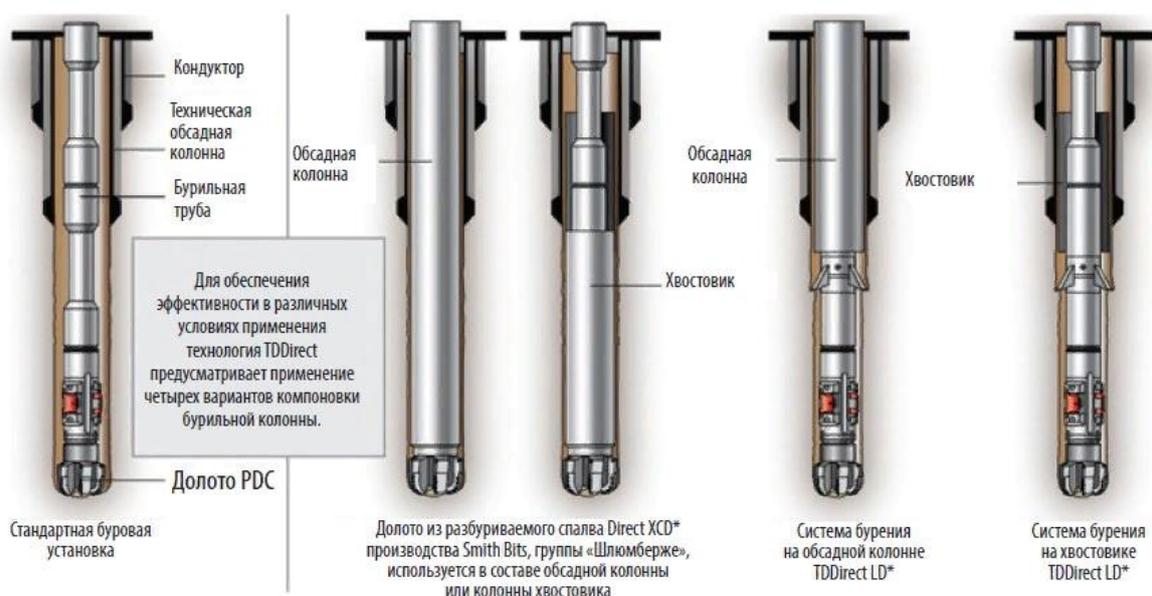


Рисунок 2 – Системы компании «Шлюмберге» для бурения на обсадной колонне или хвостовике

Она используется для неуправляемого бурения на обсадной колонне или хвостовике. В таком случае к системе верхнего привода (ВСП) подключается система спуска обсадной колонны (CRT). Она имеет винтовой клиновой захват, который удерживает обсадные трубы за внутреннюю часть и передает им крутящий момент [5]. Имеющийся пакерный элемент обеспечивает надежную гидравлическую изоляцию и позволяет производить промывку через обсадную колонну. Чаще всего в обсадных трубах используются стандартные резьбы OTTM или Buttress, которые рассчитаны на большие растягивающие нагрузки, но имеют низкие допустимые значения по моменту. Расширить данный лимит позволяют многомментные разгрузочные кольца (MLT). Они обеспечивают соединение с упором металл-металл и увеличивают допустимый крутящий момент. Кроме этого, на обсадной колонне устанавливаются цельнометаллические центраторы, которые придают ей прочность и жесткость, позволяя выдерживать внутрискважинные динамические нагрузки с сохранением зазора при значительных поперечных нагрузках. Центраторы обладают уникальной конструкцией и особым способом прикрепления к наружной стенке обсадных труб. Но самым большим отличием и преимуществом технологии Direct XCD* от аналогичных предложений других производителей является уникальное разбуриваемое долото XCD*. В нем используются передовые технологии компании Smith Bits, а Schlumberger Company: режущая структура смоделирована в программе IDEAS*. С помощью CFD* комплекса подбирается гидравлическая конфигурация и расположение насадок. В качестве режущих элементов используются премиальные резцы PDC, а корпус состоит из медного сплава, легко разбуриваемого даже долотами

PDC. Все это позволяет модернизировать породоразрушающий инструмент под конкретный геологический разрез месторождений и получить высокие показатели бурения. Технология нашла широкое применение и использовалась практически во всех нефтегазовых провинциях: Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Западной и Восточной Сибири. На текущий момент с ее помощью пробурено более 60 скважин по всей России.

Библиографический список

1. Нескоромных В. В. Оптимизация в геологоразведочном производстве / В. В. Нескоромных. – Красноярск : Сиб. Федер. ун-т, 2013. – 153-155 с. - Текст : непосредственный.

2. Порцевский А. К. Технологические решения, направленные на оптимизацию процесса бурения скважин / А. К. Порцевский, Р. А. Ганджумян. - Текст : непосредственный. - Москва, Министерство образования и науки Российской Федерации, 2015. – С. 35-36.

3. Дмитриев А. Ю. Основы технологии бурения скважин: учебное пособие / А. Ю. Дмитриев. – Томск : ТПУ, 2008. – С. 190-195. - Текст : непосредственный.

4. Технологии строительства горизонтальных скважин с комбинированной эксплуатационной колонной : [сайт]. – URL : <https://magazine.neftegaz.ru/articles/tekhnologii/555966-tekhnologii-baker-hughes-dlya-sokrashcheniya-tsikla-stroitelstva-gorizontalnykh-skvazhin-v-zapadnoy>. - Текст : электронный.

5. «Второе дыхание» технологии бурения на обсадной колонне : [сайт]. – URL : <https://burneft.ru/archive/issues/2019-04/30>. - Текст : электронный.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ НА АВАРИЙНОСТЬ СКВАЖИН

***Дерябин А.В., соискатель кафедры бурения, Тюменский
индустриальный университет, г.Тюмень, davidovsurgut@mail.ru***

При строительстве скважин на Верхнеказымском, Ватлорском, Ай-Пимском месторождениях отмечаются проблемы, связанные с сильными затяжками инструмента при проведении спускоподъемных операциях (СПО), осыпями и обвалами стенок скважины, недоспусками обсадных колонн, «потерей» стволов скважин. Такого рода осложнения увеличивают сроки и стоимость строительства скважин. По производственным данным интенсивность осыпей и обвалов в скважинах на различных участках месторождений различна. Увеличение интенсивности осложнений может

быть связано с тектоническими нарушениями (на рисунке 1 обозначены красным пунктиром). По данным сейсмических исследований на территории указанных месторождений присутствуют аномалии волнового поля, которые характеризуют как тектонические нарушения.

Для сокращения числа осложнений в скважине необходимо определить, как влияют выделенные тектонические нарушения на строящиеся рядом с ними скважины (рисунок 2). Объектом исследований в данной работе являются скважины вышеуказанных месторождений. Основной аварийной зоной в этих скважинах является интервал от 1160 до 2030 м по вертикали. Аварийность ствола скважины в указанных интервалах определялась по числу затяжек и посадок инструмента массой более 5 тонн при СПО.

Учитывая то, что область действия тектонических нарушений точно не известна, степень влияния будет оцениваться по расстоянию от линии предполагаемого тектонического нарушения до линии горизонтального профиля ствола скважины. Результаты анализа представлены в таблице 1 (указаны 12 скважин из 67 анализируемых).

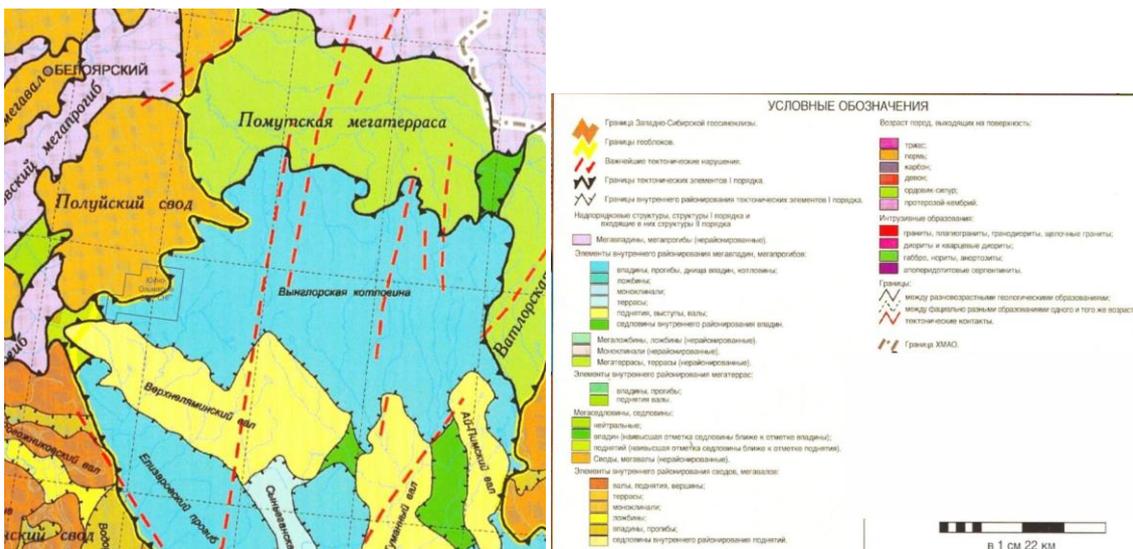


Рисунок 1 – Тектоническая карта исследуемых месторождений

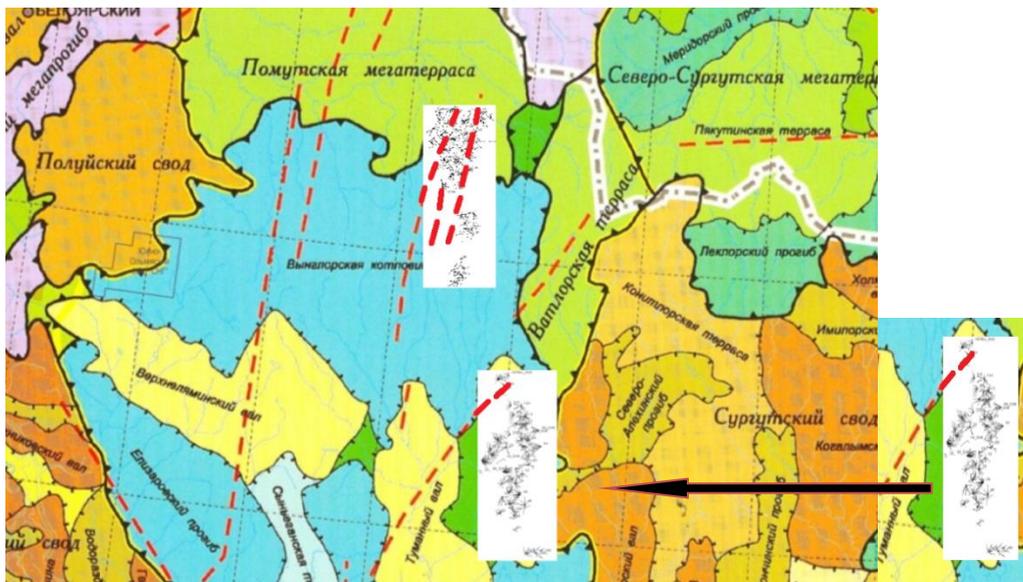


Рисунок 2 – Наличие тектонических нарушений вблизи стволов скважин

Для количественного представления результата применялся ранговый метод, в котором значение ранга характеризует степень близости к идеалу. Идеальной скважиной считалась, скважина в которой суммарный интервал возникновения затяжек равен 1 м. Чем выше ранг, тем хуже состояние скважины по сравнению с идеальной. Ранг высчитывался по выражению (1)

$$Y_i = \sum_{u=1}^n a_u \times \left(\frac{y_{ui} - y_{u0}}{y_{u0}} \right) \quad (1)$$

где n - число откликов;

a – степень значимости отклика (таб.2);

y_{ui} – отклик, м;

y_{u0} – идеальное значение отклика, м;

u – номер скважины.

Откликом считается сумма длин интервалов, в которых возникали затяжки инструмента. Идеальный отклик принят равным 1м. Степень значимости отклика выражена категорией затяжки (таблица 2). Категория – это качественная характеристика рассматриваемых осложнений, увеличивающаяся при возникновении величины затяжки (посадки) в тоннах от собственного веса инструмента. Значениям, попадающим в тот или иной интервал, присваивается определенная категория. В таблице 2 приведены категории затяжек (посадок).

Таблица 1 – Оценка аварийности скважин

Месторождение	Куст	Скважина	Наличие тектонических нарушений	Расстояние от линии предполагаемого тектонического нарушения до линии горизонтального профиля скважины, км	Наличие осложнений при СПО	Степень значимости (Категория затажек (посадок)), а	Сумма длин интервалов (отклик), У _{ит} , м.	Число интервалов осложнений (число откликов), п, штук	Ранг скважины, Y
ВКЗ	50	580гр	+	50	+	0,2	149	1	297,8
ВКЗ	50	583	+	50	+	0,2	149	1	297,8
ВКЗ	50	581	+	50	+	0,4	247	1	987,6
ВКЗ	38	107	+	30	+	0,2	162	2	323,8
ВКЗ	38	129	+	30	+	0,2	162	1	323,8
ВКЗ	38	16гр	+	30	+	0,6	445	3	2669,4
Ай_Пим	121	4074гр	+	100	+	0,2	162	1	323,8
Ай_Пим	121	4076	+	100	+	0,2	149	2	297,8
Ай_Пим	121	4073	+	100	+	0,2	149	1	297,8
Ай_Пим	48	26	-	250	-	0	0	0	0
Ай_Пим	48	1397	-	250	-	0	0	0	0
Ай_Пим	48	1395	-	250	+	0,2	125	2	249,8

Таблица 2 – Степень значимости отклика (Категории затажек (посадок))

Категория	Интервал значений затажек(посадок), т
0,2	[5;10]
0,4	[10;15]
0,6	[15;20]
0,8	[20;25]
1	[25;30]

Анализируя данные, указанные в таблице 1, определено, что имеется линейная зависимость между степенью аварийности и расположением скважины относительно предполагаемого тектонического нарушения. Следовательно, можно отметить, что в скважинах, пробуренных в зонах, где в результате точной интерпретации сейсмических исследований выявлены тектонические нарушения, интенсивность осложнений намного выше. Данный вывод сделан на основании информации по скважинам, которые по данным сейсмических исследований находятся в зоне тектонических нарушений (см. таблицу 1).

Вывод: тектонические нарушения и разломы приводят к изменению напряженно-деформированного состояния горных пород и в итоге негативно влияют на устойчивость стенок ствола скважин. Это вывод подтверждается также и мнением других авторов (Д. Е. Деминская; Коваленко Ю.Ф.; М. М.- Р. Гайдаров).

Библиографический список

1. Карта тектонического районирования Западно-Сибирской плиты [Карты] / Сост. и подгот. к изд. в 1998 г.; гл. ред. Шпильман В.И., ред. Змановский Н.И., ред. Подсосова Л.Л. - 1:2000000. – Изображение : непосредственное.
2. Горгоц В. Д. Проблемы при спуске промежуточных колонн на Ай-Пимском месторождении / В. Д. Горгоц. - Текст : непосредственный // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газовых месторождений Сургутского региона : труды «Сургутнефтегаз». – Сургут, 2007. - С.145-151.
3. Разработка технологии сохранения устойчивости литифицированных глин на основе регулируемой кольматации : 25.00.15 : дисс. канд. техн. наук / Д. Е. Деминская ; Ухтинский гос. техн. ун-т. — Ухта, 2008. — 106 с. - Текст : непосредственный.
4. Ашикмин С. Г. Моделирование напряженно - деформированного состояния необсаженной скважины / С. Г. Ашикмин, А. Э. Кухтинский // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело : труды ПНИПУ. - Пермь, 2014. – № 11. – С. 99-104. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Паршукова Л.А., доцент кафедры НБ, к.т.н.

ПРОБЛЕМЫ И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН ДЛЯ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

***Магомедов Н. М., группа ТССм-21-1, г. Тюмень,
nabigulla.magomedov.1999@mail.ru***

ОАО «Сургутнефтегаз» осуществляет поиски и разведку углеводородов в юрских и триасовых отложениях на глубинах более 2800 м. В связи с возрастающей тенденцией освоения все больших глубин возникает множество новых проблем и задач в области технологии проводки скважин, обусловленных наличием зон аномально высоких пластовых давлений (АВПД), которые очагово распространены в баженовской свите (пласт Ю0). ОАО «Сургутнефтегаз» пробурено сотни поисковых и разведочных скважин, но надежных технологий массового строительства рентабельных скважин не разработано.

Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБ 08-624-03) для бурения скважин на репрессии на пласт Ю0 необходимо применять буровые растворы плотностью 1450 - 1820 кг/м³, а на продуктивные пласты Ач1-4 и ЮС1-3 - плотностью 1050 - 1100 кг/м³. При бурении скважин с несовместимыми требованиями по

вскрытию пластов возникают вопросы по прогнозу пластовых давлений и определению глубин расположения кровли и подошвы пласта с АВПД. Это подтверждается нефтегазопроявлениями при первичном вскрытии пласта Ю0.

Создание эффективных технологий для баженовской свиты сильно осложнено тем, что породы этой свиты не являются коллекторами в общепринятом смысле. Они представлены в основном четырьмя главными породообразующими компонентами: глинистыми минералами; минералами кремнезема; твердыми органическими веществами сапропелевого типа; карбонатными минералами. На 60 % площади деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» в теле баженовской свиты встречены маломощные линзообразные прослои, представленные трещиноватыми породами. Все это приводит к глубокому проникновению твердой фазы утяжеленных промывочных жидкостей и цементных растворов, а также к образованию очень большой зоны проникновения фильтратов. В результате значительно снижаются дебиты скважин и могут наблюдаться различные осложнения.

Одним из главных факторов, затрудняющих разработку технологий первичного вскрытия пласта ЮС0 с АВПД, являются различные пластовые давления в пределах одного пласта одного месторождения. Большие проблемы возникают при первичном вскрытии нижней пачки Р4 (по Т.А. Коровиной) или слоев КС-1 и КС-2 (по В.И. Белкину), где в отличие от вышележащих пачек с АВПД возможны пластовое давление значительно ниже АВПД или гидростатическое.

Не изучены проблемы:

- 1) изменения порового давления во флюидоупорах в зоне кровли и подошвы свиты;
- 2) тектонических напряжений, распространяющихся в горном массиве в зонах тектонических разломов, выделяемых сейсморазведкой в отражающем горизонте А (фундамент) и соответственно отражающихся на вышележащих породах, включая и баженовскую свиту;
- 3) конкретного по каждому месторождению геологического и гидродинамического моделирования строения линзовидных ловушек залежей нефти и др.

Осложнения при строительстве скважин

Анализ строительства скважин на Салымском месторождении показал, что часто происходили поглощения и нефтегазопроявления в интервале самой свиты или рядом залегающих горных пород. В последующем проводились ОПР по вскрытию пласта Ю0 с использованием бурового раствора заведомо низкой эквивалентной плотности без соответствующего устьевого, наземного и скважинного оборудования для ведения подобных работ.

Строительство скважин на Пальяновском месторождении

Когда приступали к разработке программы по буровым растворам для строительства горизонтальных скважин на Пальяновском месторождении, первым делом провели детальный анализ регионального опыта проводки скважин и определение основных технологических рисков при бурении.

По результатам проведенного анализа были определены следующие основные технологические вызовы, специфические для бурения горизонтальных скважин, на баженовские отложения:

- определение оптимальной плотности бурового раствора при бурении транспортного ствола;
- предотвращение поглощений бурового раствора в результате высоких значений эквивалентной циркуляционной плотности при бурении транспортного ствола (ЭЦП);
- обеспечение стабильности горизонтального участка и безаварийного спуска хвостовика, оборудованного под проведение многостадийного ГРП.

Бурение скважин на баженовские отложения на месторождениях ХМАО сопряжено с целым рядом технических сложностей, в первую очередь с необходимостью обеспечения стабильности ствола. Эта задача приобретает особую важность в проектах, где разработка баженовских отложений планируется посредством строительства горизонтальных скважин.

Несмотря на кажущуюся изученность, баженовская свита остается непознанным объектом как для геологов, так и для разработчиков. Современные характеристики отложений определяются совокупным действием множества факторов, поэтому авторы считают необходимым обозначить круг наиболее актуальных в настоящее время вопросов, поиску решения которых будет посвящена в дальнейшем научно-исследовательская работа в рамках Целевого Инновационного Проекта:

- » модель коллектора: вещественный состав, петрофизические свойства и закономерности;
- » содержание подвижной нефти: методика определения и оценки запасов;
- » технологии локализации продуктивных зон: закономерности распределения, возможности современных дистанционных методов и технологий регионального прогноза;
- » механико-прочностная модель: методика определения параметров и технология моделирования;
- » выбор оптимальных технологий разработки: ГРП, химические, тепловые и другие методы, а также пиролиз.

Библиографический список

1. Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири / Баженовский горизонт Западной Сибири. – Новосибирск, 2003 г. - Текст : непосредственный.

2. Дмитриев А. Ю. Основы технологии бурения скважин: учебное пособие / А. Ю. Дмитриев, В. Д. Горгоц // Исследования строительства скважин на баженовскую свиту Ф. Р. Яхшибеков (ОАО «Сургутнефтегаз»). - Томск: ТПУ, 2008. – 190-195 с. - Текст : непосредственный.

ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ХВОСТОВИКОВ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

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

Аннотация. Месторождения Западной Сибири уже порядка двадцати лет разрабатываются с применением скважин, в конструкции которых представлены наклонно-направленные хвостовики. Как правило, интервал хвостовика бурится с применением Винтового Забойного Двигателя (ВЗД) с интегрированной в КНБК телесистемой. Данная статья делает попытку анализа применяемой технологии и призвана предложить новое решение для оптимизации процесса бурения.

Наклонно-направленное бурение, являясь наиболее эффективным способом разработки месторождений, за последние три десятка лет получило активное развитие на месторождениях Западной Сибири. Взамен морально устаревших турбобуров начали применяться ВЗД, которые позволили быстро и точно бурить как интервалы под эксплуатационные колонны, так и короткие интервалы под хвостовики. Технологии наклонно-направленного бурения и измерений в процессе бурения обеспечили гораздо более высокую степень контролируемости траектории. Методы бурения также постоянно совершенствовались за счет синхронизации по времени, подбора долот, оптимизации нагрузки на долото, более эффективных методов очистки скважины.

Ярким примером повсеместного применения ВЗД с телесистемой при бурении интервалов под хвостовики, служит Федоровское месторождение, на котором в конструкции значительного числа эксплуатационных скважин он присутствует. Как правило, его длина составляет 200-700 метров (редко до 1000 м), а зенитный угол не превышает 90 градусов.

При очевидных преимуществах данной системы, таких как надежность, стабильность, изученность, небольшая стоимость при первом приближении, в реальной практике существует множество отрицательных сторон. Во-первых, из-за необходимости изменять азимут и зенитный угол

бурения, приходится применять режим слайдирования (без вращения бурильной колонны), что приводит к затрудненному выносу выбуренной породы, особенно с большим углом наклона ствола. Недостаточная очистка ствола требует дополнительного времени на промывку, а если этот факт игнорируется, могут возникнуть прихваты и увеличенные потери давления.

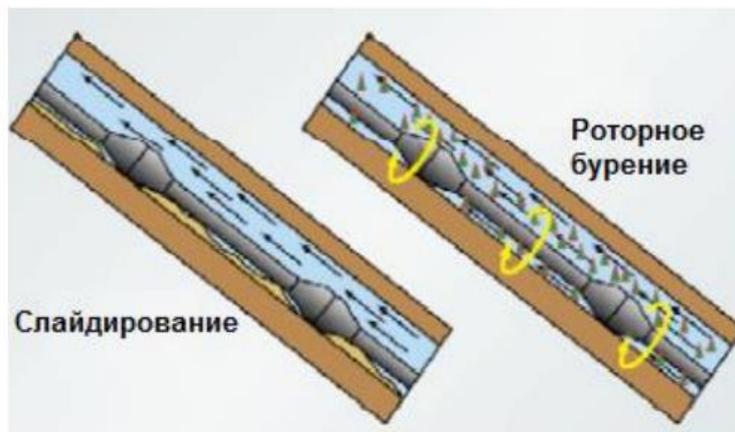


Рисунок 1 – Состояние шлама при различных способах бурения

Во-вторых, чередуя режим слайдирования с обычным, в скважине формируются значительные каверны и уступы, затрудняющие движение КНБК, и приводящие к затяжкам и посадкам, вынуждая тратить время на дополнительные проработки и промывки. Как видно из рисунка 2, при бурении с ВЗД наблюдается значительная неравномерность диаметра ствола скважины, вызванная применением различных режимов бурения.

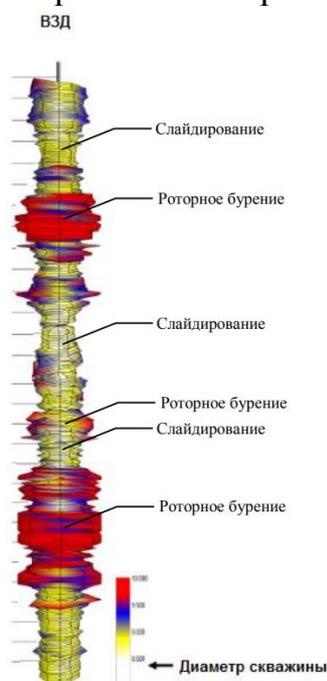


Рисунок 2 – Диаметр ствола при бурении с ВЗД

В-третьих, при применении такой технологии существует ограничение на механическую скорость проходки (до 30 м/с), что в сочетании с большим количеством проработок и ГИС, приводит к тому, что бурение интервала хвостовика длиной около 600 метров может длиться до семи дней, а учитывая большой риск поломок такого внутрискважинного оборудования как телесистема и ВЗД, вплоть до полутора недель.

В этой связи, можно сделать вывод, что технология строительства хвостовиков эксплуатационных скважин на месторождениях Западной Сибири требует пересмотра и модернизации. Существует множество решений данной проблемы, одним из наиболее рациональных является включение в КНБК Роторно-управляемой системы (РУС).

РУСы, появившись в конце конце 1990-х годов ознаменовали значительный прогресс в технологии бурения. Они представляют собой сложные буровые инструменты, интегрированные с механическими, электрическими, и гидравлическими компонентами. По сравнению с традиционными буровыми инструментами, преимущества технологии РУС включают в себя возможность регулирования направления бурения в реальном времени, интеллектуальное управление траекторией скважины, соответственно образуя более кольцеобразную форму ствола без спиралевидных участков.

Согласно исследованиям [1], скорость проходки с использованием РУС в сравнении с ВЗД выше в 2-3 раза, так же, благодаря постоянному вращению бурильной колонны, формируется более гладкий ствол скважины, улучшая вынос шлама, уменьшая скачки давления, снижая вероятность гидроразрыва пород. Благодаря этому отпадает необходимость после окончания бурения проводить дополнительную шаблонировку ствола скважины, сокращая время на СПО. Так же, при использовании РУС, появляется возможность проводки более продолжительных горизонтальных участков, позволяя повышать количество стадий при ГРП, соответственно увеличивая степень извлечения углеводородов из пласта.

Однако, главной отрицательной стороной РУС является её стоимость, которая на порядок выше, чем у ВДЗ. Так же, до недавнего времени, рынок данных систем был представлен только зарубежными компаниями, которые являются и производителями, и подрядчиками при бурении. Данная ситуация изменилась в лучшую сторону, когда в октябре 2020 года, когда ООО НПП «БУРИНТЕХ» заявил об успешных испытаниях РУСа РУС-ГМ-195, при которых был успешно пробурен интервал 1900 метров. Данная система более чем на 90% состоит из отечественных компонентов, и компания уже заявила о планах дальнейшей разработки РУС диаметром 124 мм.

Таким образом, можно сделать вывод, что технология бурения интервалов хвостовиков в Западной Сибири имеет потенциал для модернизации с целью увеличения доли извлекаемых запасов из залежей и повышения добычи нефти и газа в Западной Сибири.

Библиографический список

1. Применение передовых технологий при эксплуатационном бурении на Ванкорском месторождении : [презентация : ООО «Смит Продакшн Технолоджи»]. - 2009. – Текст : электронный.

2. БУРИНТЕХ : Научно-производственное предприятие : [сайт]. – URL : <http://burintekh.ru/company/pcenter/news/40449.ru> (дата обращения: 16.12.2021). – Текст : электронный.

3. Юрин И. А. Развитие технологии управляемого роторного бурения при строительстве скважин с субгоризонтальным профилем / И. А.Юрин. – Текст: непосредственный // Академический журнал Западной Сибири. – 2015. - №5 (60). – С. 43-46.

Научный руководитель: Бастриков С.Н., профессор кафедры Бурения нефтяных и газовых скважин, д.т.н., профессор

ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ВИБРАТОРА НА ЭТАПЕ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

***Шлеин Г. А., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень;
Верисокин А. Е., Северо-Кавказский федеральный университет,
г. Ставрополь***

В современных условиях добычи углеводородов на трудноизвлекаемую нефть приходится 65 % от объема доказанных запасов. Наиболее эффективным способом разработки трудноизвлекаемых запасов является многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) в горизонтальных скважинах. С увеличением массы закачиваемого пропанта в скважинах возникли проблемы активного выноса пропанта из призабойной зоны скважин, особенно на этапах освоения и при их эксплуатации. В качестве одного из методов ограничения выноса пропанта на этапе освоения предлагается применение гидравлического вибратора.

Технология использования вибратора предназначена для уплотнения пропанта, повышения приемистости и продуктивности скважины. Для создания импульсно-ударного воздействия разработан гидравлический золотниковый вибратор (ГЗВ) (рисунок 1).

ГЗВ в своей конструкции состоит из корпуса, который имеет муфту 1 и ниппель 9. Под углом к осевому каналу корпуса выполнены щелевые прорезы 4. В противоположном направлении щелевым прорезам 4 Коаксиально стволу 2 расположен золотниковый элемент 5 с щелевыми отверстиями 6. Снаружи золотник 5 выполнен в виде винта. Внутри корпуса размещены подшипники качения 7 и 8 на которых располагаются золотник 4 и ствол 2.

Ниппель 9 снизу заглушен отражателем 10 в виде конуса, напротив которого расположены радиальные отверстия 11 с гидромониторными соплами 12. На коническом отражателе 10 размещен диффузор 13. Конусный отражатель фокусирует генерируемый импульс, чем увеличивает воздействие передаваемой энергии на пласт. На корпусе устройства предусмотрены радиальные отверстия 14, всасывающие пластовую жидкость. В осевом канале 3 на подшипниках качения 8 установлена насадка 15, имеющая проходной канал 16 и профилированные лопасти 17 с вращающимися лопастями 18.

Вибратор спускают в скважину и устанавливают в интервал перфорации на насосно-компрессорных трубах (НКТ), как показано на рисунке 2. С целью корректного выбора места размещения ГЗВ используют промысловые геофизические и гидродинамические исследования (ГИС+ГДИС).

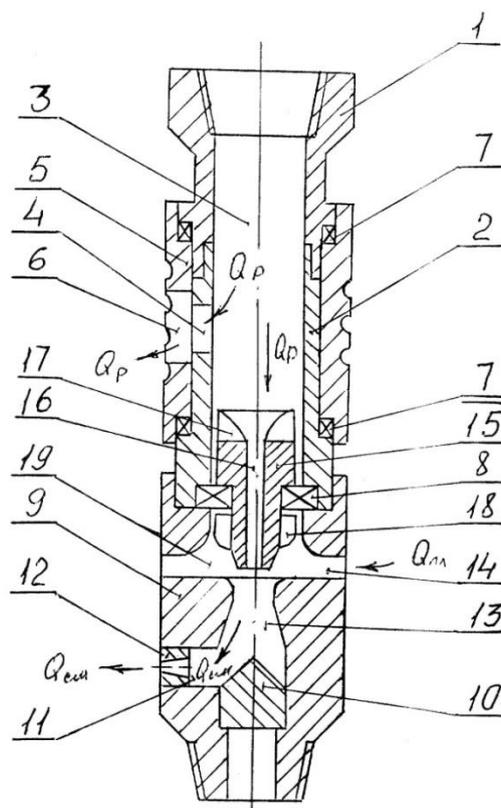


Рисунок 1 – Скважинный вибратор:

1 - муфта; 2 - ствол; 3 – осевой канал; 4 - прорези; 5 - золотник; 6 – щелевые прорези; 7, 8 - подшипники; 9 - ниппель; 10 – конический отражатель; 11 – радиальные отверстия; 12 – гидромониторные сопла; 13 - диффузор; 14 – радиальные каналы; 15 - насадки; 16 – проходные каналы; 17 – профилированные лопатки; 18 – лопасти; 19 - полость

Для осуществления обработки продуктивной зоны выполняют подачу рабочего агента Q_p в осевой канал ГЗВ. Рабочее давление создается насосными агрегатами с поверхности. К насосам предъявляются определенные требования – развиваемое рабочее давление $P_p=4-8$ МПа и циклическое определение приемистости. ГЗВ работает в оптимальном режиме при расходе промывочной жидкости от 7 до 9 л/с. Центральный осевой канал обеспечивает при данном расходе частоту импульсов от 10 до 150 Гц. Рабочий агент Q_p , движется с повышенной скоростью и создает импульсы высокого давления с изменяющейся частотой, что приводит к образованию зон высокого и низкого давлений относительно интервала перфорации. При этих условиях фильтрационный поток пластовой жидкости и стенка скважины подвергаются обработке импульсами гидродинамического давления. Затем энергия упругих гидравлических волн передается в призабойную зону пласта (ПЗП), что способствует качественному и эффективному уплотнению пропантной пачки в трещине ГРП.

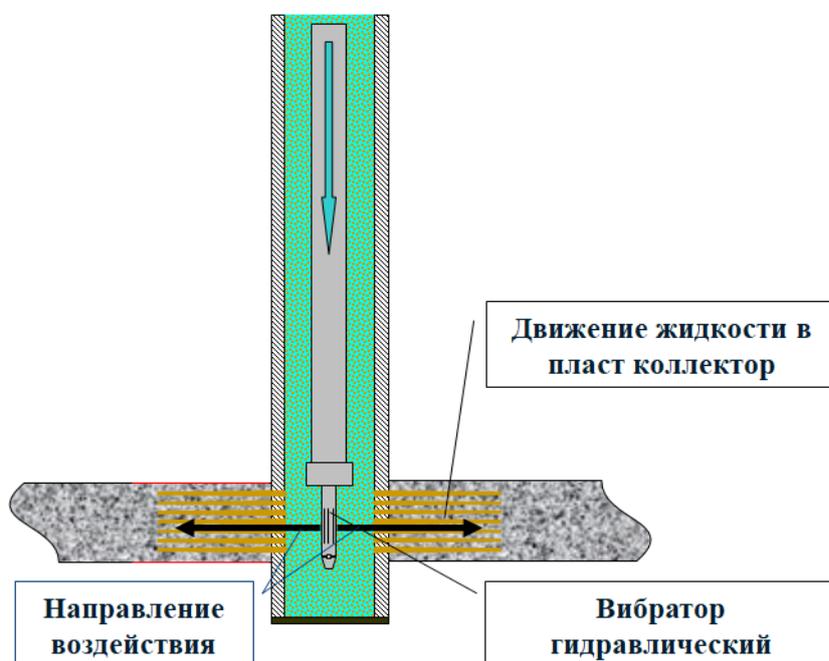


Рисунок 2 – Схема расположения виброустановки относительно интервала перфорации

При этом часть рабочего агента Q_r течет через проходной канал 16 насадки 15, попадает в диффузор 13, а рабочий агент Q_r закручивается лопатками 17 и вращает насадку 15 с лопастями 18 в полости 19, создает разрежение, куда всасывающими радиальными каналами 14 попадает жидкость пласта $Q_{пл}$. Пластовая жидкость $Q_{пл}$ перемешивается лопастями 18 с рабочим агентом Q_r , через диффузор 13, попадает в радиальные каналы 11 и, благодаря гидромониторным соплам 12, создает упругие гидравлические волны, что дает возможность привлечения дополнительно пластовой жидкости к рабочему агенту при проведении гидровиброобработки в промысловых условиях. Благодаря использованию ГЗВ прискважинная зона продуктивного пласта приобретает «новое состояние». Влияние скин-фактора в ПЗП после обработки имеет минимальное значение.

Применение данной технологии при испытании разведочной скважины №2 на Варягском нефтяном месторождении показало высокую эффективность в плане увеличения ее дебита нефти из пласта Ю 2-3. После гидровиброобработки призабойной зоны пласта указанной выше скважины дебит ее по нефти с 0, 10 м³/сут, при депрессии на пласт равной 12,50 МПа увеличился до 4,50 м³/сут при депрессии 6,20 МПа. Нефтегазовое предприятие получили дополнительный экономический эффект от применения ГЗВ.

Использование скважинного вибратора позволяет уплотнить пропантную набивку трещины. Уплотнение пропанта происходит путем создания импульсно-ударного воздействия. Применение ГЗВ дополнительно повышает приемистость и продуктивность скважины, что подтверждается практическими результатами.

Библиографический список

1. Верисокин А. Е. Особенности технологии промывки и освоения горизонтальных скважин после селективного гидроразрыва пласта на месторождениях Западной Сибири / А. Е. Верисокин, Л. М. Зиновьева. – Текст : непосредственный // Наука. Инновации. Технологии. - 2015. - № 3. – С. 79-91.

2. Перспективы развития струйной техники и технологии в нефтегазовой отрасли / Г. А. Шлеин, И. И. Клещенко, А. А. Балувев, А. Ф. Семененко. - Текст : электронный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2020. - № 3 – С. 75-88.

3. Освоение и исследование скважин, вскрывших сложнопостроенные залежи нефти, струйными аппаратами / Г. А. Шлеин, И. И. Клещенко, Н. Н. Закиров [и др.]. - Текст : электронный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2020. - № 2 (326). – С. 32-38.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Солонина К.В., группа ТССм-21-1, г. Тюмень, risq@list.ru

Восточно-Сургутское нефтяное месторождение расположено на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры Тюменской области. На данной территории имеются следующие административные единицы: г.Сургут, п.Дорожный, п.Лесной, п.Баный, д.Широкова. В южной части участка протекает судоходная река Обь.

Месторождение расположено в зоне деятельности ПАО «Сургутнефтегаз», НГДУ «Сургутнефть».

Месторождение было открыто в 1977 году, введено в промышленную эксплуатацию в 1985 году, работает в настоящее время.

Восточно-Сургутское нефтяное месторождение расположено в юго-восточной части Сургутского свода. Месторождение по количеству выявленных залежей относится к многопластовым.

В соответствии с проектными решениями на месторождении выделено четыре объекта разработки: БС100, БС21-22, ЮС11, и ЮС21 (продуктивные отложения тюменской свиты).

Нефтяное Восточно-Сургутское месторождение разрабатывается 37 лет и к настоящему времени основные запасы углеводородов сосредоточены в отложениях тюменской свиты (пласт ЮС21).

Эксплуатационный объект ЮС21 (продуктивные отложения тюменской свиты) введён в разработку в 1987 году. С 2009 года по величине текущей добычи нефти объект стал основным на месторождении. Согласно предоставляемому одновременно с данным проектным документом подсчетом запасов геологические запасы нефти пласта ЮС21 значительны и составляет 77 % от запасов месторождения.

Месторождение является не только достаточно крупным, но также обладает непростым геологическим строением.

Во всех скважинах, вскрывших коллектор, пласт ЮС21 является продуктивным, при-контурные участки водонефтяных зон отсутствуют.

Общий фонд скважин составляет 3818 скважин. Из них 2658 скважин относятся к добывающим, 991 скважин – нагнетательных, 108 скважин – водозаборных.

Фонд для бурения составляет 1996 скважин. Из них 1502 скважин добывающих, 465 – нагнетательных скважин, 29 – водозаборных.

Проектный фонд реализован на 58%.

По результатам технико-экономического анализа разработка Восточно-Сургутского месторождения экономически эффективна.

В настоящее время объект ЮС21 с трудноизвлекаемыми запасами нефти находятся на стадии интенсивного разбуривания проектного фонда и растущей добычи нефти, он является основным объектом разработки на месторождении – доля текущей добычи нефти составляет 89%.

Поддержание и повышение добычи нефти удастся сохранить не только за счет активной разработки залежей запасов нефти пласта ЮС21, но и широкого спектра геолого-технических мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов на данном объекте.

Восточно-Сургутское месторождение имеет сложное строение. Характеризуется невыдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу. Характерны литологические замещения коллекторов слабопроницаемыми породами. Всего выделено 5 продуктивных пластов в составе четырёх эксплуатационных объектов.

Проанализировав данные по разработке и сведения о запасах, безводный период эксплуатации на месторождении отсутствует. Такая ситуация возникает на основании того, что на данном месторождении постоянно увеличивается обводненность, причем, ее рост достаточно интенсивный. Уже с 2000 года она постоянно растет стабильно на 10% в год. Еще в 2000 году размер обводненности был равен 79,4%. Уже в последующие годы она росла и до 2011 года ее уровень составлял 80-83%.

С 2011 года обводненность на месторождении начала снижаться, вследствие ввода в активную разработку объекта ЮС21. В 2018 году обводненность по месторождению составила 74,3 %.

Библиографический список

1. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений : утв. МПР РФ от 21.03.2007 №11. - Текст : непосредственный.

2. Подсчёт запасов нефти и растворённого газа Восточно-Сургутского месторождения Сургутского района Тюменской области (по состоянию на 01.05.1982). - Тюмень, 1982. – Текст : непосредственный.

3. Технологическая схема разработки Восточно-Сургутского нефтяного месторождения // БашНИПИнефть. – Уфа. - 1984. – Текст : непосредственный.

4. Дополнительная записка к технологической схеме разработки Восточно-Сургутского нефтяного месторождения. – Уфа : БашНИПИнефть, 1985. - Текст : непосредственный.

5. Технологическая схема опытно-промышленной разработки пласта ЮС2/1 Восточно-Сургутского нефтяного месторождения с применением экспериментальной технологии нефтеизвлечения. – Тюмень : СибНИИ НП, 1991. – Текст : непосредственный.

6. Пересчёт запасов нефти и растворённого газа Восточно-Сургутского месторождения. - Тюмень : СибНИИНП, 1995. – Текст : непосредственный.

7. Дополнение к технологической схеме разработки Восточно-Сургутского месторождения. - Тюмень : ТФ «СургутНИПИнефть», 1996. – Текст : непосредственный.

8. Анализ разработки Восточно-Сургутского месторождения. - Тюмень : ТО «СургутНИПИнефть», 2012. – Текст : непосредственный.

9. Авторский надзор за реализацией проектных технологических документов на разработку Восточно-Сургутского месторождения (Дополнение к технологической схеме разработки – 1996 г., Анализ разработки – 2002 г.). - Тюмень, 2006. – Текст : непосредственный.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РАСКРЫТИЯ ЛОПАСТЕЙ ДОЛОТА-БАШМАКА ПРИ БУРЕНИИ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ

*Гимазтдинова Э. А., аспирант, Филиал УГНТУ в г. Октябрьском,
egimaztdinova@mail.ru*

*Хузина Л. Б., д-р техн. наук, профессор, АГНИ, зав. кафедрой «Бурение
нефтяных и газовых скважин», г. Альметьевск, lhyzina@yandex.ru*

На сегодняшний день, в условиях длительно эксплуатируемых месторождений с высокой степенью обводнённости и сниженными коллекторскими свойствами пластов при бурении нефтегазовых скважин имеются проблемы, которые несут значительные финансовые и временные затраты, связанные с ликвидацией осложнений и аварий при неустойчивости горных пород, частичном осыпании или разрушении стенок ствола скважины. Приоритетная задача в добыче углеводородного сырья состоит в сокращении затрат на строительство скважин. Одной из технологий, позволяющей повысить эффективность строительства скважин в осложнённых условиях является бурение на обсадной колонне. [6,11]

Технология бурения на обсадной колонне сокращает количество спускоподъёмных операций (СПО), что способствует ускорению процесса бурения и сокращению времени строительства скважин и расходов компаний-заказчиков. [3,4,5,7]. Разделяют основные два вида технологии бурения на обсадной колонне: бурение разбуриваемым долотом-башмаком, которое разбуривается в процессе бурения и бурение долотом-башмаком с раздвигающимися лопастями. [1,2,9]

Рассчитаем усилие $|\vec{F}|$, необходимое для продвижения центрального узла и раскрытия стальных лопастей долота прототипа (рис.1). В качестве прототипа рассматривается обычное долото с раздвигающимися под углом

90 градусов лопастями, которое нашло широкое применение в бурении на обсадной колонне. [8]

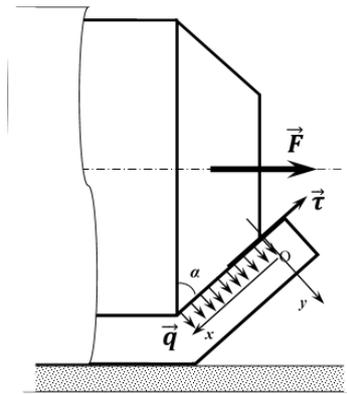


Рисунок 1 – Схема приложения сосредоточенной силы на лопасть долота с разложением на составляющие по нормали и по касательной

Действие нагрузки \vec{q} на конец лопасти можем рассматривать как известную задачу о равномерно нагруженной консольной балке. Тогда поперечную силу Q_x (рис.2) в зависимости от расстояния x от свободного конца балки можно записать в виде: $Q_x = -q \cdot x$

А изгибающий момент M_x в сечении, расположенном на том же расстоянии x от свободного конца балки будет: $M_x = -q \cdot x^2 / 2$

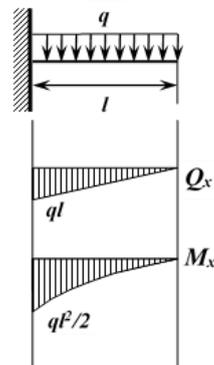


Рисунок 2 – Изображены эпюры Q_x и M_x

Поскольку τ_{max} заведомо меньше, чем σ_{max} , то ограничимся расчётом значения M_x для предельного $[\sigma] \approx 250 \text{ МПа}$: $M_x = \frac{bh^2 \cdot [\sigma]}{6} \approx 0,05 \cdot 0,03^2 \cdot 250 \cdot 10^6 / 6 \approx 5210 \text{ Н}\cdot\text{м}$.

Тогда на 6 лопастей должна действовать сила (учитываем также угол при основании конуса $\alpha = 15^\circ$): $F = M_x \cdot 6 / (0,05 \cdot \cos \alpha) \approx 647'047 \text{ Н}$.

А чтобы создать такое усилие на центральный узел диаметром 0,2м необходимо создать давление равное: $P = F / (\pi \cdot 0,1^2) \approx 20'596'165 \text{ Па}$.

Соответственно расчетам, для раскрытия концов лопастей долота прототипа с раздвигающимися лопастями необходимо давление порядка 20МПа. Это давление необходимо максимально снизить, следовательно, разработка долота-башмака с такой конструкцией лопастей, при которой необходимо меньшее давление для их раскрытия приоритетна.

В разработанном долото-башмаке [1] для бурения скважин на обсадной колонне, состоящем из корпуса с присоединительной резьбой, центральным каналом и узлом из легкоразбуриваемого материала, стальные лопасти раздвигаются под давлением промывочной жидкости. Корпус выполнен с направляющими винтовыми канавками для открытия и ориентации раздвижных стальных лопастей по ним, для значительного снижения затрачиваемых усилий при полном открытии. Долото-башмак может далее использоваться в качестве центриатора при последующем цементировании обсадной колонны. [1,5,10]

Рассчитаем усилие $|\vec{F}|$, необходимое для продвижения центрального узла в случае перемещения шести стальных лопастей долота по направляющим винтовым канавкам. Надежность резьбового соединения оценивается легкостью сборки и сохранностью затяжки.

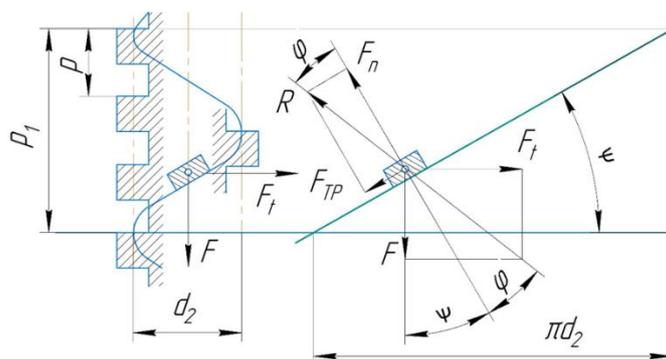


Рисунок 3 – Взаимодействие сил между канавками на центральном узле и лопастями

Из схемы сил (рис.3) следует: $F_t = F \cdot \operatorname{tg}(\psi + \varphi)$, где ψ – угол подъёма – угол образованный развёрткой винтовой линии по среднему диаметру d_2 и плоскостью, перпендикулярной оси центрального узла: $\operatorname{tg} \psi = p_1 / (\beta \cdot \pi \cdot d_2)$

В итоге, имеем: $W_{\max} = F_t \cdot d_2 / 2 = 0,5 \cdot d_2 \cdot F \cdot \operatorname{tg}(\psi + \varphi)$

Окончательно, $F \approx 5250 \text{ Н} \cdot \text{м} / (0,2 \text{ м} \cdot 6,09475) \approx 4307 \text{ Н}$.

Таким образом, усилие, необходимое для поворота шести стальных лопастей долота по направляющим винтовым канавкам в 150 раз меньше, чем у прототипа. Это позволяет сделать вывод о высокой возможной работоспособности долота-башмака для бурения на обсадной колонне.

Библиографический список

1. Пат. 192852 Российская Федерация, МПК E21B10/64 E21B17/14. Долото – башмак: заявл. 03.07.2019: опубл. 03.09.2019 / Хузина Л. Б., Гимазтдинова Э. А., Хузин Б. А. ; патентообладатель Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Альметьевский государственный нефтяной институт" (АГНИ). - Текст : непосредственный.

2. Khuzina, L.B. Torque Reduction while Drilling with Casing / L.B. Khuzina, R.I. Fazlieva, E.A Gimaztdinova // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science International science and technology conference "Earth science". - 2019. - Vol. 272. - Art. no. 022043. - DOI: 10.1088/1755-1315/272/2/022043

3. Гимазтдинова Э. А. Патентный ландшафт башмаков обсадной колонны / Э. А. Гимазтдинова, Б. А. Хузин. - Текст : непосредственный // Деловой журнал Neftegaz.RU. - 2017. - №10. - С. 36-37.

5. Хузина Л. Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Л. Б. Хузина, Э. А. Гимазтдинова, А. Х. Габзалилова. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2020. - № 1. - С. 10-12.

6. Гимазтдинова Э. А. О факторах, влияющих на качество крепления нефтяных скважин / Э. А. Гимазтдинова. - Текст : непосредственный // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. - 2018. - Т. 17. - С. 114-118.

7. Гимазтдинова Э. А. Об элементах ландшафта патентов колонных башмаков / Э. А. Гимазтдинова, Б. А. Хузин. - Текст : непосредственный // Современные технологии в нефтегазовом деле. Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах. - 2018. - С. 294-297.

8. Фазлыева Р. И. Методы снижения крутящего момента при бурении скважин на обсадной колонне / Р. И. Фазлыева, Э. А. Гимазтдинова. - Текст : непосредственный // Материалы международной научной конференции «FarEastCon 2018». - 2018.

9. Гимазтдинова Э. А. Породоразрушающие инструменты для бурения на обсадной колонне / Э. А. Гимазтдинова. - Текст : непосредственный // Материалы IV Международной научно-практической конференции молодых ученых. - 2019.

10. Хузина Л. Б. О элементах компоновки при бурении на обсадной колонне / Л. Б. Хузина, Р. Р. Махмутшин, Э. А. Гимазтдинова. - Текст : непосредственный // Ученые записки Альметьевского Государственного Нефтяного Института. - 2019.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЛУБИННЫХ СКВАЖИННЫХ НАГРЕВАТЕЛЕЙ

Повышенная вязкость нефти является одним из факторов, оказывающих негативное влияние на рабочие характеристики установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) и, в первую очередь на их коэффициент подачи и МРП (межремонтный период).

Тепловой нагрев предупреждает выпадение из нефти и, как следствие, отложение асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПО) в призабойной зоне и под насосным оборудованием, увеличивая проницаемость коллектора и повышая нефтеотдачу пласта.

Установка прогрева призабойной зоны (УППЗ) предназначена для прогрева жидкости, проходящей по телу скважинного нагревателя, находящегося на уровне верхнего интервала перфорации и прикрепленного к насосно-компрессорным трубам (НКТ), в нижней части насосного оборудования.

Кроме того, вокруг скважинного нагревателя происходит прогрев околоскважинного пространства и, в частности, прогрев перфорационных каналов, расположенных в интервале подвески нагревателя. [1]

При прохождении флюида вдоль скважинного нагревателя его кинематическая вязкость уменьшается более чем в два раза, благодаря чему снижается нагрузка на погружной насос и, как следствие, увеличивается межремонтный период.

Из существующих глубинных нагревателей самыми простыми являются электронагреватели. Они используются как для удаления парафиногидратных пробок путем их расплавления, так и для стационарной установки, например, в призабойную зону скважины для теплового воздействия и увеличения нефтеотдачи.

Опыт практического использования УППЗ имеется на двух скважинах Баклановского месторождения ПАО «Оренбургнефть».

Рабочая мощность нагревателя составляла 25 кВт, благодаря чему температура нагревающего элемента находилась на уровне 185°C, в следствии этого температура потока флюида на выходе из скважины была в пределах 36-38°C. В результате удалось избавиться от необходимости промывки скважины и использования реагентов.

Также опыт применения данной технологии при разработке залежей высоковязкой нефти имеется у компании «РИТЭК-Самара-Нафта». Благодаря нагревателям были введены в эксплуатацию бездействующие скважины, а также обеспечена безотказная работа действующего фонда скважин. Дополнительная накопленная добыча нефти из таких скважин превысила 15 тысяч тонн.

Для сохранения эффекта от нагрева в нефтесборном коллекторе, следует обеспечить температуру на приёме насоса не менее 57-58°C.

Таким образом, использование установок УППЗ имеет следующие положительные последствия:

1. уменьшение вязкости нефти за счет повышения температуры в призабойной зоне пласта;
2. увеличение межремонтного периода оборудования скважины;
3. улучшение работы насоса, повышение его коэффициента подачи;
4. стабилизацию рабочего давления;
5. отпадает необходимость промывки насоса химическими реагентами.

Библиографический список

1. Стрункин С. И. Применение установок прогрева призабойной зоны пласта УППЗ-30 на объектах / С. И. Стрункин, А. В. Григорьев, Л. И. Хузин. - Текст : непосредственный // Производственно-технический нефтегазовый журнал.

ПРОБЛЕМЫ НАНОСТРУКТУРИРОВАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Чебыкин Г.А., группа ТВПм-20-1, г. Тюмень, Baigars@mail.ru

Прикладные исследования в области наноструктурированных жидкостей развиваются быстрыми темпами и, как ожидается, сыграют важную роль в ближайшем будущем. Огромный интерес в свою очередь приведет к разработке буровых растворов с характеристиками, которые позволят повысить качество строительства скважин. Существующие труды [1,2,3] позволили нам узнать о многих преимуществах использования наночастиц в качестве добавок к буровым растворам для контроля реологических свойств и водоотдачи, повышения устойчивости глин и укрепления ствола скважины. Но также существуют некоторые проблемы, которые исследователи должны решить, прежде чем наночастицы смогут быть полностью реализованы в бурении нефтяных и газовых скважин.

Стабильность дисперсных систем с наночастицами на сегодняшний день остается технической проблемой и является основным требованием для применения таких жидкостей в полевых условиях. Кроме того, процесс, используемый для диспергирования наночастиц в жидкости, является критическим фактором стабильности данной системы. Исследователи сообщают о различном оборудовании, которое можно использовать для диспергирования твердых наночастиц, таких как ультразвуковые ванны, магнитные мешалки, смесители с большими сдвиговыми усилиями и гомогенизаторы. Однако даже после сильного сдвига, когда наночастицы разрушаются до своего первоначального

размера, они имеют тенденцию к повторной агломерации из-за сильных сил притяжения Ван-дер-Ваальса, что ограничивает их преимущества, связанные с их большой площадью поверхности.

Электростатическое отталкивание или стерические препятствия необходимы для преодоления таких сил притяжения и образования стабильных дисперсий [4]. Этого можно достичь, добавляя определенные поверхностно-активные вещества, которые способны создавать стерические барьеры между наночастицами. Отсутствие поверхностно-активного вещества (ПАВ) может отрицательно сказаться на стабильности наножидкостей, как видно из рисунка 1.



Рисунок 1 – Пример стабильности наножидкостей (без ПАВ) относительно времени

Можно заметить, что водные наножидкости, содержащие наночастицы Al_2O_3 размером 20 нм в количестве 0,5 мас. % без какого-либо поверхностно-активного вещества, полностью отделяются через 5 ч [4]. Основными факторами, влияющими на стабильность таких наножидкостей, являются свойства поверхности частиц, размер и морфология наночастиц. Сидик и др. [5] представили обзор проблем, связанных с наножидкостями, и заявили, что невозможно получить стабильные наножидкости без добавления поверхностно-активных веществ или без модификации поверхности взвешенных частиц. Чой и др. [6] заявили, что добавление поверхностно-активных веществ следует производить с особой осторожностью, так как чрезмерные количества могут неблагоприятно повлиять на вязкость и химическую стабильность наножидкостей.

Хочется также отметить, что проведено достаточно мало промышленных испытаний в полевых условиях с использованием, идентифицированных в литературе наночастиц. Увеличение же количества скважин, пробуренных с использованием наночастиц, позволило бы нам раскрыть все их преимущества, а также выявить проблемы в реальных условиях, позволяя научным сотрудникам сосредоточиться на конкретных свойствах и проблемах таких жидкостей. Кроме того, стоимость некоторых

наночастиц может быть препятствием, которое затрудняет применение таких жидкостей в конкретных операциях в нефтегазовой отрасли. Однако многие виды наночастиц уже коммерчески выгодны, имея доступные цены (например, оксид железа, широко распространенный в природе в различных формах), которые можно использовать вместо многих химикатов, используемых в настоящее время нефтегазовыми компаниями.

Библиографический список

1. Кязимов Э. А. Исследование ингибирующих свойств буровых растворов с наночастицами меди / Э. А. Кязимов, А. Б. Сулейманов. - Текст : непосредственный // SOCAR Proceedings, 2016. – № 2. – С. 11-15.
2. Минаков А. В. Экспериментальное исследование влияния добавки наночастиц на фильтрационные свойства микросуспензии / А. В. Минаков, Е. И. Михиенкова, В. А. Жигарев, А. Л. Неверов. - Текст : непосредственный // Письма в ЖТФ, 2018. – Т. 44, вып. 12. – С. 62-67.
3. Чебыкин Г. А. Применение наночастиц оксида железа и их влияние на фильтрационные свойства буровых растворов / Г. А. Чебыкин. - Текст : непосредственный // Международная научно-практическая конференция «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки». – Тюмень: ТИУ, 2021. – С. 240-243.
4. Wen D. Review of nanofluids for heat transfer applications / D. Wen, G. Lin, S. Vafaei, K. Zhang // Particuology, 2009 – No. 7. – P. 141-150.
5. Sidik N. A. C. A Review on preparation methods and challenges of nanofluids / N. A. C. Sidik, H. A. Mohammed, O. A. Alawi, S. Samion. – Text : direct // Int. Commun. Heat Mass Transf, 2014. – No. 54. – P. 115-125.
6. Choi C. Preparation and heat transfer properties of nanoparticle-in-transformer oil dispersions as advanced energy-efficient coolants / C. Choi, H.S. Yoo, J.M. Oh. – Text : direct // Curr. Appl. Phys, 2008. – No. 8. – P. 710-712.

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ БУРЕНИЯ КУРГАНСКОЙ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ

***Леонтьев Д.С., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень;
Арсеньев А.А., Тюменский филиал ФБУ «Территориальный фонд
геологической информации по Уральскому федеральному округу», г.
Тюмень***

В 1976 г. завершено бурение Курганской параметрической скважины. Скважина остановлена при забое 1155 м (при проектном – 4000 м), так как с глубины 748 м были вскрыты микропегматиты, переходящие в мелкокристаллические гранодиориты и граниты.

Курганская параметрическая скважина № 1 в административном отношении расположена в 5,5 км юго-восточнее районного центра с. Кетово Курганской области (рисунок 1).

Скважина-дублер (забой 718 м) в инт. 535-718 м вскрыла андезитовые порфириты.

В результате бурения Курганской параметрической скважины № 1 впервые были вскрыты в этом районе на полную мощность породы осадочного чехла, получены новые данные о наличии коллекторов, приуроченных к низам мезозойских, верхней выветрелой части палеозойских отложений, а также наличие аллохтонного битума в этих породах, который по данным заключения лаборатории СНИИГГИМСа может быть связан с нефтепроявлением. Доказательством этого заключения так же является наличие в растворенном газе, отобранном из этого интервала, следов углеводородов.

В процессе бурения Курганской параметрической скважины № 1 велось наблюдение за изменением качества глинистого раствора (газирования, нефтяные пленки). Также проводились промыслово-геофизические, геохимические исследования, газовый, механический каротаж с целью определения продуктивности разреза.

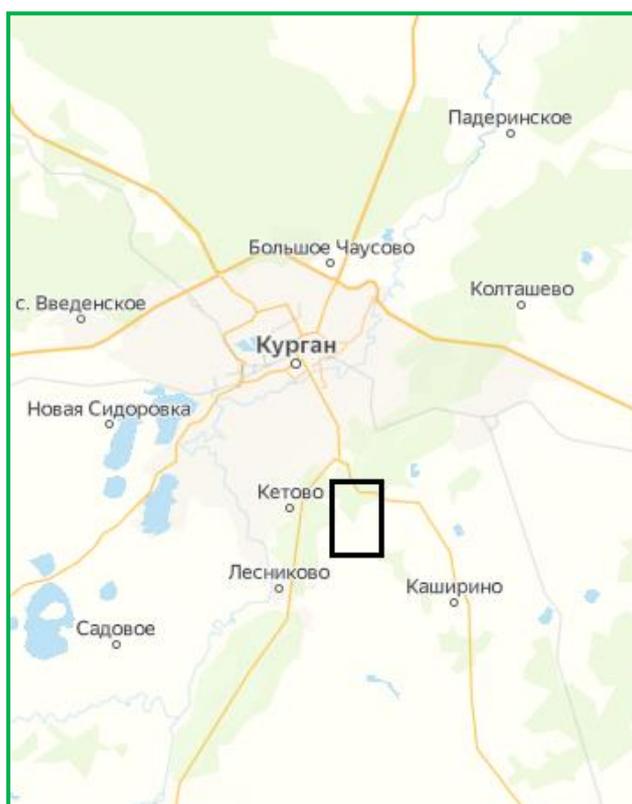


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

По газовому каротажу весь исследованный интервал (117-1151 м) был охарактеризован фоновыми газонакоплениями.

В процессе бурения в интервале 740-760 м на поверхности глинистого раствора отмечались нефтяные пятна. При промывке шлама из данного интервала в обильном количестве выделялось смолоподобное вещество, которое в шламе наблюдалось в виде примазок по трещинам.

В результате исследования образцов шлама, в лаборатории органической геохимии СНИИГТИМСа, получены хлороформенные экстракты с выходом на породу 0,028 % (шлам промытый водой) и 0,37 % (шлам непромытый водой).

По составу хлороформенного битумоида и характеру НК-спектра лабораторией института сделано заключение, что образцы относятся к типу аллохтонного битумоида и могут быть связаны с нефтепроявлениями.

После прострела интервала 743-763 м получен (самоизливом) приток минерализованной воды с растворенным горючим газом дебитом 1,3 м³/сутки. Газовый фактор 0,87 статистический уровень воды 9,4 м.

В результате бурения и испытания скважины, промыслово-геофизических исследований, проведения анализов кернового материала, проб воды и газа получены данные, подтверждающие наличие коллекторов в зоне контакта мезозойских и палеозойских отложений и надежных покрышек над ними, а также отмеченное нефтепроявление в этой зоне, позволяет сделать вывод о возможных промышленных скоплениях углеводородов при наличии благоприятных структурных условий.

Библиографический список

1. Нефть и газ Курганской области / А. А. Арсеньев, Д. С. Леонтьев, М. Д. Заватский, В. В. Салтыков. - Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. - № 2. - С.9-24.

2. Арсеньев А. А. Перспективы нефтегазоносности Курганской области / А. А. Арсеньев, В. М. Александров, Д. С. Леонтьев. - Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. - № 3. - С.9-24.

3. Арсеньев А. А. Нефтегазопроявления глубоких скважин Курганской области. Известия высших учебных заведений / А. А. Арсеньев, С. Ф. Мулявин. - Текст : непосредственный // Нефть и газ. - 2019. - № 2. - С.7-16.

О ВЕРОЯТНОМ ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ В ПЕТУХОВСКОМ РАЙОНЕ КУРГАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Леонтьев Д.С., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия, leontecvds@tyuiu.ru ;

Арсеньев А.А., Тюменский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Уральскому федеральному округу», г. Тюмень, Россия;
Степанчук К.О., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация. В настоящей статье приведены факты возможного нахождения газового месторождения в Петуховском районе Курганской области. В 1962 году в районе совхоза Петухово Курганской области была пробурена структурно-поисковая скважина 4-Г до глубины 928 м. При бурении скважины в процессе пробной откачки с глубины 900,85-923,4 м произошел газовый выброс с бурным выделением горючего метанового газа. Первые признаки слабого газирования наблюдались еще с глубины 227 м, газопоказатели не превышали 7 %.

Последующими сейсморазведочными работами было установлено спокойное залегание осадков мезокайнозойского возраста и выявлена слабая дислоцированность пород палеозойского комплекса. Изучение поверхности нижнего опорного отражающего горизонта, который увязывается с низами мезозойских отложений или же кровлей палеозойского фундамента, позволило выделить три локальные структуры: Медведевское, в районе озера Медвежье размером 4*13 км, оконтуренное изогипсой -700 м, амплитудой 50 м; западнее деревни Казанцевское, размером 1*2,5 км, оконтуренное изогипсой -650 м и севернее деревни Казанцевское, размером 2*3,5 км, оконтуренное изогипсой -700 м, амплитудой 50 м. Выделенные структуры в те времена были рекомендованы для проверки нефтегазоперспективности бурением. В случае положительных результатов было рекомендовано продолжить площадные сейсмические исследования с целью оконтуривания выделенных поднятий севернее деревни Пашково и северо-западнее деревни Гренадеры с последующей проверкой их бурением.

Авторами статьи была осуществлена экспедиция в Петуховский район, в результате которой ими были обнаружены скважины на севере озера Доможирово (предположительно скважины 4-Г и 2-ПР), установлены состояния их устьев. Даны рекомендации по проведению геологоразведочных работ на территории Петуховского района.

В начале 30-х годов прошлого века южная часть Западно-Сибирской низменности активно привлекала внимание геологов в плане поисков залежей углеводородов. В те времена организацией Наркомнефти проводилось бурение целого ряда скважин различного назначения. Так в 1936 году была пробурена Макушинская скважина, в которой по сообщению Н.П. Туаева был обнаружен прямой признак нефти, а точнее пропитанный нефтью аргонит. В интервале 620-711 м в меловых

отложениях был пройден газоносный горизонт с дебитом газа 850 м³ в сутки [2, 20].

Последующие геологоразведочные работы, проведенные в Западно-Сибирской низменности и Казахстане выявили нефтеперспективность этого региона [4, 5, 7].

В 1940 году был создан специальный Западно-Сибирский геологоразведочный трест Наркомнефти. Этим трестом бурились роторные скважины в районе г. Курган и к западу от него. Продолжалось бурение и в районе г. Петропавловска. Так как пробуренные скважины не дали прямых признаков нефти, то и дальнейшие работы в этом направлении были прекращены [9].

Также в 1940 году Лушаковым А.М. методом ВЭЗ производились работы по маршруту Челябинск-Петропавловск вдоль трассы железной дороги. Расстояние между точками наблюдений равнялось ~ 3 км, максимальные разносы АВ достигали 9 км [8].

В результате проведенных работ был составлен геоэлектрический разрез по горизонту с бесконечным сопротивлением, на котором в районе п. Петухово отмечалось поднятие амплитудой 150 м и протяженностью 30 км. Ошибки измерений не выходили за пределы $\pm 5\%$.

Результаты всех проведенных до 1945 г. исследований были обобщены М.К. Коровиным, Н.А. Кудрявцевым, Д.Л. Степановым, А.В. Тыжновым и Г.Е. Рябухиным в крупной работе «Перспективы нефтегазоносности Западной Сибири». Авторы считали, что уральские структуры продолжаются к востоку приблизительно до ст. Макушино. Они также считали, что в восточном направлении происходит уменьшение метаморфизма палеозойских пород. То, что не было встречено прямых признаков нефти, по их мнению, все же не может опорочить перспективы поисков нефти в южной части Западной Сибири из-за сравнительно небольшого объема буровых работ. Авторами обосновывалась возможность образования нефтяных месторождений в крупных синклиналиях впадинах в пределах складчатых сооружений Урала. К ним они относили область между Курганом и Петропавловском. Авторами также предлагалось на выявленных геофизическими работами выступах фундамента пробурить скважины с расчетом пройти по палеозою не менее 100 м [6, 10-19, 21, 22].

В 1960 году тематической партией ТГУ был написан «Отчет о результатах обобщения материалов по геологии и нефтеносности Курганской области», в котором была дана исчерпывающая информация о нефтеносности юго-западной части Западно-Сибирской низменности. Авторами этого отчета территория Курганской области положительно оценивалась в отношении нефтегазоносности.

В 1962 году в районе совхоза Петухово Курганской области была пробурена структурно-поисковая скважина 4-Г (рисунок 1) до глубины 928

м. Скважина не дошла до пород фундамента и была остановлена в готеривбарремских отложениях [3].



Рисунок 1 – Скважина 4-Г (предположительно)

В процессе бурения скважины первые признаки газирования наблюдались с глубины 227 м, но газопоказатели не превышали 7 %.

Однако при пробной откачке с интервала глубин 900,85-923,4 м внезапно произошел мощный газовый выброс с активным выделением метана. Высота выброса составляла порядка 15 м.

По причине того, что спущенная в скважину обсадная колонна не была зацементирована в заколонном пространстве, из-за обвала горных пород фонтанирование через некоторое время прекратилось. Состав газа - азотно-метановый (86 % метана и 13 % азота). Скважина не каротировалась и осталась не испытанной, были отобраны только пробы газа».

Высокая газонасыщенность вод в базальном горизонте готеривбаррема, в пробуренной Петуховской структурно-поисковой скважине 4-Г за контуром выявленных по сейсмике структур, по-видимому, также следует расценивать как показатель вероятности газонефтеносности вмещающих отложений, и указывает на возможность существования промышленных залежей, при наличии структурных форм.

Поэтому геологическое совещание при Главном геологе Уральского геологического управления постановило: «Провести в 1963-64 гг.

площадные сейсморазведочные работы на Петуховской площади Курганской области с целью подготовки структуры для глубокого разведочного бурения на нефть и газ».

Для выполнения данного постановления проектом Сейсмической партии № 13 на 1963 г. предусматривалось проведение сейсмических площадных работ по сети 5*5 км методом отраженных волн (МОВ) на II профилях общей протяженностью 360 пог. км, в том числе корреляционным методом преломленных волн (КМПВ) на двух профилях протяженностью 20 пог. км.

Позже в 70-х годах XX века во время ремонтных работ в Петуховском районе Курганской области, на железной дороге из-под полотна внезапно забила горящая струя. По свидетельству очевидцев, фонтанировало месяц, а само его появление наделало много шума по всей округе. Поговаривали, что это нефть. И, хотя спустя некоторое время ученые установили, что фонтан был вовсе не нефтяным, а газовым (рисунок 2).

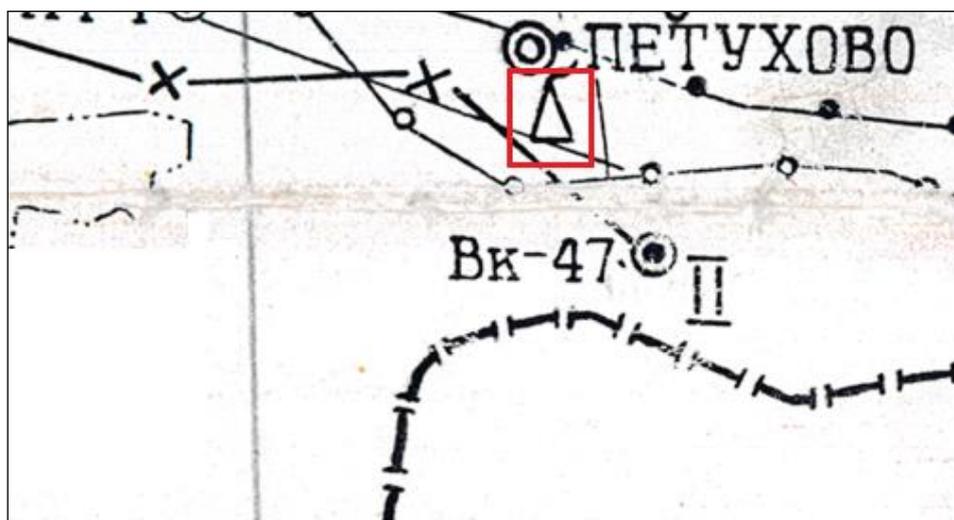


Рисунок 2 – Зафиксированное газопроявление в Петуховском районе

В то время район для проведения сейсморазведочных работ характеризовался сравнительно редкой населенностью. Наиболее крупными населенными пунктами были: с. Петухово, п. Старо-Березово, п. Участкое, Ново-Ильинское, Сливное, Пашково, Казанцевское, Гренадеры и курорт Медвежье.

Карта района работ представлена на рисунке 3.



Рисунок 3 – Карта района работ

Площадные сейсморазведочные исследования были проведены сейсмической партией № 13 БГЭ УГУ летом 1963 года с целью выявления и подготовки структур для глубокого разведочного бурения на нефть и газ. Поставленные задачи решались с помощью сейсморазведки в двух модификациях: метода отраженных волн и сейсмозондирований корреляционным методом преломленных волн [1].

В результате проведенных работ было установлено спокойное залегание осадков мезокайнозойского возраста и выявлена слабая дислоцированность пород палеозойского комплекса. Изучение поверхности нижнего опорного отражающего горизонта, который увязывался с низами мезозойских отложений или же кровлей палеозойского фундамента, позволило выделить следующие локальные структуры: Медведевское, в районе озера Медвежье размером 4*13 км, оконтуренное изогипсой -700 м, амплитудой 50 м; западнее деревни Казанцевское, размером 1*2,5 км, оконтуренное изогипсой -650 м; севернее деревни Казанцевское, размером 2*3,5 км, оконтуренное изогипсой -700 м, амплитудой 50 м. Выделенные структуры в те времена были рекомендованы для проверки нефтегазоперспективности бурением. В случае положительных результатов было рекомендовано продолжить площадные сейсмические исследования с целью оконтуривания выделенных поднятий севернее деревни Пашково и северо-западнее деревни Гренадеры с последующей проверкой их бурением.

Медведевское поднятие, как уже было отмечено выше, расположено в районе озера Медвежье (рисунок 4), имеет неправильную, вытянутую в меридиальном направлении, форму. Свод поднятия широкий, смещен в северо-западном направлении и имеет абсолютную отметку -650 м. Западное и южное крыло поднятия характеризуются углами падения $3^{\circ}+6^{\circ}$,

восточное более пологое, здесь углы падения не превышают $1^{\circ}30'$. По изогипсе -700 м поднятие имеет размеры 13*4 км.



Рисунок 4 – Медведевское поднятие

ПГО «Тюменьнефтегеология» в период с 1963 по 1965 гг. на вышеупомянутой структуре пробурила скважины №№ 2-ПР, 3-ПР, 4-ПР, 5-ПР, при освоении которых были получены притоки минерализованной пластовой воды с растворенным горючим газом (состав газа – азотно-метановый). Дебиты скважин по жидкости составляли от 40 до 269 м³/сут, дебиты газа – от 22 до 69 м³/сут. (газовый фактор 0,3-0,4 м³/т).

Скважина № 2-ПР заложена и пробурена на северном берегу озера Доможирова (рисунки 5 и 6).

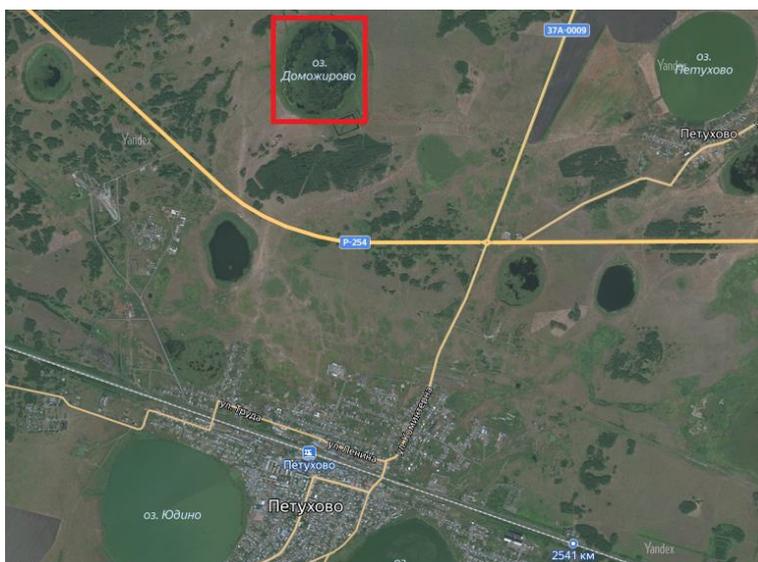


Рисунок 5 – Местоположение озера Доможирово



Рисунок 6 – Скважина 2-ПР (предположительно)

В процессе испытания был получен приток минерализованной пластовой воды с растворенным горючим газом, в составе которого было определено до 0,6 % нефтяных углеводородов. В интервале глубин 932,6-939,1 м, в отобранном керне углистых алевролитов и песчаников тюменской свиты, отмечен двухметровый пропласток, насыщенный битумом, из них 0,6 м сплошного насыщения и 1,4 м в переслаивании с прожилками вмещающей породы.

Скважина № 3-ПР была пробурена в 1964 году до глубины 840 м. При испытании скважины были получены дебиты: воды до 42 м³/сут и газа 29 м³/сут. Газ метановый.

Примерное положение скважины представлено на рисунке 7.



Рисунок 7 – Примерное положение скважины № 3-ПР

Скважина № 4-ПР, так же была пробурена в 1964 году. При испытании объекта в интервале глубин 640-647 м были получены дебиты: воды – 269 м³/сут и газа – 95 м³/сут.

Примерное положение скважины № 4-ПР представлено на рисунке 8.

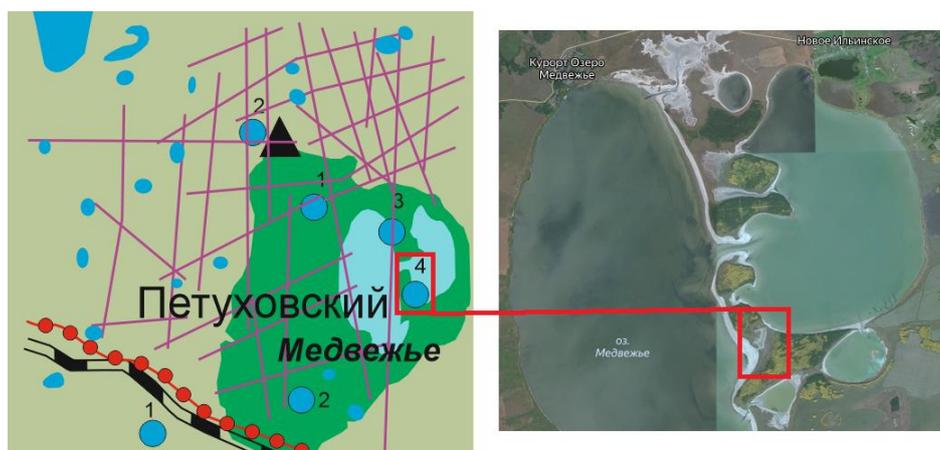


Рисунок 8 – Примерное положение скважины № 4-ПР

Стоит отметить, что газопроявления отмечались и в Западно-Петуховской параметрической скважине НЗП-1, пробуренной в 1982 г. силами ПГО «Новосибирскгеология», с глубиной забоя 2357 м. Скважина вскрыла отложения верхнего девона, характеризующиеся интенсивной загипсованностью.

Важно отметить, что выше рассматриваемые скважины расположены друг от друга на расстояниях от 3 до 5 км, и выявленный сейсмикой свод Медведевской структуры по изогипсе -650 м остался не разбуренным.

Западное поднятие имеет северо-западное простирание, располагается на региональном погружении поверхности палеозойского фундамента, оконтурено изогипсой -650 м и имеет размеры 1*2,5 км. Свод поднятия имеет абсолютную отметку -625 м.

По изогипсе -700 м из замкнутой структуры она превращается в структурный нос, связанный, видимо, с эрозионными формами поверхности фундамента, и с погружением северного и западного крыла под углом 6-7°.

Северное поднятие гипсометрически ниже западного поднятия на 75 м, имеет почти правильную брахиантиклинальную форму северо-восточного простирания. По изогипсе -750 м имеет размеры 2*3,5 км. Свод поднятия смещен в северо-восточном направлении и имеет абсолютную отметку

-700 м. Это поднятие находится в районе регионального погружения палеозойского фундамента, что и сказалось на углах падения крыльев поднятия. Северо-восточное крыло поднятия крутое, с углами падения около 4°, а юго-западное более пологое, здесь вычисленные углы падения не превышают 1°15'.

Общие рекомендации к проведению поисково-разведочных работ на территории Петуховского района.

Площадь Петуховского района составляет 2772 км².

1. На территории района необходимо провести комплекс сейсморазведочных работ.

2. Провести дополнительный комплекс геологической и геоморфологической съемки, электроразведку и геохимию.

Электроразведку необходимо провести для выявленной антиклинальной структуры вблизи озера Медвежье. Это поможет более точно оконтурить антиклинальную структуру, а также оценить перспективность обнаружения новых залежей углеводородов с вероятностью более 90 % в пределах выявленной сейсморазведкой положительной структуры. Далее локализовать места наибольшего скопления углеводородов для определения точки заложения поисковых и разведочных скважин.

3. Уточнить состояние остальных пробуренных скважин в районе.

4. При постановке программы бурения поисковых и разведочных скважин в районе необходимо предусмотреть точку заложения скважины вблизи озера Актабан. Проведенный анализ геолого-геофизической информации гравиметрических и магниторазведочных исследований позволяет с большой уверенностью говорить о перспективности открытия залежи углеводородов в районе озера.

Выводы

1. В 60-х годах прошлого века на территории Петуховского района Курганской области проведены геологические работы, дающие повод задуматься о возможном газовом месторождении в районе.

2. В 1962 г у с. Петухово 4,5 км к северу Уральским Геологическим Управлением пробурена скв. № 4-Г глубиной забоя 928,4 м, из интервала бурения 902-928м отобран керн с запахом бензина. При пробной откачке произошел газодляной выброс около 15 м высотой в сопровождении большого шума. Газ – 86 % метан, 13% азот.

3. В результате проведенных сейсморазведочных работ было выявлено Медведевское поднятие, имеющее неправильную, вытянутую в меридиальном направлении, форму. Свод поднятия широкий, смещен в северо-западном направлении и имеет абсолютную отметку -650 м. По изогипсе -700 м поднятие имеет размеры 13*4 км. На структуре, в 1963-1965 гг., силами ПГО «Тюменьнефтегеология» были пробурены скважины №№ Тп-2ПР, 3, 4, 5, из которых были получены притоки минерализованной пластовой воды с растворенным горючим газом (цвет пламени синий) дебитом от 40 до 269 м³/сут, дебитом газа от 22 до 69 м³/сут и газовым фактором 0,3-0,4 м³/т. Состав газа в пробуренных скважинах азотно-метановый.

4. В данном районе необходимо проводить дополнительный комплекс сейсморазведочных работ. Провести дополнительный комплекс геологической и геоморфологической съемки, электроразведку и геохимию.

Электроразведку необходимо провести для выявленной антиклинальной структуры размером вблизи озера Медвежье. Это поможет более точно оконтурить антиклинальную структуру, а также оценить перспективность обнаружения новых залежей углеводородов с вероятностью более 90 % в пределах выявленной сейсморазведкой положительной структуры. Далее локализовать места наибольшего скопления углеводородов для определения точки заложения поисковых и разведочных скважин.

Перспектива в Петуховском районе – открытие залежей газа. Предложенные выше методы поисково-разведочных работ позволят:

1) дать более качественную и количественную оценку перспектив нефтегазоносности Петуховского района Курганской области;

2) выделить наиболее перспективные зоны нефтегазоносности, изучить их геологическое строение, оценить прогнозные запасы в перспективных нефтегазоносных горизонтах;

3) подготовить территорию для первоочередных работ по поисково-разведочному бурению.

Библиографический список

1. Отчет о результатах площадных сейсмических работ, проведенных сейсмической партией № 13 в Петуховском районе Курганской области летом 1963 года, пос. Шеелит, 1964 г. - Текст : непосредственный.

2. Нефть и газ Курганской области / А. А. Арсеньев, Д. С. Леонтьев, М. Д. Заватский, В. В. Салтыков. - Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2021. - № 2. - С. 9-24.

3. Арсеньев А. А. Нефтегазопрооявления глубоких скважин Курганской области / А. А. Арсеньев, С. Ф. Мулявин - Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2019. - № 2. - С. 7-16.

4. Арсеньев А. А. Перспективы нефтегазоносности Курганской области / А. А. Арсеньев, С. Р. Бембель - Текст : непосредственный // В сборнике: Нефть и газ: технологии и инновации. Материалы Национальной научно-практической конференции. В 3-х томах ; отв. редактор Н.В. Гуменова. - 2020. - С. 16-18.

5. Стратегический потенциал Курганской области / В. М. Александров, А. А. Арсеньев, Н. Н. Закиров [и др.]. - Текст : непосредственный // Под общ. ред. Н. Н. Закирова, В. В. Салтыкова. - Тюмень, 2020.

6. Ехлаков Ю. А. Новые данные о геологическом строении палеозойского фундамента юга Курганской области (по данным изучения Курган-Успенской параметрической скважины) / Ю. А. Елаков, А. Н. Угрюмов, С. С. Санфирова. - Текст : непосредственный // Горные ведомости, 2010. - № 5. – С. 34-51.

7. Цитенко Н. В. Предварительный отчет о геологических исследованиях, произведенных летом 1938 г. в Звериноголовском районе Челябинской области, Звериноголовской регистрационно-поисковой партией Западно-Сибирского геологического управления / Н. В. Цитенко. - 1938 г. - Текст : непосредственный.

8. Анализ и перспективы поисково-разведочных работ на нефть и газ в Курганской области: монография / А. А. Арсеньев ; ред. члена-корреспондента РАН А. Р. Курчикова. – Тюмень: ТИУ, 2019 г. - Текст : непосредственный.

9. Арсеньев А. А. Нефтегазоносность Курганской области, перспективы и факты / А. А. Арсеньев, Д. С. Леонтьев, В. В. Салтыков // Актуальные проблемы науки и техники - 2019: сб. статей и докладов на XII междунар. науч. - практ. конф. – Уфа : УГНТУ, 2019. – С. 77-79.

10. Кирда Н. П. Девонские и каменноугольные отложения Тургайского прогиба и перспективы их нефтегазоносности / Н. П. Кирда. - Текст : непосредственный // Известия АН Казахской ССР. - 1971. - №1. - С. 24-35.

11. Кирда Н. П. Перспективы нефтегазоносности доюрских комплексов Зауралья / Н. П. Кирда. - Текст : непосредственный // Горные ведомости. - 2013. - № 10. - С. 20-39.
12. Кирда Н. П. Перспективы открытия месторождений углеводородов в доюрских комплексах Западной Сибири и Южном Зауралье / Н. П. Кирда. - Текст : непосредственный // Труды Международной конференции геофизиков и геологов. – Тюмень, 4-7 декабря 2007. – С. 1-5.
13. Особенности геологического строения, перспективы нефтегазоносности Тургайского прогиба и задачи региональных геолого-геофизических работ / Н. П. Кирда, П. И. Краев, С. К. Курманов [и др.]. - Текст: непосредственный // Геология нефти и газа. - 1971. - № 7. - С. 29-33.
14. Рыльков А. В. Распределение и перспективы нефтегазоносности локальных структур юга Тюменской области / А. В. Рыльков, Н. Х. Кулахметов. - Текст : непосредственный // Тюмень: ЗапСибНИГНИ. - 2004. - 96 с.
15. Стратиграфия палеозойского разреза, вскрытого параметрической скважиной Курган-Успенская-1 (юго-западная окраина Западной Сибири) / Т. И. Степанова, Н.А. Кучева, Г.А. Мизенс [и др.]. - Текст : непосредственный // Литосфера. - 2011. - № 3. - С. 3–21.
16. Пумпянский А. М. Каменноугольные отложения Курганского Зауралья / А. М. Пумпянский. - Текст : непосредственный // Топорковские чтения. - 1999. - №4. - С. 55–62.
17. Геохронологические исследования фундамента Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна; итоги 50 лет изучения / К. С. Иванов, Ю. Н. Федоров, Ю. Л. Ронкин, Ю. В. Ерохин. - Текст : непосредственный // Литосфера. - 2005.- № 3. - С. 117–135.
18. Геодинамические обстановки формирования каменноугольных вулканических комплексов Южного Урала и Зауралья. Т. 1. / А. В. Тевелев, К. Е. Дегтярев, П. Л. Тихомиров [и др.]. // Очерки по региональной тектонике. Южный Урал. - Москва: Наука. - 2005. - С. 213–247. - Текст : непосредственный
19. К стратиграфии верхнего девона на восточном склоне Среднего Урала / В. А. Наседкина, М. В. Постоялко, А.А. Плюснина [и др.]. - Текст : непосредственный // Проблемы стратиграфии Урала. Девонская система. - Свердловск: ИГиГ УрО РАН, 1990. - С. 22–33.
20. Арсеньев А. А. История изучения юга Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и Зауралья / А. А. Арсеньев, С. Ф. Мулявин. - Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2020. - №1. - С 8-18.
21. Арсеньев А. А. Особенности гидрогеологического строения Курганской области / А. А. Арсеньев, В. М. Александров, С. Ф. Мулявин. - Текст : непосредственный // Булатовские чтения: сб. статей и докладов на

IV Международной научно-практической конференции, Издательский Дом – Юг Краснодар Т. 1. - 2020. - С. 49-56.

22. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности / З. Т. Алескерова, Г. С. Крицук, П. Ф. Ли [и др.] ; ред. Ростовцев Н.Н. - Москва : Госгеолтехиздат, 1958. - 292 с. - Текст : непосредственный.

СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ВРЕМЕНИ НА ПРОРАБОТКУ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПЕРЕД СПУСКОМ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

*Кузнецов Д.В., группа ВСм-21-1, г. Тюмень, space_shark@mail.ru
Петров Д.Е., группа ВСм-21-1, г. Тюмень, danila.petrov098@gmail.com*

Бурение скважин с горизонтальным окончанием ствола (ГС) получило широкое распространение. Однако процесс бурения ГС осложняется множеством проблем, в частности, образованием шламовой постели на нижней стенке скважины, что вызывается неэффективным режимом очистки. Следствием некачественной очистки может являться непродуктивное время и финансовые затраты, связанные с ликвидацией прихватов колонны.

В данной работе было проанализировано более 180 скважин, пробуренных на территории Западной Сибири за 2021 г. По результатам проведённого анализа (таблицы 1 и 2) было выявлено, что:

1. Отсутствует зависимость ТЭП от выбранного угла перекоса;
2. Бурение всех скважин осуществляется с вращением колонны до 40 об/мин, что в условиях бурения скважин с зенитным углом 90 гр. является основной причиной неэффективности очистки ствола;
3. Больше половины скважин бурится с применением винтового забойного двигателя (ВЗД). Чаще всего угол перекоса ВЗД для бурения и операций по подготовке ствола скважины равен 1,5° или 1,83°;

Возможно сокращение времени буровых работ при замене проработки отдельным рейсом на обратную проработку при подготовке ствола вплоть до 2 суток на скважину.

Таблица 1 – Анализ интервалов бурения транспортных участков скважин

№ место-рождения	Объект	Тип	Кол-во скв.	Угол перекоса, град.	Кол-во скв. с обратной проработкой	Кол-во скв. с проработкой отдельным рейсом	Время обратной проработки, ч	Время проработки отдельным рейсом, ч
1	АЧ	ГС	10	1,5	7	3	8	43
	АЧ	ГС	6	1,83	3	3	6	33
	БС	МЗС	2	1,5	1	1	5	30
	ЮС	ГС	8	1,5	4	4	12	35
3	ЮС	ГС	6	1,5	2	4	17	30
	ЮС	МЗС	1	1,83	1	-	7	-

4	ЮС	ГС	7	1,5	7	-	11	-
5	БВ	ГС	4	1,5	1	3	19	45
6	БВ	ГС	8	1,5	3	5	10	58
	БВ	ГС	4	1,33	3	1	22	47

Таблица 2 – Анализ интервалов бурения горизонтальных участков скважин

№ место-рождения	Объект	Тип	Кол-во скв.	Угол перекоса, град.	Кол-во скв. с обратной проработкой	Кол-во скв. с проработкой отдельным рейсом	Время на обратную проработку, ч	Время на проработку отдельным рейсом, ч
1	АЧ	ГС	12	1,5	7	5	16	46
	АЧ	ГС	2	1,83	2	-	23	-
	ЮС	ГС	8	1,5	3	5	12	35
2	ЮС	ГС	9	1,5	3	6	16	45
	ЮС	ГС	1	1,3	-	1	-	43
3	БС	ГС	4	1,5	1	3	15	39
	ЮС	ГС	6	1,5	3	3	8	33
4	ЮС	ГС	7	1,5	6	1	11	49
5	БВ	ГС	4	1,5	2	2	16	30
6	БВ	ГС	10	1,5	7	3	10	53

Повышение степени очистки ствола возможно при утолщении плёнки вязкостного сцепления, образующейся вокруг бурильной трубы при её вращении (рис. 1). Утолщение плёнки возможно при повышении числа оборотов колонны труб, вследствие чего увеличивается количество поднимаемого шлама с нижней стенки скважины в зону высокоскоростного потока.

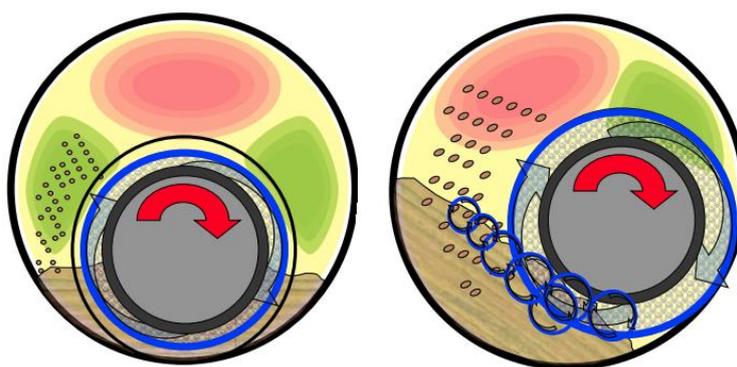


Рисунок 1 – Схема очистки ствола скважины на пониженных (слева) и повышенных (справа) оборотах

Бурение с применением ВЗД на проанализированных скважинах производилось при частоте вращения колонны не более 40 об/мин из-за ограничений заводов-изготовителей. Однако известно о новейшей

разработке ВЗД с увеличенной частотой вращения до 80 об/мин серии R-Force производства компании ООО «Радиус-Сервис» (рис.2). В данных ВЗД были произведены следующие изменения:

1. Уменьшено нижнее плечо двигателя;
2. Увеличена динамическая грузоподъемность подшипника;
3. Увеличен наружный диаметр головы вала шпиндельной секции;
4. Увеличен наружный диаметр карданного вала;
5. Усилены шарниры карданного вала за счет увеличения диаметра шариков и радиуса их расположения.

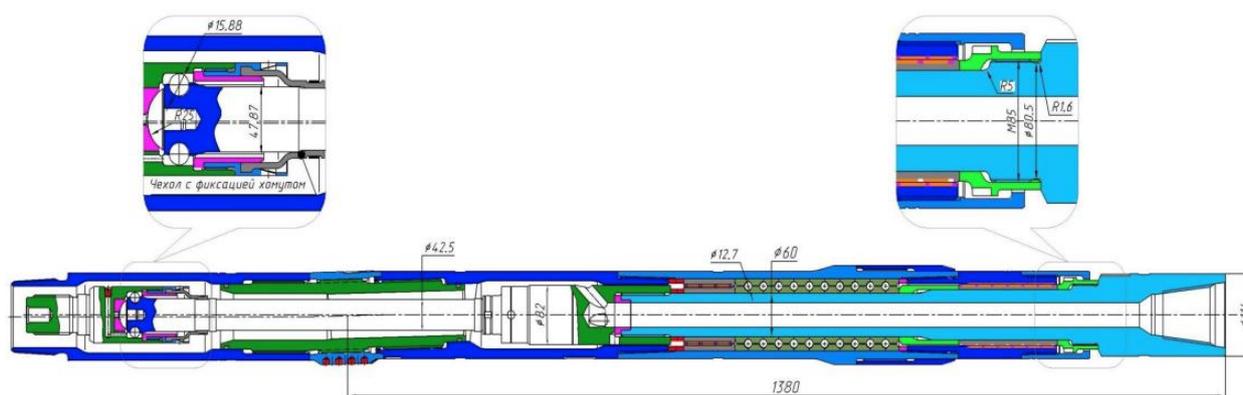


Рисунок 2 – ДРУ1-120РС, ВЗД серии R-Force

Эксплуатация ВЗД 172 габарита серии R-Force с профилированной двигательной секцией производилось на 9 скважинах одного из месторождений Западной Сибири при использовании долот типа PDC диаметром 220,7 мм. Модернизация ВЗД позволила достигнуть повышения средней механической скорости бурения на 30% в сравнении со стандартными двигателями (рис. 3). Уменьшение сроков бурения в частности связано с отсутствием проработок ствола скважины отдельными рейсами.

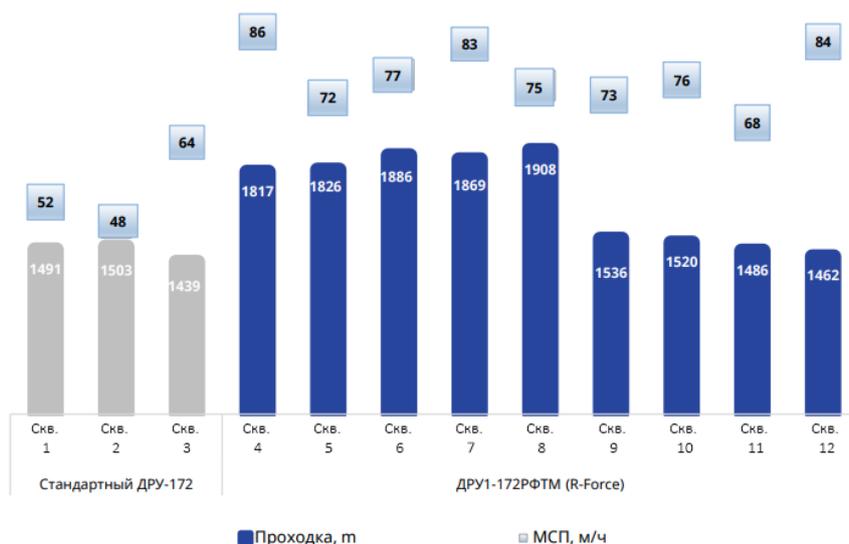


Рисунок 3 – Сводные данные по эксплуатации ВЗД ДРУ1-172РФТМ на 9 скважинах

ВЗД показал высокую надёжность и сохранение рабочих характеристик на протяжении всех рейсов бурения при суммарной наработке в 284 часа в сравнении с допустимыми 180 часами у серийных ВЗД, из которых 199 часов – время механического бурения, 85 часов – время промывки.

Таким образом, существует резерв для повышения технико-экономических показателей бурения и снижения рисков осложнений, связанных с прихватами и недоспуском обсадных колонн до проектной глубины, реализовать который возможно при замене проработки ствола отдельным рейсом на обратную проработку непосредственно после бурения и применении передовых отечественных разработок в сфере производства ВЗД, позволяющих повысить качество и снизить затраты времени подготовки скважины к спуску обсадных колонн.

Библиографический список

1. Особенности очистки горизонтальных стволов скважин / К. В. Соседин, А. Е. Анашкина, А. Ф. Семененко, А. И. Тайгибов. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2017. — № 41 (175). — С. 12-15.
2. Райхерт Р. С. Техничко-технологические решения по очистке наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама / Р. С. Райхерт, М. С. Цукренко, А. С. Органов. - Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. - 2016. - № 3. — С. 28–35.
3. Радиус-Сервис : сервисная компания : [сайт]. – URL: <https://www.radius-s.ru> (дата обращения: 18.01.2021). – Текст: электронный.

Научный руководитель: Бакиров Д.Л., к.т.н., доцент, заместитель директора филиала по научной работе в области строительства скважин, исполняющий обязанности заведующего базовой кафедры ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА

Петров Д.Е., группа ВСм21-1, г.Тюмень, danila.petrov098@gmail.com

Кузнецов Д.В., группа ВСм 21-1, г.Тюмень, space_shark@mail.ru

В условиях нестабильной макроэкономической ситуации требуется поиск решений по оптимизации затрат на бурение, строительство скважин малого диаметра позволит снизить капитальные затраты на геологоразведочные работы, уменьшить себестоимость и материалоемкость разведочных скважин, тем самым повысить технико-экономические показатели путем вовлечения малогабаритных станков для разведочного бурения.

Проведен сравнительный анализ экономической эффективности строительства разведочной скважины малого диаметра (РСМД) и разведочной скважины стандартной конструкции, сопоставлены результаты и сформированы рекомендации для применения данной технологии.

В процессе выполнения работы были поставлены следующие задачи:

1. Анализ сокращения металлоемкости обсадных колонн, количество бурового и тампонажных растворов, объема утилизации шлама.
2. Анализ геофизической аппаратуры малого диаметра для выполнения окончательного каротажа в РСМД.
3. Определение области применения и ограничений данной конструкции.
4. Расчет экономической эффективности строительства РСМД.

В настоящее время строительство разведочной скважины стандартной конструкции с отбором керна в одном объекте производится с использованием следующей конструкции - направление диаметром 324 мм, кондуктор диаметром 245 мм, эксплуатационная колонна диаметром 146 мм. Предлагается рассмотреть следующий типоразмер обсадных труб - направление диаметром 245 мм, кондуктор диаметром 178 мм, эксплуатационная колонна диаметром 114 мм (рисунок 1).

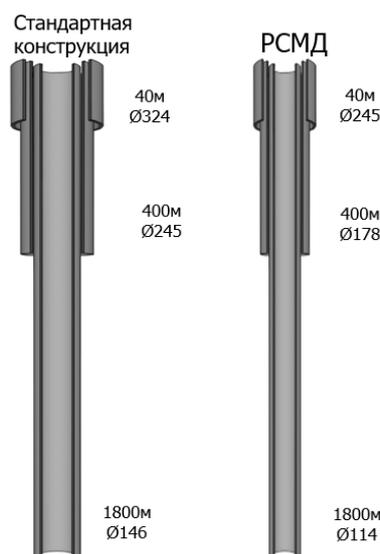


Рисунок 1 – Сравнение рассматриваемых конструкций

Таблица 1 – Анализ металлоемкости

Колонна	Стандартная конструкция		РСМД		Δ(разница)
	вес 1 м, кг	интервал, т	вес 1 м, кг	интервал, т	
Направление (40 м)	77,4	2,3	46,6	1,4	0,9 (-39%)
Кондуктор (400 м)	46,6	18,6	24,0	9,6	9,0 (-52%)
Экс. колонна (1800 м)	24,0	43,2	16,0	28,8	14,4 (-63%)
Итого		64,1		39,8	24,3 (-38%)

Суммарное сокращение металлоемкости при применении РСМД составит 38% относительно стандартной конструкции.

Для реализации строительства скважин предложены следующие компоновки низа буровой колонны, представленные в таблице 2.

Таблица 2 – Элементы буровой колонны РСМД

Условный номер КНБК	Элементы буровой колонны			
	типоразмер, шифр	наружный диаметр, мм	длина, м	вес, т
1	III 295,3 (11 5/8) MTRP 137	295,3	0,50	0,08
	УБТ 203	203	12,0	2,35
	ТБПК - 127 «G»	127	27,5	0,86
Итого				3,29

2	БИТ 215,9 ВТ 613	215,9	0,38	0,04
	ВЗД - 127	172	7,68	1,16
	НУБТ – 127	172	9,00	1,58
	ЗТС	172	9,14	1,43
	НУБТ – 127	172	9,00	1,16
	ТБПК – 127 «G»	127	364,8	12,11
Итого				17,48
3	БИТ 155,6 ВТ 613	155,6	0,29	0,03
	ВЗД - 120	120	5,43	0,41
	НУБТ - 120	120	6,50	0,48
	ЗТС - 110	108	3,00	0,40
	НУБТ - 120	120	6,50	0,48
	ТБПН – 89 «G»	89	1778,28	44,88
Итого				46,68

Таблица 3 – Выбор буровой установки

Глубина скважины по стволу	Максимальная масса ОК, т	Максимальная масса БК, т	Тип буровой установки	Допустимая нагрузка на крюке, т		Максимальная допустимая нагрузка на крюке.
				При спуске 0,9 МАХ	При бурении 0,6 МАХ.	
Стандартная конструкция						
1800	64,1	76,46	БУ 2500 160М-ДЭП	144	96	160
РСМД						
1800	41,78	48,33	МБУ - 125	112,5	75	125
Примечание – Выбор типа буровой установки производится согласно техническим характеристикам и «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности».						

Исходя из проведенных расчетов, можно сделать вывод, что при бурении РСМД оптимально применение МБУ грузоподъемностью 125 т, а при бурении по стандартной конструкции в проекте выбрано БУ грузоподъемностью 160 т.

Таблица 4 – Анализ количества бурового раствора

Колонна	Стандартная конструкция	РСМД	Δ(разница)
Направление (40 м)	68, м ³	60, м ³	8, м ³
Кондуктор (400 м)	142,9 м ³	123,7 м ³	19,2, м ³
Экс. колонна (1800 м)	345,6 м ³	281,7, м ³	91,6, м ³

Итого	556,5 м ³	465,4, м ³	91,1, м ³ (-18%)
-------	----------------------	-----------------------	-----------------------------

В результате, суммарный объем при бурении под все интервалы скважины, за счет сокращения типоразмеров долот, уменьшается на 18 %

Таблица 5 – Анализ количества тампонажного раствора

Колонна	Стандартная конструкция		РСМД		Δ(разница)	
	Тампонажный раствор	Продав. жидкость	Тампонажный раствор	Продав. жидкость	Тампонажный раствор	Продав. жидкость
Направление (40 м)	4,52, м ³	2,9, м ³	3,57, м ³	1,6, м ³	0,95, м ³	1,3, м ³
Кондуктор (400 м)	23,5 м ³	15,8, м ³	14,7 м ³	8,1, м ³	8,8, м ³	7,7, м ³
Экс. колонна (1800 м)	37,5 м ³	25, м ³	26,2 м ³	15,1, м ³	15,3, м ³	9,9, м ³
Итого	65,52, м ³	43,7, м ³	44,47, м ³	24,8, м ³	25,05, м ³ (-39%)	18,9, м ³ (-44%)

В результате проведенных расчетов, за счет оптимизации конструкции, потребность в тампонажном растворе уменьшается на 39%, продаваемой жидкости на 44%.

Таблица 6 – Анализ объема утилизации бурового шлама

Колонна	Стандартная конструкция	РСМД	Δ(разница)
Направление (40 м)	8,22 м ³	4,6, м ³	3,6, м ³
Кондуктор (400 м)	38,5 м ³	20,5 м ³	18, м ³
Экс. колонна (1800 м)	52,7 м ³	35,1 м ³	24,4 м ³
Итого	99,4 м ³	60,2 м ³	39,2, м ³ (-40%)

В результате проведенных расчетов, за счет оптимизации конструкции, объем утилизации бурового шлама уменьшится на 40%.

Таблица 7 – Расчет экономической эффективности

Наименование затрат	Стандартная конструкция, тыс.руб.	РСМД, тыс.руб.	Разница, тыс.руб
Буровой раствор, 1м ³ - 7 тыс.руб.	3 895	3256	639

Тампонажный раствор, 1м ³ – 10 тыс.руб.	655	437	218
1т ОК – 55 тыс.руб	2884	1881	1003
Утилизация шлама, 1м ³ – 10 тыс.руб	994	602	392
		Итого	2252
Примечание – приняты усредненные цены из открытых источников, комплекс ГИС и отбор керна принят идентичным по обоим вариантам из-за отсутствия в открытых источниках информации.			

В работе предложена следующая конструкция скважины: направление диаметром 245 мм спускаемое на глубину 40 м (вместо 324 мм), кондуктор диаметром 178 мм до глубины 400 м (вместо 245 мм) и эксплуатационная колонна диаметром 114 мм до глубины 1800 м (вместо 146 мм).

В результате снижения суммарного веса эксплуатационной колонны на 50% и использования бурильных труб меньшего диаметра стало возможным применение мобильной буровой установки МБУ – 125 (вместо эшелонной БУ 2500 160М-ДЭП). Одновременно с этим, за счет применения долот меньшего размера, сократился объем ствола скважины и, соответственно, объем потребного бурового раствора на 18% при значительном сокращении расхода химреагентов и других материалов. Так же уменьшается расход тампонажного раствора на 39% и продавочной жидкости на 44%, объем утилизации шлама сократился на 40%.

Рассмотренная конструкция позволяет в полном объеме провести геофизические исследования и испытания, необходимо отметить, что из-за применения уменьшенного керноотборного снаряда, диаметр керна сокращается со 100 до 80 мм, но в данный момент идут опытные испытания оборудования (в том числе отечественные разработки) по отбору керна в СМД без сокращения его диаметра.

Предложенная конструкция имеет значительный экономический эффект относительно базовой, в работе он составил 2,252 млн.руб., принимались средние цены из открытых источников, без учета дополнительной экономии за счет применения мобильной буровой установки меньшей грузоподъемности.

Предлагаемая конструкция может быть применена на любом месторождении с неглубоким залеганием продуктивных пластов, особенно эффективно позволит доразведать перспективные участки зрелых месторождений на грани рентабельности и новые месторождения.

Библиографический список

1. Миловзоров А. Г. Бурение скважин малым диаметром / А. Г. Миловзоров, И. Р. Гаязов. - Текст : непосредственный.
2. Каталог продукции для нефтегазодобывающей отрасли : каталог АО «Волгабурмаш» : [сайт]. - URL : <https://vbm.ru/ru/catalog/catneft.pdf>. - Текст : электронный.
3. Каталог породоразрушающий инструмент PDC : каталог НПП «Буринтех» : [сайт]. - URL : https://www.gubkin.ru/personal_sites/balabavi/metodicheskie/Burinteh%20katalog.pdf. - Текст : электронный.

Научный руководитель: Паникаровский Е.В., к.т.н., доцент

КОМПЛЕКС ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

***Самсоненко Н. В., к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
ведущий научный сотрудник
Тел. +7(498)657-4016 (доб.2408);
e-mail: N_Samsonenko@gwise.vniigaz.gazprom.ru***

Для эффективного практического применения новых порошкообразных буферных и тампонажных смесей и технологии первичного цементирования обсадных колонн в разных горно-геологических условиях необходимо новое высокотехнологичное импортозамещающее технологическое оборудование для приготовления, при заданных лабораторией водосмесевых отношениях, гидрогелевых эрозионного буферного и тампонажных растворов (мелкопоризованных, неизменной плотности при перемешивании и др.), контролируемых в реальном времени по плотности. Причем требуемые плотности растворов должны выдерживаться неизменными в течение всего периода их приготовления [1-4].

Указанное выше условие может быть практически реализовано лишь при неизменной, выбранной в начальный период, подаче жидкости затворения и порошкообразных смесей в смесительное устройство (например, в воронку гидравлическую низкого давления). Если неизменная подача жидкости затворения во время приготовления растворов легко реализуется с применением центробежных насосов, то неизменная подача смесей вызывает большие затруднения. Неравномерность подачи порошкообразных смесей приводит к значительным колебаниям плотности, приготавливаемых растворов, а нередкие, даже кратковременные, срывы подачи существенно ухудшают их качество.

Разработанные в тридцатые годы прошлого века и достаточно широко используемые в настоящее время отечественные комплексы технологического оборудования универсальны, т.к. могут быть

использованы при приготовлении как мелкопоризованных, так и растворов неизменной плотности при перемешивании. Однако эффективность их практического применения крайне низка. Для первичного цементирования разных обсадных колонн требуется применять большое число единиц технологического оборудования, обвязать которое в единый комплекс весьма сложно и требуются большие затраты времени. Например, при цементировании эксплуатационных колонн используется 18 - 20 единиц технологического оборудования и 22 - 23 человека обслуживающего персонала.

Разработанные в последние 10 - 20 лет отечественные и зарубежные комплексы оборудования высокотехнологичны и высокопроизводительны, однако могут быть эффективно использованы при приготовлении только растворов неизменной плотности при перемешивании. Причем приготавливаемые, путем рециркуляции растворы, в зависимости от производительности, имеют разное, а нередко, весьма ограниченное (до 30 сек и менее), время взаимодействия смесей с жидкостью затворения.

Кроме того, подача смесей пневмотранспортом (компрессором) неравномерна, а поэтому необходимо постоянно регулировать её с применением регулирующего устройства. Указанное реально-временное регулирование в течение процесса первичного цементирования осуществляет оператор, что весьма трудоемко осуществлять при неизменной подаче жидкости затворения, либо автоматическое устройство.

В этой связи, для практической реализации новой технологии первичного цементирования необходимо универсальное импортозамещающее высокотехнологичное оборудование, обеспечивающее регулируемую интенсивность гидродинамической активации (перемешивания) приготавливаемых растворов в широких диапазонах.

Данное оборудование, в виде комплекса, разработано и запатентовано. (патент на полезную модель № 134851).

Комплекс включает малое число единиц технологического оборудования, а поэтому требует небольшое число обслуживающего персонала для успешного первичного цементирования разных обсадных колонн разными по плотности растворами, приготавливаемыми при заданных лабораторией В/С. Основной состав оборудования комплекса, схема размещения оборудования, достоинства каждой единицы оборудования в составе комплекса и порядок проведения работ при первичном цементировании разных обсадных колонн приведены в ниже. Основной состав оборудования нового комплекса приведен на рисунке.

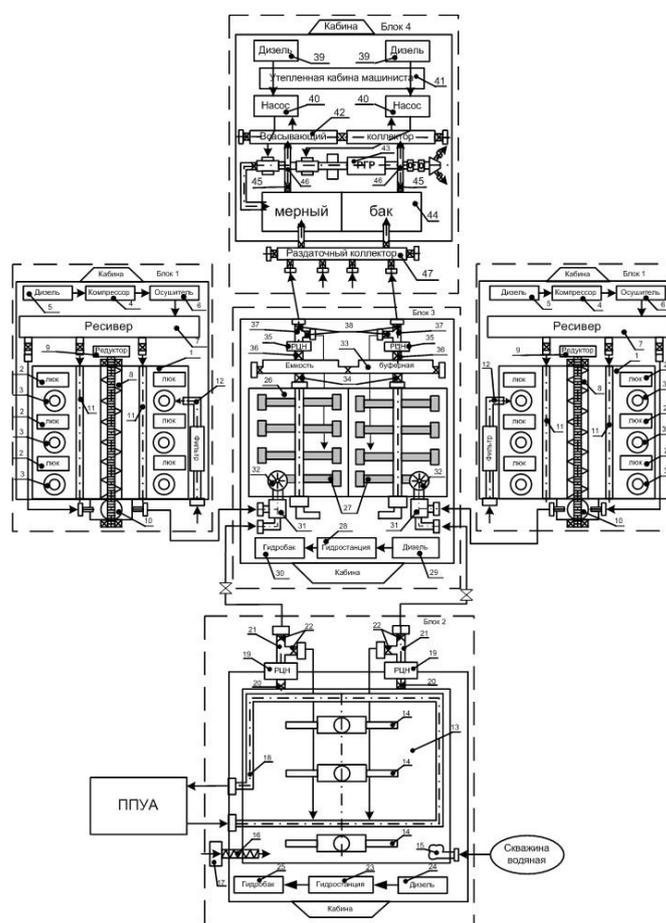


Рисунок 1 – Примеры воронок и провалов устья скважин

На рис. представлен основной состав оборудования комплекса:

1. Установка двухнасосная для нагнетания приготовленных растворов в цементируемую обсадную колонну с высокой производительностью и продавку их в заколонное пространство.
2. Установка осреднительная для приготовления растворов при заданном лабораторией водосмесевом отношении с реально-временным контролем их основных параметров [плотность в потоке, плотность в отделе установки осреднительной, уровень (объем) и температура].
3. Установка для приготовления, химической обработки, нагревания и нагнетания жидкости затворения.
4. Установка для накопления и пневмотранспортирования порошкообразных смесей в смеситель с неизменной в реальном времени подачей.
5. Станция контроля и управления процессом цементирования компьютеризированная (СКУПЦ-К).

Достоинствами установки двухнасосной являются:

- мерный бак объемом 6-8м³ поделённый пополам;
- приготовленный раствор центробежным насосом, размещенным на установке осреднительной, подается в раздаточный коллектор, затем в отдел мерного бака, а далее во всасывающий коллектор

трехплунжерного насоса установки двухнасосной, который нагнетает его в цементируемую обсадную колонну;

- в процессе нагнетания контролируются основные параметры раствора [плотность, расход (объем), давление и температура], а результаты реально-временного контроля отображаются на световом информационном табло.

Достоинствами установки осреднительной являются:

- емкость осреднительная объемом 16 - 20 м³ поделенная пополам с размещенными в каждом отделе смесителями, представляющими собой воронки гидравлические низкого давления, и гидроприводными перемешивателями;

- на каждом смесителе размещен плотномер в потоке, а в каждом отделе – плотномер, уравнимер и термометр;

- неизменную во времени подачу порошкообразной смеси в смеситель осуществляет установка для накопления и пневмотранспортирования;

- нагнетание жидкости затворения в смеситель производит центробежный насос установки для приготовления, химической обработки, нагревания и нагнетания;

- регулирование плотности, приготавливаемой суспензий в широком диапазоне осуществляется краном на линии нагнетания жидкости затворения, размещенными на установке осреднительной;

- плотность приготавливаемой суспензии отображается на световом информационном табло;

- приготавливаемая суспензия сливается в отдел емкости осреднительной, где гидроприводным перемешивателем подвергается гидродинамической активации;

- основные параметры приготавливаемого раствора (плотность, уровень (объем), температура) измеряются в отделе емкости осреднительной и отображаются на световом информационном табло;

- приготавливаемый раствор подается в раздаточный коллектор, затем в отдел мерного бака, а далее во всасывающий коллектор трехплунжерного насоса и нагнетается в цементируемую обсадную колонну;

- в процессе нагнетания контролируются основные параметры раствора [плотность, расход (объем), давление и температура], а результаты реально-временного контроля отображаются на световом информационном табло.

Достоинства установки для приготовления, химической обработки, нагревания и нагнетания жидкости затворения являются:

- большой объем приготавливаемой пресной, слабосоленой и высокоминерализованной жидкости затворения;

- быстрый нагрев жидкости затворения до требуемой температуры в результате интенсивного перемешивания, рециркуляции и использования нагревателей;
- одновременное нагнетание приготовленной жидкости затворения в два смесителя центробежными установками;
- реально-временной контроль основных параметров жидкости затворения [плотности, уровня (объема), температуры] в процессе приготовления и нагревания;
- отображение результатов реально-временного контроля основных параметров жидкости затворения на световом информационном табло.

Достоинства установки для накопления и пневмотранспортирования порошкообразных смесей являются:

- универсальность за счёт использования подачи порошкообразных смесей как в пневмоворонку, так в известную воронку гидравлическую низкого давления;
- загрузка бункера порошкообразными смесями пневмотранспортом через трубопровод с фильтром;
- растарка МКРов, находящихся на буровой (частный случай), и с использованием принципа пылесоса;
- один шнек большого диаметра, приводимый в действие от двигателя автошасси через понижающий редуктор;
- аэрация порошкообразных смесей перед запуском шнека большого диаметра в работу;
- покрытие стенок внутри бункера неметаллическими материалами для исключения их запотевания и последующего образования затвердевших корок смесей;
- автономная перетарка порошкообразных смесей путем рециркуляции пневмотранспортом через фильтр;
- полное опорожнение бункера без использования каких – либо воздействий на смесь (вибраторы по бортам бункера, использование лопат и др.);
- полная герметичность конструкции при регулируемой в широком диапазоне подаче порошкообразных смесей;
- исключение срывов в подаче порошкообразных смесей;
- возможность непрерывной догрузки бункера пневмотранспортом в процессе его растарки при цементировании обсадных колонн;
- контроль за уровнем порошкообразной смеси в бункере с использованием смотрового окна;
- высокая надежность и долговечность конструкции и ее эффективность;

- возможность замещения существующих мобильных складов (полуприцепов) с пневмотранспортом порошкообразных смесей и др.

Комплекс высокотехнологичного импортозамещающего оборудования позволяет реализовать следующий порядок проведения работ при первичном цементировании обсадных колонн.

Потребные массы порошкообразных смесей для первичного цементирования каждой конкретной обсадной колонны определяются расчетом и указываются в плане работ.

Предварительные работы:

- потребную массу порошкообразной эрозионной буферной смеси (до 10т) может доставить на буровую установка для накопления и пневмотранспортирования смесей;
- часть потребной массы порошкообразной расширяющейся тампонажной смеси могут доставить на буровую установки для накопления и пневмотранспортирования смесей (до 10 т), а остальную необходимую массу доставляют цементовозы;
- приготавливается жидкость требуемого качества для затворения всех используемых при первичном цементировании порошкообразных смесей, а также для последующей продавки растворов и промывки оборудования. Указанное приготовление осуществляется с применением не менее двух установок для приготовления, химической обработки, нагревания и нагнетания жидкости затворения;
- размещается и обвязывается трубопроводами низкого давления технологическое оборудование, собираются и опрессовываются на требуемое рабочее давление нагнетательные трубопроводы высокого давления.

Приготовление, нагнетание и продавка растворов:

- гидрогелевый облегченный неизменной плотности либо гидрогелевый облегченный мелкопоризованный эрозионный буферный раствор приготавливается с применением установки для накопления и пневмотранспортирования порошкообразной смеси, установки для приготовления, химической обработки, нагревания и нагнетания жидкости затворения, установки осреднительной и установки двухнасосной;
- плотность гидрогелевой облегченной неизменной плотности суспензии либо базовая (при заданном лабораторией водосмесевом отношении) плотность гидрогелевой облегченной мелкопоризованной эрозионной буферной суспензии образуется путем регулирования подачи жидкости затворения краном на установке осреднительной, измеряется плотномером в потоке на смесителе и отображается на световом информационном табло;

- гидрогелевая облегченная неизменной плотности либо гидрогелевая облегченная мелкопоризованная эрозионная буферная суспензия сливается в отдел установки осреднительной, где подвергается регулируемой гидродинамической активации (перемешиванию) гидроприводным перемешивателем;

- в процессе регулируемой гидродинамической активации плотность образующегося гидрогелевого облегченного неизменной плотности эрозионного буферного раствора остается практически неизменной, а плотность гидрогелевого облегченного мелкопоризованного эрозионного буферного раствора значительно понижается за счет воздухововлечения из атмосферы;

- основные параметры приготавливаемого гидрогелевого облегченного неизменной плотности при перемешивании либо гидрогелевого облегченного мелкопоризованного эрозионного буферного растворов [плотность, уровень (объем), температура] измеряется в отделе установки осреднительной и отображается на световом информационном табло;

- приготовленный раствор требуемого объема и необходимой плотности подается в раздаточный коллектор, затем в отдел мерного бака, а далее во всасывающий коллектор трехплунжерного насоса установки двухнасосной;

- трехплунжерного насоса установки двухнасосной нагнетает приготовленный раствор в цементируемую обсадную колонну при реально-временном контроле его основных параметров [давления нагнетания, плотности в потоке, расхода (объема), и температуры];

- в процессе нагнетания гидрогелевого облегченного неизменной плотности либо гидрогелевого облегченного мелкопоризованного эрозионного буферного раствора в цементируемую обсадную колонну в другой отделе установки осреднительной, аналогично предыдущему описанию, осуществляется приготовление гидрогелевого облегченного неизменной плотности либо гидрогелевого облегченного мелкопоризованного тампонажного раствора;

- по окончании нагнетания в цементируемую обсадную колонну всего потребного объема гидрогелевого облегченного неизменной плотности либо гидрогелевого облегченного мелкопоризованного эрозионного буферного раствора в отдел установки осреднительной подаётся жидкость затворения (вода объемом $0,5\text{м}^3$) для промывки, которая затем утилизируется;

- приготовленный седиментационно - устойчивый гидрогелевый облегченный неизменной плотности либо гидрогелевый облегченный мелкопоризованный расширяющийся тампонажный раствор требуемой плотности без разрыва во времени нагнетается в цементируемую обсадную

колонну следом за эрозионным буферным раствором при реально-временном контроле основных параметров [давления, плотности в потоке, расхода (объема), и температуры];

- непрерывность процесса приготовления гидрогелевого облегченного неизменной плотности либо гидрогелевого облегченного мелкопоризованного расширяющегося тампонажного раствора обеспечивается тем, что по мере растарки бункер установки для накопления и пневмотранспортирования порошкообразных смесей постоянно пополняется расширяющейся тампонажной смесью с использованием цементовоза либо установки для накопления пневмотранспортирования порошкообразных смесей;

- при необходимости применения при первичном цементировании обсадных колонн утяжеленной либо нормальной плотности тампонажной смеси в освободившийся от порошкообразной эрозионной буферной смеси бункер установки для накопления и пневмотранспортирования затаривается с использованием цементовоза утяжеленная либо нормальной плотности порошкообразная расширяющаяся тампонажная смесь;

- в процессе приготовления и нагнетания в цементируемую обсадную колонну гидрогелевого облегченного неизменной плотности либо гидрогелевого облегченного мелкопоризованного расширяющегося тампонажного раствора в освободившемся от эрозионного буферного раствора отделе установки осреднительной, аналогично предыдущему описанию, производится приготовление гидрогелевых утяжеленного либо нормальной плотности расширяющегося тампонажного раствора;

- по окончании нагнетания в цементируемую обсадную колонну всего потребного объема тампонажных растворов в отдел установки осреднительной подается жидкость затворения (вода объемом $0,5\text{ м}^3$) для промывки, которая затем утилизируется;

- приготовленный гидрогелевый утяжеленный либо гидрогелевый нормальной плотности расширяющийся тампонажный раствор без разрыва во времени нагнетаются в цементируемую обсадную колонну следом за облегченным расширяющимся тампонажным раствором при реально-временном контроле основных параметров [давления, плотности в потоке, расхода (объема), температуры];

- по окончании нагнетания в цементируемую обсадную колонну всего потребного объема гидрогелевого утяжеленного либо гидрогелевого нормальной плотности расширяющегося тампонажного раствора без разрыва во времени осуществляется процесс продавки составного столба растворов в заколонное и межколонное пространства цементируемой обсадной колонны;

- продавочная жидкость (вода либо буровой раствор) нагнетается в раздаточный коллектор, затем в отделы мерного бака, а

далее во всасывающие коллекторы трехплунжерных насосов установки двухнасосной;

- трехплунжерные насосы установки двухнасосной нагнетают продавочную жидкость в цементируемую обсадную колонну, а далее продавливают её до момента посадки продавочной пробки на упор;

- после посадки продавочной пробки на упорное кольцо процесс первичного цементирования каждой обсадной колонны завершается.

Таким образом, новый высокотехнологичный комплекс оборудования для цементирования скважин по эффективности и универсальности конструкции существенно отличается от широко применяемых отечественных и зарубежных комплексов и позволяет реализовать на практике технологии цементирования с использованием как известных, так и новых порошкообразных смесей.

Библиографический список

1. Самсоненко Н. В. Инновационные смеси и технологии первичного цементирования скважин: монография / Н. В. Самсоненко, С. Л. Симонянц. – Москва : МАКС Пресс, 2018. - С. 296. - Текст : непосредственный.

2. Пат. 2324721 Российская Федерация. Сухая смесь для буферного раствора : опубл. 20.05.2008 / Самсоненко А. В., Самсоненко Н. В., Самсоненко И. В. [и др.]. - Текст : непосредственный.

3. Пат. 2380392 Российская Федерация. Расширяющийся тампонажный материал : опубл. 27.01.2010 / Самсоненко Н. В., Самсоненко А. В., Самсоненко И. В. [и др.]. - Текст : непосредственный.

4. Пат. 2401292 Российская Федерация. Расширяющийся тампонажный материал с регулируемой плотностью раствора : опубл. 10.10.2010 / Самсоненко Н. В., Самсоненко А. В., Самсоненко И. В. [и др.]. - Текст : непосредственный.

5. Пат. 134851 Российская Федерация. Комплекс оборудования для цементирования скважин / Самсоненко Н. В., Самсоненко А. В., Самсоненко И. В. [и др.]. - Текст : непосредственный.

6. Самсоненко Н. В. Комплекс высокотехнологичного высокопроизводительного оборудования для цементирования обсадных колонн / Н. В. Самсоненко, С. Л. Симонянц, А. В. Самсоненко. - Текст : непосредственный // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. - 2017. - №1. - С. 14-19.

ПОДГОТОВКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ К ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫМ РАБОТАМ С ПРИМЕНЕНИЕМ АДГЕЗИОННОГО РЕАГЕНТА В СОСТАВЕ БУФЕРНОЙ ЖИДКОСТИ

*Дерендяев В.В., Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, г. Пермь, v.v.derendyaev@mail.ru
Ульянова З.В., Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, г. Пермь*

Одним из ключевых моментов в процессе строительства скважин является их крепление. Срок эксплуатации скважин во многом зависит от герметичности и долговечности крепи, на которую, в свою очередь, влияет ряд факторов: наличие фильтрационной корки бурового раствора, образовавшейся на стенках при проводке ствола скважины; загрязнение поверхности обсадных труб; качество и тип тампонажных материалов, используемых в процессе цементирования; состояние ствола скважины, её профиль, применяемые элементы технологической оснастки обсадной колонны и другие.

Учитывая, что состав тампонажного раствора разработан с учетом всех горно-геологических и технико-технологических особенностей [4], проблема наличия фильтрационной корки на стенках скважины и загрязнения обсадной колонны остается актуальной. Одним из способов решения данной проблемы является применение буферных жидкостей, которые помимо удаления фильтрационной корки, выполняют ряд других немаловажных функций [1,3,5,6]:

1. разделение бурового и тампонажного растворов для исключения коагуляционных процессов;
2. повышение степени вытеснения бурового раствора из ствола скважины, включая каверны, желобные выработки;
3. снижение гидродинамического давления в случае применения тампонажного раствора, многократно превышающего плотность бурового раствора;
4. повышение гидростатического давления в период ОЗЦ;
5. предотвращение сокращения сроков загустевания тампонажного раствора.

Кроме вышеперечисленного, буферные жидкости в зависимости от входящих в их состав химических компонентов могут обладать и другими функциями, например, обеспечивать повышенную адгезию на контакте цементный камень - обсадная колонна.

Основными задачами данного исследования являлись подтверждение гипотезы, выявленной в процессе предыдущих исследований, об избыточном количестве не адсорбированной адгезионной добавки на поверхностях, имитирующих межколонное пространство, и усовершенствование технологической схемы применения адгезионной добавки по ранее разработанной методике оценки эффективности буферных жидкостей [2].

В ходе исследования применялись технологические схемы с применением ПАВ и метасиликата натрия в составе буферных пачек, которые показали хороший результат ранее. Технологическая схема с использованием адгезионной добавки была доработана и дополнительно применялась разделяющая буферная пачка, представленная технической водой (таблица 1).

Таблица 1 – Технологические схемы и составы буферных жидкостей

№ схемы	Пачка	Рецептура
1	Вытесняющий буфер	Вода
	Отмывающий буфер	Вода + детергент
	Разделяющий буфер	Вода
2	Вытесняющий буфер	Вода
	Отмывающий буфер с модификатором	Вода + детергент + метасиликат Na
	Разделяющий буфер	Вода
3	Вытесняющий буфер	Вода
	Отмывающий буфер	Вода + детергент
	Разделяющий буфер	Вода
	Модифицирующий буфер	Вода + адгезионная добавка
	Разделяющий буфер*	Вода

* – усовершенствование технологической схемы №3 дополнительным разделяющим буфером.

Согласно разработанной методике, оценка эффективности буферных жидкостей оценивается по усилию, прилагаемому к стержню, для выпрессовки его из специальных форм в различных условиях. На рисунке 1 представлены результаты оценки влияния различных составов буферных жидкостей на прочность контакта цементного камня в межколонном пространстве.

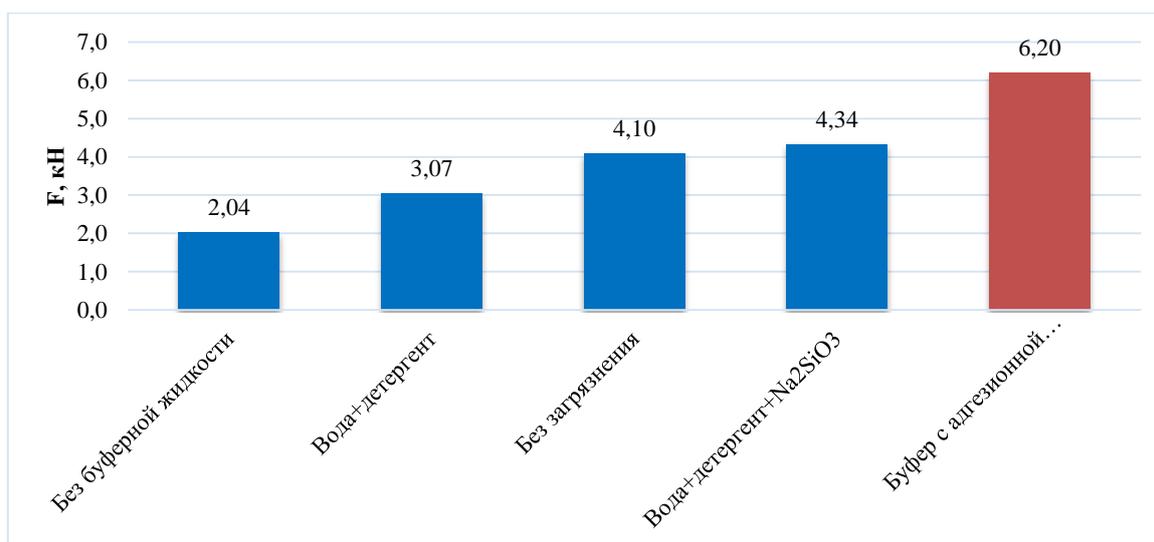


Рисунок 1 – Влияние различных составов буферных жидкостей на прочность контакта цементного камня в межколонном пространстве

Полученные результаты показывают, что адгезионная добавка в составе буферной жидкости и доработанная технологическая схема её использования позволили получить более прочный контакт тампонажного камня с поверхностью металла (6,2 кН), что в 1,5 раза превышает значения без загрязнения металла (4,1 кН), взятые за эталон при сравнении.

Дополнительно, были выполнены исследования по оценке влияния исследуемых составов буферных жидкостей на герметичность цементного камня с помощью специального прибора-пресса. На рисунке 2 представлены результаты определения величины избыточного давления, при котором нарушается герметичность контакта между тампонажным камнем и поверхностью металла.

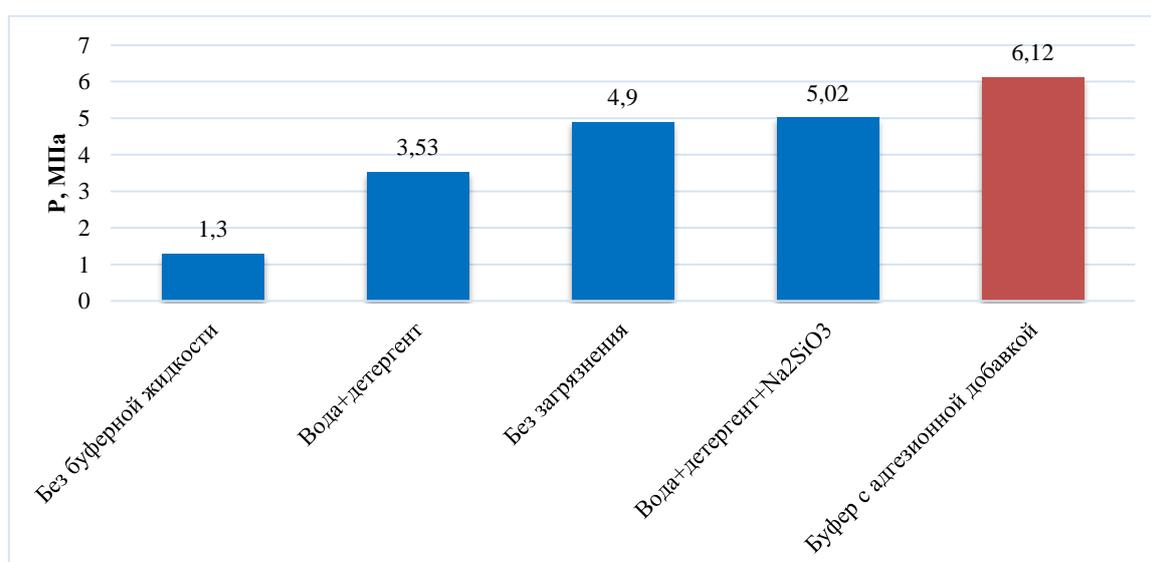


Рисунок 2 – Влияние буферных жидкостей на герметичность цементной крепи

Применение адгезионной добавки в составе буферной жидкости позволило получить наибольшее значение избыточного давления при опрессовке (6,12 МПа). Давление, при котором происходит нарушение герметичности в 1,2 раза больше значения без загрязнения поверхности металла.

Выводы

В ходе проведенных исследований были получены следующие основные результаты:

1. была подтверждена гипотеза, сформированная в проводившемся ранее исследовании, об избыточном количестве не адсорбированной адгезионной добавки на поверхности металла, которое напрямую влияло на прочность контакта тампонажного камня и обсадной колонны;

2. доработана технологическая схема применения адгезионного реагента в составе буферной жидкости;

проведена сравнительная оценка влияния буферной жидкости с адгезионной добавкой на прочность и герметичность контакта между тампонажным камнем и поверхностью металла.

Библиографический список

1. Лихущин А. М. К вопросу выбора рационального типа буферной жидкости / А. М. Лихущин, В. Е. Мясичев, О. Г. Мязин. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 6. – С. 35-38.

2. Дерендяев В. В. Оценка влияния различных составов и комплексов буферных жидкостей на плотность контакта тампонажного камня с сопредельными средами в межколонном пространстве / В. В. Дерендяев, П. В. Черепанов. - Текст : непосредственный // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2020. – Т. 2. – С. 108-115.

3. Агзамов Ф. А. Исследование буферных жидкостей для повышения качества крепления скважин / Ф. А. Агзамов, И. М. Галимов, М. Аль-Сельви. - Текст : непосредственный // Нефтяная провинция. – 2016. – № 1(5). – С. 65-72.

4. Мелехин А. А. Анализ факторов, влияющих на долговечность цементного камня за обсадной колонной / А. А. Мелехин, Н. И. Крысин, Е. О. Третьяков. - Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 77-82.

5. Морозов В. А. Обзор современных исследований по разработке составов буферных жидкостей и оценке их эффективности / В. А. Морозов. - Текст : непосредственный // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2014. – № 1. – С. 129-132.

6. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин : РД 39-00147001-767. - Москва, 2000. - Текст : непосредственный

Научный руководитель: Чернышов Сергей Евгеньевич., канд. техн. наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий, ПНИПУ

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ СИЛИКАТНЫХ НАТРИЕВЫХ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ СИСТЕМ

Шиман Л.В., Тюменский индустриальный университет

С каждым годом становится всё труднее осуществлять добычу углеводородов. Из-за неоднородности коллекторов усложняется добыча нефти и газа, так как происходят досрочные порывы закачиваемых вод по высокопроницаемым участкам пласта, что в итоге приводит к обводненности добываемых углеводородов и снижению дебитов нефти и газа. В последние несколько десятков лет разработаны и проэкспериментированы различные технологические системы для внутрипластовой водоизоляции: сшитые полимерные системы, вязкоупругие составы, осадкогелеобразующие составы (латексы, нефелин, силикатно-щелочные и т. д.)

В данной работе проведено экспериментальное исследование силикатных натриевых гелеобразующих систем. Данные составы широко применяются для интенсификации нефтеотдачи продуктивного пласта посредством внутрипластовой водоизоляции. Технология позволяет регулировать фильтрационные потоки внутри пласта путем использования изоляционного экрана и барьера, которые применяются на пути пластовых вод для того, чтобы изолировать и предугадать скорость и направление движения флюидов. Для использования данной технологии необходимо применение гелеобразующих составы, в основе которых присутствуют полимеры, жидкое стекло (силикаты) и растворы кислот, а также осадкообразующие системы. Достоинствами водоизоляционных составов является низкая вязкость, которая незначительно выше вязкости воды, высокая проникающая способность, низкая стоимость используемых материалов.

Широкое применение при проведении водоизоляции получил силикат натрия (жидкое стекло), данный реагент входит в основу гелеобразующего состава благодаря его способности образовывать осадок

при закачивании составов, на его основе, в пласт. Это позволяет снизить проницаемость водоносных горизонтов. Закачивание гелеобразующего состава в пласт происходит после закачки водного раствора карбоната натрия. После чего состав на основе силиката натрия взаимодействует с молекулами воды в обводненной зоне пласта, тем самым закупоривая каналы перетоков пластовых вод. Из-за влияния минерализации пластовой воды на гелеобразующие составы на основе силиката натрия появилась необходимость добавления в состав соляную кислоту (в исследовании используется моногидрат лимонной кислоты из за его доступности и легкости в применении). Использование силиката натрия обусловлено водоизоляционным свойством: вариативность времени схватывания геля (время схватывания после введения состава в пласт не должно быть слишком большим или маленьким).

Присутствие полимеров в водоизоляционных составах позволяет придать упругие свойства силикатным гелям, благодаря чему увеличивается стойкость геля к механическим воздействиям. В экспериментальном исследовании в качестве полимера был применен полиакриламид из-за высокой степени загустевания раствора на основе силиката натрия и лимонной кислоты. Добавление полимера увеличивает прочностные характеристики гелеобразующего состава, что благоприятно сказывается на водоизоляционных работах, проводимых в скважине. Применение полиакриламида затруднено его низкой растворимостью в силикатных составах, но имеется и положительное свойство, полимер совместим с силикатными составами при любой степени гидролиза. Немаловажным свойством полимера является его способность повышать вязкость гелеобразующего состава, но это не лучшим образом влияет на технологические качества состава. Таким образом оптимальная концентрация полиакриламида будет составлять около 0,05%, что должно благоприятно сказаться на прочности геля при небольшом увеличении вязкости. Наличие полимера в силикатном составе во много раз увеличивает прочностные характеристики и скорость загустевания состава по сравнению с составом без полимера.

Данная технология позволяет минимизировать добычу обводненной продукции, что позволяет увеличить нефтеотдачу пластов. Чтобы правильно подобрать состав для изолирования флюидов необходимо точно определить причину водопритока и отталкиваться от геологических особенностей месторождения. Данная технология имеет большой потенциал, но из-за ограничений по геолого-техническим условиям трудна в применении к конкретным месторождениям.

1. Материалы используемые в экспериментальном исследовании

Для проведения экспериментального исследования силикатных натриевых гелеобразующих систем нам потребуются реагенты, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Материалы

Используемые материалы	Концентрации	Причина добавления материалов
Силикат натрия Na ₂ O. (SiO ₂)	7,5%, 10%	Реакция взаимодействия силиката натрия и кислот с образованием жидкого стекла.
Полиакриламид или Биополимер	0,05%, 0,1% 0,15%	Добавление полимеров сокращает время гелеобразования и делает гели более эластичными и твердыми.
Лимонная кислота (моногидрат лимонной кислоты (C ₆ H ₈ O ₇ * H ₂ O)).	1% до 10%	Снизить показатель pH силикатного раствора. Происходит образования геля.
Дистиллированная вода	-	Разбавление концентрированных материалов, и использование её для удаления примесей.
Соотношение силикат натрия / кислоты (ССК)	0.5 до 7.0	-

2. Оборудование для приготовления силикатных натриевых гелеобразующих систем

Процесс приготовления гелеобразующих составов напрямую связан с подбором определенного оборудования для соблюдения всех параметров проведения экспериментального исследования.

- 1- Магнитная мешалка ПЭ-6110 200-2000 об/мин
- 2- Мерный стакан, химический стакан (100 мл, 600 мл);
- 3- 3-pH - метр;
- 4- Весы CAS SW-05

3. Экспериментальная процедура

3.1. Определение времени гелеобразования.

В данном исследовании время гелеобразования определяется как время, прошедшее между добавлением кислоты в состав силиката натрия, дистиллированной воды и полимера (общий вес 100 г) и закрытием вихря гелеобразующей смеси, пока стержень для перемешивания (2,5 см) вращается с максимальной скоростью (2000 об / мин). в стакане емкостью 100 мл.

Время гелеобразования состава определяется следующим образом:

1. Подготовка реагентов для приготовления гелеобразующего состава:

Раствор готовят путем добавления в емкость объемом 600 см³ дистиллированную воду, гранулы силиката натрия и перемешивают на мешалке с верхним приводом до 12000 об/мин, постепенно добавляя количество оборотов, чтобы предотвратить вытекание раствора из металлического стакана. В течении 6-ти часов перемешиваем смесь увеличивая обороты до максимального значения пока силикат натрия полностью не растворится;

2. Необходимо поместить мерный стакан объемом 100 мл на весы;
3. Произвести добавление необходимого количества дистиллированной воды (10мл);
4. Произвести добавление необходимого количества раствора с помощью шприца объемом 60 мл (если в составе раствора нет полимера, пропустите этот шаг);
5. Произвести добавление необходимого количества силиката натрия с помощью шприца объемом 60 мл;
6. Произвести взвешивание необходимого количества кислоты;
7. Необходимо поместить стакан на магнитную мешалку и начните перемешивать раствор постепенно увеличивая обороты;
8. Спустя 30 секунд необходимо постепенно начать добавлять кислоту, и начать отсчет времени;
9. Необходимо проверить температуру смеси;
10. Необходимо постоянно проверять образование геля, изменяя количество оборотов на магнитной мешалке. Когда вихрь закроется на максимальных оборотах, остановите время на секундомере и запишите его в секундах, это и есть «время гелеобразования».

2. Определение качества гелеобразования.

Качество геля - еще один важный параметр при выборе гелеобразующих составов для конкретных геологических условий. Качество геля оценивается с помощью кодов наблюдения, которые были определены в этом исследовании. Коды наблюдений и их описание приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Коды наблюдений

Код наблюдения	Описание
1	Мягкий
2	Мягкая эластичная
3	Умеренная упругость
4	Жесткий упругий
5	Умеренно хрупкий
6	Жесткий хрупкий

2.1 Расчет концентрации каждого компонента силикатных натриевых гелеобразующих систем

В данном исследовании все концентрации материалов в гелеобразующем составе выражены в процентах. Количество каждого реагента в «граммах» рассчитывается согласно заданной общей массе смеси, процентному содержанию каждого реагента и соотношению силикат / кислота.

Общее количество смеси (ОКС) = 100 г

Силикат натрия = 10%

Количество полимера = 0,15%

Соотношение силикат натрия / кислота (ССК); = 4%

Расчет количества раствора силиката натрия, раствора полимера и дистиллированной воды в гелеобразующем составе:

1 - Количество раствора силиката натрия в смеси (грамм):

Сначала необходимо рассчитать количество твердого силиката натрия в смеси, затем рассчитать необходимое количество раствора.

$$\begin{aligned}\text{Силикат натрия (грамм)} &= \text{ОКС} * \text{Силикат натрия (\%)} / 100 \\ &= 100 * 10 / 100 \\ &= 10 \text{ грамм}\end{aligned}$$

В нашем случае силикат натрия находится в твердом виде, что упрощает расчет его количества в составе гелеобразующего раствора, он будет равен как рассчитано выше 10 грамм. Раствор силиката натрия, использованный в этом исследовании, включает 36,81% общей твердой фракции силиката натрия (ОТФСН).

$$\begin{aligned}\text{Количество раствора силиката натрия (грамм)} &= \text{Силикат натрия (грамм)} / \text{ОТФСН (\%)} * 100 \\ &= 10 / 36.81 * 100 \\ &= 27.17 \text{ грамм}\end{aligned}$$

Количество раствора силиката натрия

2 - Количество раствора полимера (грамм):

Сначала необходимо рассчитать количество сухого полимера в смеси, затем рассчитать необходимое количество раствора полимера.

$$\begin{aligned}\text{Количество твердого полимера в смеси, грамм} &= \text{ОКС} * \text{Количество полимера (\%)} / 100 \\ &= 100 * 0.15 / 100 \\ &= 0.15 \text{ грамм}\end{aligned}$$

Поскольку полимеры гидратируются в течение не менее 6 часов перед добавлением к гелеобразующей смеси, необходимо рассчитать количество раствора, обеспечивающего 0,15 г твердого полимера. Полимерные растворы, использованные в этом исследовании, имеют в составе 0,4% от общей твердой полимерной фракции (ОТПФ).

$$\text{Количество раствора Полимера в смеси} = \text{Количество твердого полимера в смеси} / \text{ОТПФ(\%)} * 100$$

$$= 0.15/0.4*100$$

$$= 37.5 \text{ грамм}$$

3 - Количество кислоты в составе, (граммы):

$$\text{Лимонная кислота (грамм)} = \text{Силикат натрия (грамм)} / \text{ССК}$$

$$= 10/4$$

$$= 2.5 \text{ грамм}$$

4 - Количество дистиллированной воды в смеси, (грамм):

$$\text{Дистиллированная вода (грамм)} = \text{ОКС} - (\text{Силикат натрия} + \text{раствор полимера} + \text{кислота})$$

$$= 100 - (27.17 + 37.5 + 2.5)$$

$$= 32.83 \text{ грамма, количество дистиллированной воды в смеси.}$$

2.2 Результаты экспериментального исследования силикатных натриевых гелеобразующих систем

Влияние концентрации силиката натрия и кислот на время гелеобразования и качество гелеобразования.

Силикат натрия $\text{Na}_2\text{O} \cdot (\text{SiO}_2)$. Доля твердых веществ в растворе составляет 36,81% по весу, который состоит из 28,09% SiO_2 и 8,72% Na_2O . молекулярное соотношение ($[\text{SiO}/\text{Na}_2\text{O}]$ 3,22). Концентрации силиката натрия 7,5% и 10% .

Соотношение силикат натрия / кислоты (ССК); представляет собой отношение количества силиката натрия к количеству кислот в смеси.

Результат взаимодействия силиката натрия с лимонной кислотой представлен в таблице 3.

Результат взаимодействия силиката натрия (монасил) с лимонной кислотой представлен в таблице 4.

Таблица 3 – Результат взаимодействия силиката натрия с лимонной кислотой

№ пробы	Концентрация, % мас.		Соотношение силиката натрия и лимонной кислоты	Полимер %	Время гелеобразования, час	рН	Код наблюдения
	$\text{Na}_2\text{O} \cdot (\text{SiO}_2)$	лимонной кислоты					
1	7,5	2	3,75	-	4:18:43	12	1
2	7,5	3	2,5	-	8:41:30	11.8	2
3	10	4	2,5	-	17:33:21	11.4	3
4	10	4	2,5	0,05	18:55:49	11.6	3
5	10	4	2,5	0,10	13:09:27	11.7	4
6	10	4	2,5	0,15	6:18:33	11.7	4

7	5	3	1,6	-	38:44:02	6,9	2
---	---	---	-----	---	----------	-----	---

Таблица 4 – Результат взаимодействия силиката натрия (монасил) с лимонной кислотой

№ пробы	Концентрация, % мас.		Соотношение силиката натрия «Монасил» и лимонной кислоты	Полимер %	Время гелеобразования, час	рН	Код наблюдения
	монасил	лимонной кислоты					
1	7,0	7	86	1	1:28:51	4,5	2
2	7,0	7,7	85,3	1,15	1:56:42	3,9	2
3	7,0	8,4	84,6	1,2	3:22:59	3,8	2
4	7,0	9,8	83,2	1,4	3:41:13	3,5	2

В результате экспериментального исследования был проведен анализ параметров гелеобразующих составов исходя из соотношения силиката натрия и моногидрата лимонной кислоты, а также силиката натрия, и моногидрата лимонной кислоты, и полимера. В таблицах 62 и 63 приведены результаты взаимодействия данных реагентов, из таблиц видно как влияет соотношение частей каждого вещества на время гелеобразования и твердость полученного состава, которую мы можем определить по таблице 61. Исходя из результатов экспериментального исследования видно, что время гелеобразования зависит от процентного соотношения силиката натрия, моногидрата лимонной кислоты и полимера: при неизменной концентрации силиката натрия, добавляется разное количество лимонной кислоты (образцы 1,2), что влияет на время гелеобразования и показатель кислотности рН: 1-ый образец, содержащий 7,5% силиката натрия, 2% моногидрата лимонной кислоты в соотношении 3,75 без добавления полимера. Время гелеобразования составило 4 часа 18 минут 43 секунды, рН = 12 – системы, в которых набухание геля происходит в период времени от 4-х до 24-х часов, вероятность гелеобразования 100%, 2-ой образец, содержащий 7,5% силиката натрия, 3% моногидрата лимонной кислоты в соотношении 2,5 без добавления полимера. Время гелеобразования составило 8 часа 41 минут 30 секунды, рН = 11,8. На примере этих 2х образцов видно, что при увеличении концентрации лимонной кислоты, но при неизменной концентрации силиката натрия увеличивается время гелеобразования и уменьшается показатель кислотности рН. На примере образцов 3-6 можно увидеть зависимость изменения времени гелеобразования и показателя кислотности рН при добавлении полимера разной концентрации, таким

образом в составах 3-6, содержится 10% силиката натрия, 4% моногидрата лимонной кислоты в соотношении 2,5. Полимер присутствует в 4,5,6 составах в концентрациях 0,05%, 0,10%, 0,15% соответственно, в 3-ей системе отсутствует полимер. Исходя из данных в таблице 62, полученных во время экспериментального исследования, можно сделать вывод, что при увеличении концентрации полимера в силикатных натриевых гелеобразующих системах уменьшается время гелеобразования и увеличивается показатель кислотности рН, что противоположно опытам, проведенным с образцами 1,2.

Проведенное экспериментальное исследование показало, что из-за возможности менять концентрацию компонентов в силикатных натриевых гелеобразующих системах позволяет подобрать оптимальный состав для любых условий, контролируя время гелеобразования, показатель кислотности рН, твердость продукта в конечной стадии загустевания геля от мягкого до жесткого хрупкого. Многообразие вариаций составов позволяет, при любых геолого-технических условиях предотвратить перетоки флюидов между проницаемыми пластами.

Научный руководитель: Тулубаев А.Б., доцент, к.т.н.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАМЕЩЕНИЙ БУФЕРНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

***Янусов О. А., ВСм-21-1, г. Тюмень, YanusovOA@tmn.lukoil.com
Матвиенко И. С., ТССм-21-1, г. Тюмень, vipkaktys@mail.ru***

Повышение качества цементирования обсадных колонн является одним из важнейших вопросов в технологии бурения и строительства скважин. Эффективное удаление бурового раствора из ствола скважины - это ключевой фактор успешного первичного цементирования. К последствиям неполного вытеснения бурового раствора можно отнести:

- Некачественное разобщение пластов
- Межпластовые перетоки
- Миграцию газа
- Быструю коррозию колонны
- Затраты на ремонт

Буферная жидкость должна обеспечивать формирование плоского фронта вытеснения (скорость движения граничного слоя буровой раствор/буферная жидкость постоянна по всему кольцевому пространству). Для полного удаления бурового раствора необходимо уделять внимание условиям смешиваемости растворов в скважине. Как показывает практика, 20-30 % буферной жидкости смешивается с тампонажным и буровым растворами, и только оставшаяся часть

выполняет функции вытеснения и вымыва. Во избежание загрязнения пласта, процесс замещения тампонажным раствором должен быть минимальным по времени.

Обеспечение турбулентного режима течения при замещении - фактор, благоприятствующий скорейшему и более полному удалению бурового раствора и размыву корки, достижение турбулизации требует увеличения скорости потока. На рисунке 1 показано влияние эксцентриситета обсадной колонны на режим течения жидкости, в зависимости от увеличения скорости потока. Вихреобразованию способствуют механические воздействия в результате перемещения обсадной колонны, использования специальных турбулизаторов и т.д.

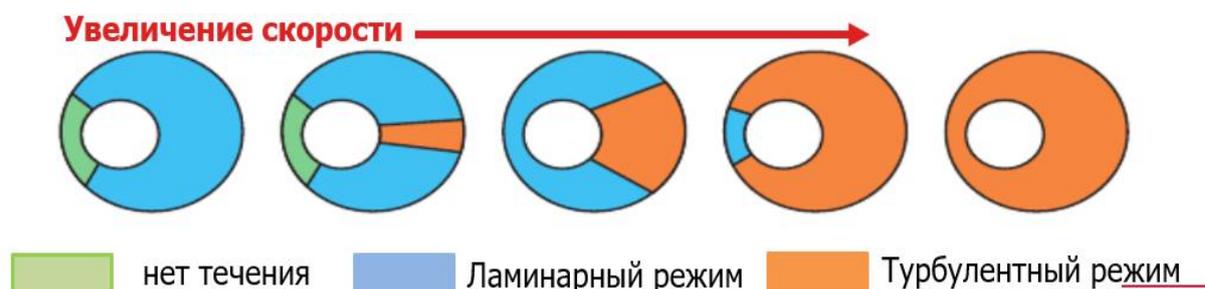


Рисунок 1 – Режим течения жидкости в эксцентричной колонне при увеличении скорости

Достижение режима турбулентного потока не всегда возможно в полевых условиях, поскольку требуется достаточно большая мощность для обеспечения движения жидкости в турбулентном режиме в узком зазоре между обсадной колонной и стенкой скважины, поэтому на практике следуют правилам ЭЛП – эффективный ламинарный поток. Выстраивается оптимальная реологическая иерархия растворов, способствующая минимальному смешиванию растворов и достижению зональной изоляции.

Правила эффективного ламинарного потока:

1) Иерархия плотности - плотность вытесняющей жидкости должна быть по крайней мере на 10-15% больше, чем у жидкости, которую она вытесняет;

2) Иерархия давления трения - давление трения вытесняющей жидкости на 20% выше, чем у жидкости, которую она вытесняет;

3) Минимальный градиент давления - вытесняющая жидкость должна быть в состоянии нарушить прочность геля жидкости, которую она непосредственно вытесняет;

4) Профиль скорости - скорость вытесняющей жидкости в более широкой стороне затрубья не должна превышать скорость жидкости, вытесняемой в узкой стороне кольцевого пространства.

Для соблюдения данных условий необходимо изменить реологические свойства растворов – уменьшить до минимального предела текучести бурового раствора, его плотность, содержание в нем твердых фракций до начала цементации либо повысить вязкость, предел текучести буферной жидкости и цементного раствора. Все это позволит снизить возможность прорыва одной жидкости через другую [2]. В отличие от вытеснений в турбулентном потоке, где поток в затрубье удерживается выше значения критической скорости, вытеснения эффективным ламинарным потоком должны удерживаться между максимальными и минимальными скоростями. [3].

С целью оценки влияния эксцентricности колонны на вытеснения бурового раствора, было проведено моделирование процесса вытеснения в скважине. При построении модели, выявлено что вытеснение бурового раствора происходит преимущественно в турбулентном режиме (рис.2), однако замещение бурового раствора тампонажным не происходит по всей трубе при эксцентricности 50% (рис.3). Для более подробного описания процесса замещения, нами был использован усовершенствованный симулятор CFD - точное прогнозирование переменных, влияющих на удаление бурового раствора; например, изменения реологических свойств жидкостей, централизации колонны, скорости потока и плотности жидкостей.

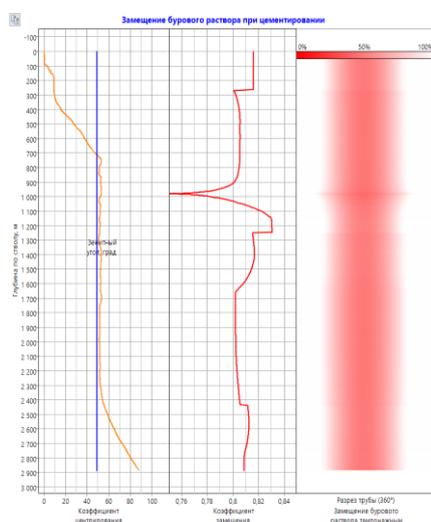


Рисунок 2 – Режим замещения бурового раствора

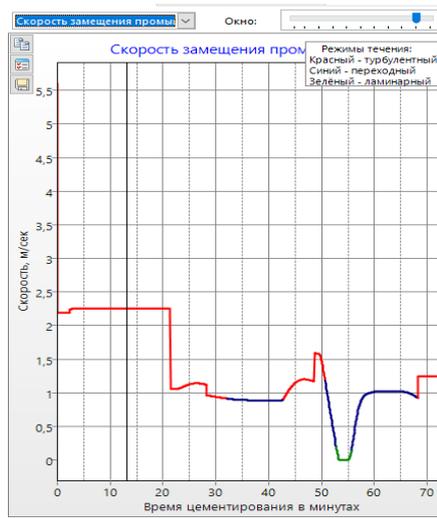


Рисунок 3 – Замещение бурового раствора при заданном эксцентритете

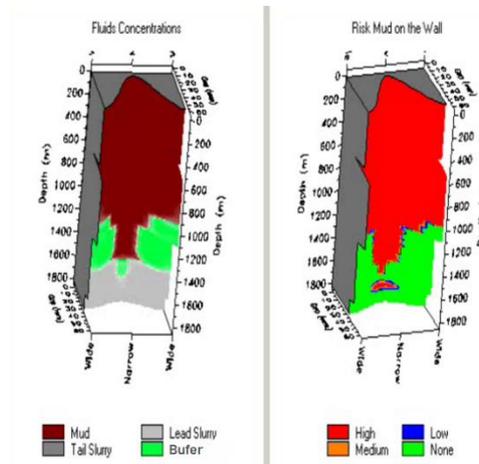


Рисунок 4 – Моделирование процесса замещения

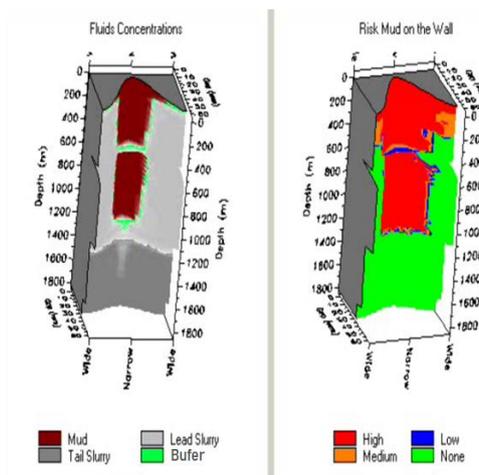


Рисунок 5 – Результат замещения

По результатам расчетов можно сделать вывод, что при замещении образуются каналы, на стенках в узком зазоре затрубья остается не удаленный буровой раствор (рис.4), что существенно снижает качество крепления – невозможно получить зональную изоляцию, если из затрубья не будут полностью удалены буровой раствор и шлам (рис.5). Наблюдается прорывание бурового раствора через буферную жидкость, происходит высокая смешиваемость растворов. Смешивание цемента с буферным или буровым растворами меняют его реологию, сокращает время схватывания или ведет к частичному отсутствию цементного камня в кольцевом пространстве, низкой прочности цементного камня или к плохому сцеплению цемента с колонной. При проектировании цементирования соблюдается плотностная и вязкостная иерархия, являющийся одним из самых главных правил при проектировании вытеснении жидкости, однако не производят расчет давления трения – которое развивается на узкой стороне затрубья благодаря небольшой площади потока. Растворы, которые по расчетам должны быть в турбулентном режиме, прорываются в широкой части эксцентричного затрубья через буровой раствор, поскольку скорости потоков варьируются радиально вокруг эксцентричной обсадной колонны.

По завершению моделирования процесса вытеснения, возможно составление рекомендаций по цементированию с учетом фактической геометрии ствола скважины, центровки колонны и реологии растворов. Необходим расчёт давления трения, так как поддержание иерархии давления трения чрезвычайно важно для горизонтальных скважин, поскольку иерархия плотности не предотвратит смешивание жидкости. Использование правил эффективного ламинарного потока имеет решающее значение для качественного процесса цементирования скважин.

Библиографический список

1. Shadravan A. Rheological Hierarchy Optimization Improves Fluid Displacement and Well Integrity / A. Shadravan, A. Alegria, R. Castanedo. – Text : direct // 3 Worldwide Case Studies. - Baker Hughes. - 28-30 september 2015.
2. Совместимость растворов — ключ к повышению качества строительства скважин / Л. Фрейзер, Б. Стэнджер, Т. Гриффин [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефтегазовое обозрение. — Шлюмберже. — 1997. — № 2. — С.4-21.
3. Engineering the Mud-Spacer-Cement Rheological Hierarchy Improves Wellbore Integrity / A. Shadravan, G. Narvaez, A. Alegria, [et al.]. - – Text : direct // Baker Hughes. - 16-18 March 2015.

Научный руководитель: Бакиров Д.Л., заместитель директора филиала по научной работе в области строительства скважин, исполняющий обязанности заведующего базовой кафедры ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, к.т.н.

БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ И ПОВЫШЕННЫХ ТЕМПЕРАТУР НА СЕВЕРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

***Ваулин В.Г., Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, VaulinVG@tmn.lukoil.com;
Закиров Н.Н., ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»***

Бурение скважин в интервалах залегания глинистых пород сопряжено с кавернообразованием, осыпями и обвалами, сужением ствола скважины вследствие гидратации глин и разупрочнения структуры пород, слагающих разрез, под действием фильтрата бурового раствора. Кроме того, бурение на больших глубинах может сопровождаться осложнениями, обусловленными аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) и повышенными температурами. Наличие аномально высоких пластовых давлений приводит к уменьшению разницы между пластовым давлением и давлением гидроразрыва пласта, что существенно повышает риск дифференциальных прихватов, поглощений и нефтегазоводопроявлений, а также требует применения бурового раствора с минимальными гидравлическими сопротивлениями.

Опыт бурения глубоких скважин показал, что применявшиеся до сих пор буровые растворы не обеспечивают безаварийной проводки скважин.

Акриловые буровые растворы, утяжеленные баритом, применявшиеся при бурении в зонах АВПД и повышенных температур имеют ряд существенных недостатков: при повышенных забойных температурах происходит значительное ухудшение структурно-реологических свойств раствора (разжижение), следствием этого является потеря седиментационной стабильности и образование баритовых пробок; падение плотности раствора приводит к притоку пластовых флюидов в скважину и газопроявлениям. Кроме того, с повышением температуры растворов эффективность реагентов, ингибирующих процесс гидратации глин по капсулирующему механизму, значительно снижается. В целом, данный тип растворов не обеспечивает достаточный уровень ингибирования гидратации глинистых пород для сохранения устойчивости ствола скважины в течение необходимого периода времени [1]. Помимо прочего, акриловые полимеры с солями поливалентных металлов образуют нерастворимые в воде комплексные соединения [2], которые необратимо

кольматируют продуктивные пласты и блокируют поступление пластовых флюидов, ухудшают фильтрационно-емкостные характеристики ПЗП, нарушают структуру и свойства прилегающих к скважине пластов, что значительно осложняет их испытания. Основным недостатком биополимерного соленасыщенного ингибированного бурового раствора является недостаточная устойчивость к воздействию повышенных температур и низкая седиментационная стабильность.

Применение формиатов щелочных металлов в составе буровых растворов, утяжеленных баритом, может позволить решить часть вышеперечисленных проблем. Формиаты препятствуют термоокислению и ферментативному разрушению полимеров, и могут применяться в составе бурового раствора в качестве утяжелителя, ингибитора, смазки, термостабилизатора и бактерицида.

В известных буровых растворах формиаты щелочных металлов применяются в качестве утяжелителей, однако, несмотря на высокую концентрацию формиатов, максимальная плотность таких растворов является недостаточной. Высокое содержание формиатов в составе буровых растворов существенно повышает их стоимость и делает нецелесообразным их применение.

На основании имеющегося опыта бурения были сформулированы следующие требования к разрабатываемому буровому раствору:

- стабильность свойств бурового раствора при температурах до 150 °С;
- седиментационная стабильность раствора для предотвращения оседания утяжелителей;
- достаточные ингибирующие свойства для формирования устойчивого ствола скважины и обеспечение его сохранности продолжительное время;
- хорошие коркообразующие свойства для уменьшения зоны проникновения фильтрата бурового раствора;
- структурно-реологические свойства, позволяющие предотвратить получение высокой эквивалентной циркуляционной плотности и гидроразрыв пласта при небольшой разнице между пластовым давлением и давлением гидроразрыва, и обеспечить достаточную выносную способность;
- минимальные фрикционные свойства.

Были определены оптимальные технологические параметры и свойства бурового раствора, способного обеспечить соответствие вышеперечисленным требованиям.

В результате экспериментальных исследований по подбору реагентов для создания утяжеленного формиатного бурового раствора, была разработана рецептура бурового раствора, соответствующего требуемым параметрам и свойствам (таблица) [3].

Таблица 1 – Состав разработанного бурового раствора

Наименование реагента	Концентрация, г/л
Вода	535-805
Карбоксиметилированный крахмал	6,5-10
Ксантановый биополимер	2-3
Сульфированный лигносульфонат	7-10
Хлорид калия (КСI)	55-85
Формиат калия (НСООК)	190-280
Баритовый концентрат (КБ-3)	до 1500
Молотый мрамор (МК10, МК50)	50-70

Плотность разработанного бурового раствора может регулироваться варьированием содержания барита в широких пределах от 1,30 до 2,30 г/см³.

Предлагаемый буровой раствор содержит полимеры полисахаридной природы и лигносульфонат – для регулирования структурно-реологических и фильтрационных свойств раствора, баритовый утяжелитель – для достижения требуемой плотности раствора, молотый мрамор – для получения оптимального фракционного состава твердой фазы бурового раствора, формиат калия – для обеспечения седиментационной стабильности раствора, ингибирования процесса гидратации глин, термостабилизации и предотвращения биодеструкции, хлорид калия – для снижения негативного влияния на реологические свойства раствора формиата калия.

Низкие гидравлические сопротивления течению раствора в разработанном растворе достигаются за счет применения ксантанового биополимера и крахмального реагента, придающих раствору псевдопластичные свойства, при которых вязкость раствора уменьшается с увеличением скорости сдвига, за счет чего раствор обладает высокой удерживающей и выносной способностью. Для снижения гидравлических сопротивлений раствора, повышающихся при добавлении формиата, в раствор введена добавка хлорида калия, эффективно пептизирующего дисперсную фазу раствора и снижающего негативное влияние формиата на структурно-реологические свойства раствора, утяжеленного баритом. Благодаря добавке хлорида калия достигаются низкие значения пластической вязкости бурового раствора – от 20 до 65 мПа·с в зависимости от содержания утяжелителя при 25 °С.

Необходимо отметить, что муравьиная кислота и ее соли обладают хорошими биоцидными свойствами, обеспечивая сохранение ферментативной устойчивости биополимеров [3]. Разработанный

формиатный буровой раствор сохранял свою структуру и свойства при комнатной температуре более полутора лет.

Важным обстоятельством является экологическая безопасность муравьиной кислоты и ее солей ввиду их биоразлагаемости [4]. Формиаты щелочных металлов относятся к 4 классу опасности, разлагаются в почве на воду и окись углерода в течение от 72 ч до нескольких недель, в зависимости от температуры окружающей среды, что позволяет существенно упростить утилизацию отходов бурения и буровых растворов на основе формиатов.

Результаты опытного применения ФУБР при бурении хвостовиков двух глубоких скважин Южно-Мессояхского и Пякяхинского месторождения, подтверждают его высокие эксплуатационные качества: при бурении в течение 105 и 110 сут. соответственно, осложнений и аварий, связанных с буровым раствором, не наблюдалось. Технологические параметры раствора при плотности 1,70-2,15 кг/м³, измеряемые при 49 °С, изменялись в узких пределах: ПВ – 30-35 мПа·с, ДНС – 120-180 дПа, СНС_{10 с/10 мин} – 45-70/80-110 дПа, ПФ – 1,5-3,2 см³/30 мин, МВТ до 21 кг/м³.

Резюмируя вышесказанное, можно сделать следующие выводы:

1. Опыт бурения в условиях АВПД и высоких температур показал недостаточную эффективность применявшихся ранее буровых растворов для строительства глубоких скважин на севере Западной Сибири ввиду их недостаточных ингибирующей способности и седиментационной стабильности при повышенных температурах.

2. Известные формиатные буровые растворы обладают недостаточной максимальной плотностью и высоким содержанием формиатов, применяемых в качестве утяжелителей. Высокое содержание формиатов в составе бурового раствора существенно повышает их стоимость и делает нецелесообразным их применение.

3. Разработанный формиатный утяжеленный буровой раствор способен обеспечить безаварийное строительство скважин в условиях АВПД за счет:

- высокой седиментационной стабильности при повышенных температурах и возможности утяжеления баритом до плотности 2,30 г/см³;
- стабильности свойств раствора до 150 °С;
- высокой ингибирующей способности по отношению к процессу гидратации глин (концентрация ионов K⁺ > 150 000 мг/л);
- низкой диспергирующей способности (1,6 % при 150 °С);
- низких сопротивлений течению раствора;
- устойчивости к биодеструкции (более полутора лет при комнатной температуре);
- хороших фрикционных свойств ($K_{тр} \leq 0,15$);

- высокого коэффициента восстановления проницаемости керна (для раствора плотностью 2,10 г/см³ $K_{\text{восст.}} = 70 \%$);
- невысокой стоимости бурового раствора.

Соответствие бурового раствора геолого-техническим условиям бурения является важным фактором, от которого зависят скорость бурения, предупреждение осложнений и аварий, качественное вскрытие продуктивных пластов, расход материалов и стоимость строительства скважины.

Библиографический список

1. Буровой раствор для строительства глубоких поисково-разведочных скважин на севере Западной Сибири / Бакиров Д. Л., Ваулин В. Г. [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. - 2019. - № 9(609). - С. 18-22.
2. Сулейменов И. Э. Динамическая теория физико-химических структур в системах полиэлектролитный гидрогель-раствор : 02.00.04 : автореф. дис.... докт. хим. наук / И. Э. Сулейменов. – Республика Казахстан, Алматы, 2000. – 50 с. - Текст : непосредственный.
3. Патент 2728910 Российская Федерация. Буровой раствор для строительства скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений и повышенных температур : опубл. 03.08.2020 / Бакиров Д. Л., Бурдыга В. А., Бабушкин Э. В., Фаттахов М. М., Ваулин В. Г. - Текст : непосредственный.
4. Перспективы развития буровых растворов и технологических жидкостей для условий АВПД / Нацепинская А. М., Фефелов Ю. В., Карасев Д. В. [и др.]. - Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2004. - № 5. - С. 55-59.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЗС ПО СРАВНЕНИЮ С ГС НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ

Петрова Е.А., группа ВСм 21-1, г. Тюмень, 19liza900@mail.ru

X месторождение было открыто 1986 году, в промышленную разработку было введено в 1996 году.

По величине начальных извлекаемых запасов нефти X месторождение относится к категории средних, а по геологическому строению – к очень сложным, обусловленное блоковым строением. Промышленная нефтеносность установлена в отложениях тюменской свиты (пласты 1, 2 и 3).

В отложениях пластов 1, 2 и 3 выявлены две залежи нефти – Южная и Центральная, имеющие разные уровни ВНК.

Геологические особенности:

- низкая нефтенасыщенная толщина;
- прерывистое строение, высокая расчлененность;
- невысокие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов;
- низкие значения коэффициентов вытеснения нефти водой.

Строительство многозабойных скважин (МЗС) является одним из перспективных решений, способных повысить коэффициент извлечения углеводородов. Бурение многозабойных скважин позволяет увеличить площадь дренирование пласта, обеспечить небольшую депрессию в системе «скважина-пласт» по сравнению с горизонтальными скважинами и увеличить приток пластового флюида на длительный период.

По состоянию на 01.01.2022, на Центральной залежи X месторождения реализованы 2 участка ОПР по бурению МЗС с 3 ответвлениями и ГС.

Участок 1 реализован в 2017-2018 годах, всего пробурено 3 МЗС с горизонтальным участком 600 м с двумя ответвлениями 150-300 м, обсаженные фильтрами, во всех скважинах выполнен МГРП на 5 портов и 9 наклонно-направленных скважин, в том числе 3 нагнетательные.

Участок 2 реализован в 2021 году, всего пробурено 4 МЗС с горизонтальным участком 800 м с двумя ответвлениями 150-300 м, не обсаженные фильтрами, во всех скважинах выполнен МГРП на 7 портов кроме скважины 1, где МГРП выполнен на 5 портов.

Исходя из сравнения работы скважин за первый год работы, сведенные на одну дату, по участку 2 отмечается сопоставимая накопленная добыча горизонтальных скважин с МГРП и многозабойных скважин с МГРП, средняя накопленная добыча на 1 скважину составляет 10 тыс. т на ГС и МЗС, однако, стоит отметить, что многозабойные скважины характеризуются более стабильной динамикой работы, дебит нефти вырос на 10%, снижение жидкости составило 25%. По горизонтальным скважинам, за тот же период, снижение дебита нефти составило 20%, жидкости 33%. Меньше проценты падения дебитов по МЗС обусловлены возможностью эксплуатации скважин на меньших депрессиях, за счет большой зоны дренирования чем у ГС (средний контакт с коллектором ГС – 188 м, у РГС – 330 м). Среднее забойное давление по МЗС – 63 атм, по ГС – 70 атм).

По многозабойным скважинам участка 1 на входе получена лучшая динамика работы относительно участка 2, однако снижение дебита нефти за первые 12 месяцев по скважинам в среднем составило 38%, жидкости 44%. Накопленная добыча нефти, за первые 12 месяцев, также сопоставима с результатами участка 2 и составила 10,9 тыс. т. Также по участку 1 осуществлялось бурение наклонно-направленных скважин, всего пробурено 9, в том числе 3 нагнетательные. Относительно МЗС входные дебиты нефти за первые 12 месяцев по скважинам в среднем составило 30%, жидкости 40%. Средняя накопленная добыча нефти за первые 12

месяцев составила 4,8 тыс. т на скважину, что в 2,2 раза меньше чем по МЗС.

Приведено сопоставление работы ГС и МЗС за первый год работы скважин. В невовлечённых разработкой локальных участках залежей (невыработанные участки или пропластки) бурение МЗС взамен ГС обеспечивает более полную выработку запасов и обеспечивает прирост извлекаемых запасов на одну скважину, в том числе посредством многозабойного бурения при строительстве боковых стволов на недействующем, простаивающем фонде скважин.

Библиографический список

1. Фаттахов М. М. Исследование и разработка технологии бурения разветвленных многозабойных скважин: магистерская диссертация / М. М. Фаттахов. – Уфа, 2020. – С. 12-26. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Казанцев П.Ю., к.т.н., доцент базовой кафедры ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г.Тюмень

СТРОИТЕЛЬСТВО ГС И МЗС НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X

Чекакина Ю.К., Тюменский индустриальный университет

В связи с повсеместно ухудшающейся структурой запасов, растущими рисками обводнения скважин на нефтегазовых месторождениях, находящихся на третьей-четвертой стадиях разработки, низкой степенью выработки извлекаемых запасов возникает необходимость поиска новых технологий и рационализаторских решений, которые бы способствовали повышению эффективности разработки сложных месторождений, в частности низкопроницаемых коллекторов, отличающихся низкими значениями нефтенасыщенных толщин и фильтрационно-емкостных свойств. В условиях разработки такого типа коллекторов одним из методов оптимизации системы разработки является бурение скважин сложной архитектуры – горизонтальных и многозабойных, которые при правильном подходе способствуют решению как сугубо технологических задач, так и экономических, экологических и геологических. В данной работе будет рассмотрен опыт строительства скважин сложной архитектуры на месторождении X.

Месторождение X расположено на территории Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры Тюменской области на трех лицензионных участках. Промышленную эксплуатацию и доразведку месторождения осуществляют два территориально-

производственных предприятия «Лангепаснефтегаз» и «Покачевнефтегаз», базирующиеся в городах Лангепас и Покачи [1].

Тектонически месторождение X приурочено к западному склону Нижневартовского свода Средне-Обской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП). Нижневартовский свод представляет собой структуру первого порядка с размерами 300x200 км² и амплитудой более 300 м. Свод осложнен рядом структур второго порядка (валы, поднятия), с которым связаны залежи в нижнемеловых и юрских отложениях.

На сегодняшний день на месторождении в разработке находится пять объектов: АВ₁₋₂, БВ₅, БВ₆, БВ₈, ЮВ₁. С начала разработки из продуктивных пластов месторождения отобрано 33394 тыс.т нефти или 39,1 % от НИЗ, текущий КИН (категория АВ1) – 0,120. Жидкости с начала разработки добыто 164329 тыс.т, накопленный водонефтяной фактор – 3,9.

Бурение скважин сложной архитектуры на месторождении началось в 1992 году. На анализируемый период на месторождении X пробурено 222 горизонтальных скважин, в том числе 72 многозабойных.

Общая добыча нефти из горизонтальных и многозабойных скважин составила 6238,1 тыс. т (Таблица 1).

Таблица 1 – Сводная информация по бурению ГС и МЗС на месторождении X

	Объекты								Месторождение		
	АВ ₁₋₂		БВ ₆		БВ ₈		ЮВ ₁		ко л- во	добы ча нефт и, тыс.т	добы ча на скв.
	ко л- во	добы ча нефт и, тыс.т	ко л- во	добы ча нефт и, тыс.т	ко л- во	добы ча нефт и, тыс.т	ко л- во	добы ча нефт и, тыс.т			
Всего	20 1	5415, 7	5	220,8	15	594,4	1	7,1	22 2	6238, 1	27,6
добывающи х	15 7	5275, 8	5	220,8	15	594,4	1	7,1	17 8	6098, 2	34,3
нагнетатель ных	44	139,9							44	139,9	3,2
ГС	13 1	3695, 7	3	88,4	15	594,4	1	7,1	15 0	4385, 6	29,2
добывающи х	89	3578, 6	3	88,4	15	594,4	1	7,1	10 8	4268, 5	39,5
нагнетатель ных	42	117,1							42	117,1	2,8
МЗС	70	1720, 0	2	132,4					72	1852, 4	25,7
добывающи х	68	1697, 3	2	132,4					70	1829, 7	26,1
нагнетатель ных	2	22,8							2	22,8	11,4

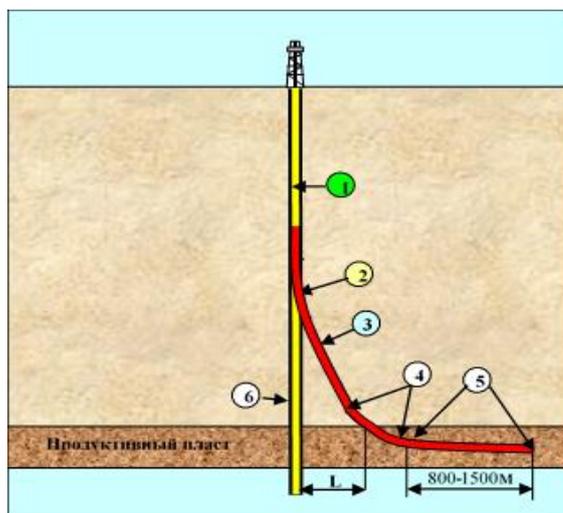
Как видно из таблицы 1 основным объектом горизонтального бурения на месторождении является объект АВ₁₋₂.

Отметим, что на месторождении профиль каждой конкретной скважины, а также допустимая интенсивность пространственного искривления по интервалам, определяется в соответствии с РД 39-0148070-6.027-86 «Инструкция по бурению наклонно-направленных скважин с кустовых площадок на месторождениях Западной Сибири» («СибНИИНП», Тюмень, 1990 г).

Проектирование профилей ГС осуществляется с помощью автоматизированных программных комплексов (Schlumberger, ВНИИБТ, Baker, Sperry-Sun и др.).

Параметры профиля скважин сложной архитектуры на месторождении X рассчитываются в техническом проекте на строительство скважин и в программе на проводку скважин с горизонтальным стволом [2].

Строительство горизонтальных скважин на месторождении рекомендуется проводить с помощью бурения по пятиинтервальному профилю с опережающим бурением "пилотного" ствола, предназначенного для уточнения геологического строения разреза в интервале продуктивного пласта (Рисунок 1).



Условные обозначения:

- ① Вертикальный участок
- ② Участок набора кривизны.
- ③ Участок стабилизации азимута и зенитного угла.
- ④ Участок уменьшения зенитного угла (набора необходимых параметров зенитного угла, азимута и стабилизации при выходе на горизонтальную траекторию)
- ⑤ Условно горизонтальный участок
- ⑥ «Пилотный» ствол скважины

Рисунок 1 – Профиль скважин с горизонтальным стволом

Профиль скважины с горизонтальным стволом в продуктивном пласте, состоит: из вертикального участка (1), участка (2) набора кривизны, участка (3) стабилизации азимута и зенитного угла перед входом в пласт, участка (4) набора необходимых параметров зенитного угла, азимута и стабилизации для выхода на горизонтальную траекторию в продуктивном пласте, горизонтальный участок (5), Допустимая интенсивность пространственного искривления ствола скважины в интервале набора и корректирования угла искривления не должна превышать– $1,5^{\circ}$ на 10 м, на участке стабилизации зенитного угла – $4,0^{\circ}$ на 100 м, в интервале уменьшения зенитного угла – $6,0^{\circ}$ на 100 м.

Отметим, что отличительной особенностью конструкции МЗС, по сравнению с традиционными горизонтальными скважинами (ГС), является обсаживание лишь основного ствола, в то время как ответвления остаются необсаженными, либо осуществляется спуск перфотруб при необходимости.

При строительстве многозабойной скважины выполняют бурение нескольких (двух и более) горизонтальных стволов. Горизонтальные стволы бурят разной длины, что позволяет по длине ствола безошибочно

контролировать проведение работ в каждом конкретном стволе. В качестве бурового раствора используют естественную водную суспензию. Построенный первый горизонтальный ствол многозабойной скважины заполняют от забоя обратной эмульсией – водным раствором эмульгатора, например, Ринго-ЭМ.

Таким образом, ствол оказывается заблокированным для воздействия промывочной жидкости при строительстве очередного ствола. Далее бурят следующие горизонтальные стволы с использованием в качестве бурового раствора естественной водной суспензии и каждый ствол заполняют от забоя обратной эмульсией – водным раствором эмульгатора. Последний ствол после бурения не заполняют водным раствором эмульгатора. После бурения всех стволов естественную водную суспензию из последнего ствола и обратную эмульсию из предыдущих стволов заменяют на нефть путем продавки нефти на забой каждого ствола через бурильный инструмент. Обратная эмульсия на основе эмульгатора при контакте с нефтью деэмульгируется, становится менее вязкой и легко выносится из скважины. По завершению процесса замены на нефть проводят освоение скважины свабированием [3].

Также следует отметить, что при строительстве эксплуатационных скважин сложной архитектуры следует учитывать закономерности влияния технико-технологических и геологических факторов на искривление скважин и на всем этапе разбуривания месторождения обеспечивать формирование качественного ствола скважин и, в частности, соблюдение проектной схемы разработки.

Библиографический список

1. Дополнение к технологической схеме разработки месторождения Х: проектный документ. Кн. 1. - Тюмень : «КогалымНИПИнефть». - 2013. - Текст : непосредственный.

2. Герасимов Г. Т. Разработка проектной документации на строительство нефтяных и газовых скважин с учетом проекта разработки месторождения : учебное пособие / Г. Т. Герасимов, Р. Ю.Кузнецов, П. В. Овчинников. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2009. - 523 с. - Текст : непосредственный.

3. Балаба В. И. Строительство скважин. Требования промышленной безопасности : учебное пособие / В. И. Балаба. – Москва : РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2005. - 188 с. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Казанцев П.Ю., к.т.н., доцент базовой кафедры ООО «ЛУКОЙ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г.Тюмень

МЕТОДИКА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТРАЕКТОРИЙ СКВАЖИН СЛОЖНОЙ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ КОНФИГУРАЦИИ

*Щербаков А.В., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
Кузнецов В.Г., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

На протяжении последних лет отмечается устойчивая тенденция повышения объемов бурения скважин сложной пространственной конфигурации, характеризующихся увеличением зенитных углов, вращением в азимутальном направлении и значительными силами трения при перемещении бурильной колонны по стволу. В результате бурение сопряжено с множеством технических и технологических сложностей, которые необходимо учитывать на этапе проектирования траекторий скважин для достижения успеха дальнейших работ [1].

Параметры оптимальной траектории скважин должны удовлетворять следующим требованиям, связанным с условиями бурения и последующей эксплуатации скважины: длина вертикального участка профиля находится в заданном интервале глубин; интервал начального искривления скважины не пересекается с заданным интервалом расположения и работы внутрискважинного оборудования для добычи нефти, зенитный угол на проектной глубине равен или меньше заданного значения; длина участка ствола скважины, следующего за интервалом начального искривления, больше заданной величины интервала бурения КНБК или равна этой величине. А также условиям безопасной проводки для исключения пересечений с ранее пробуренными скважинами.

Для скважин сложной пространственной конфигурации, таких как многоствольные, многозабойные и наклонно-направленные с последующим бурением бокового ствола с горизонтальным окончанием, предлагается использовать принцип «совместного» проектирования траекторий основного и бокового стволов [2]. Ниже на рисунке 1 представлен алгоритм проектирования траекторий таких скважин.

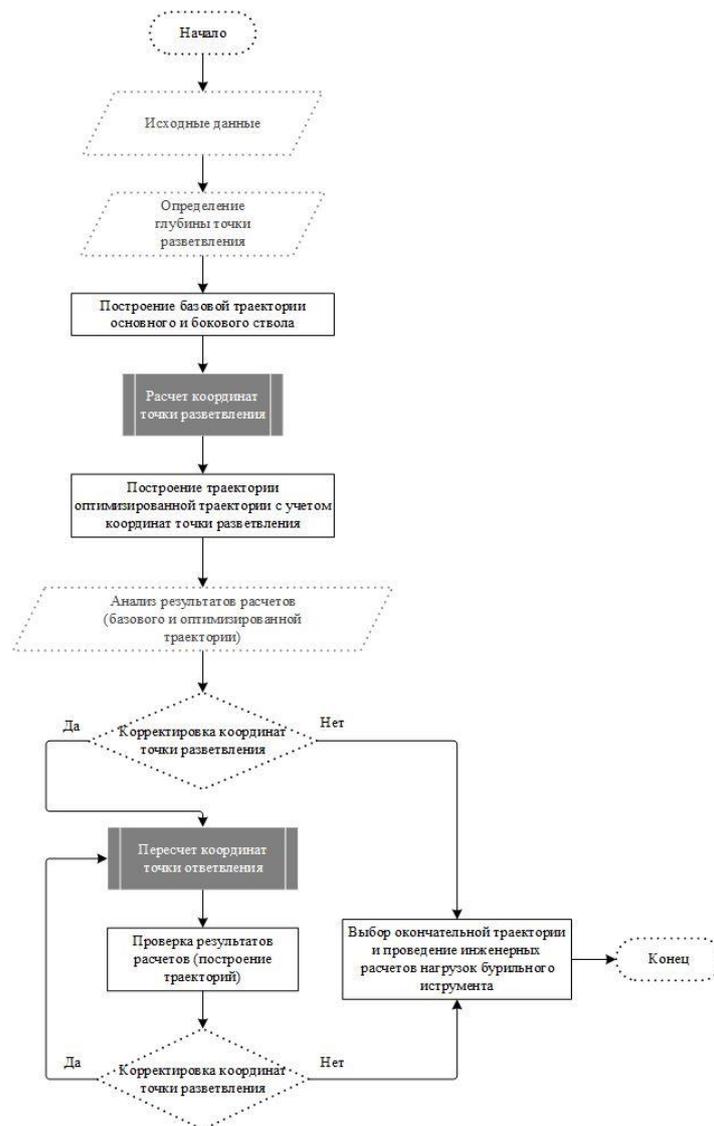


Рисунок 1 – Алгоритм проектирования скважин сложной пространственной конфигурации

1. Этап- исходные данные

Для принятия правильных решений при проектировании, необходимо наличие основных исходных данных, в частности:

- тип буровой установки;
- координаты геологических целей бурения;
- данные (глубины, мощность, пластовое давление, плотность флюида и т. д.) по проектному горизонту и транзитным пластам;
- способ эксплуатации, интервалы установки глубинно-насосного оборудования (для нефтяных объектов);
- длина и коридор бурения горизонтального участка;
- объем геофизических исследований при бурении и освоении;
- конструкция забоя (зацементированная колонна, открытый ствол, проведение гидроразрыва пласта, спуск фильтров и т. д.);

Изучение опыта строительства скважин на выбранном участке (месторождении), в части сведений по интервалам неустойчивых пород, осложнениям и прихватам, наличие водонасыщенных интервалов, для последующего определения глубины вырезки окна (точки разветвления стволов). Забурирование нового ствола должно осуществляться на 30-50 м выше кровли или на 10-20 м ниже подошвы неустойчивых пород [3].

2. Этап – Проектирование траекторий скважин

Построение траекторий скважин необходимо проводить на основании полученных исходных данных и существующих требований (максимальный зенитный угол при входе в продуктивный пласт, предельной интенсивности искривления на участке набора или донабора угла и т.д.).

Вначале осуществляется расчет базовой траектории и анализ сближений с ранее пробуренными скважинами с применением специализированных программ. После проводится расчет координат точки разветвления по разработанной методике [4].

В результате полученных данных осуществляется пересчет траектории основного ствола с учетом точки разветвления, и выполняется анализ базовой и оптимизированной траектории, на соблюдение условий, определенных исходными данными и параметрами профиля (максимальная интенсивность искривления, зенитный угол, длина участка стабилизации и т.д.).

3. Этап – Выбор траектории и проведение инженерных расчетов

В случае превышения требований по параметрам профиля оптимизированной траектории, выполняется пошаговая корректировка координат точки разветвления и перестроение траектории.

При последующем пересчете координат точки ответвления выполняется анализ с базовым вариантом. После выполнения всех расчетов, связанных с построением траектории скважины и оценки анализа риска пересечений, окончательное принятие решения, осуществляется с учетом инженерных расчетов по предельным нагрузкам на бурильный инструмент и спуск обсадных колонн.

Предложена методика проектирования траекторий скважин сложной пространственной конфигурации позволяющая решить задачу по оптимизации траектории скважины.

Библиографический список

1. Щербаков А. В. Опыт проектирования скважин сложной пространственной конфигурации / А. В. Щербаков, Э. В. Бабушкин, В. Г. Кузнецов. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 2. – С. 5-9.

2. Особенности проектирования энергосберегающих профилей скважин сложной пространственной конфигурации / А. В. Щербаков, Р. Р. Абдрахманов, Э. В. Бабушкин, В. Г. Кузнецов. – Текст: непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 9. – С. 14–17.

3. Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины : РД 08-625-03 : Госгортехнадзор Рос. Федерации 27.12.2002 : ввод в действие с 01.06.03. - Москва : 2003. – 126 с. – Текст : непосредственный.

4. Щербаков А. В. Изменение профиля наклонно-направленных скважин с целью последующего бурения бокового ствола / А. В. Щербаков, Е. Г. Гречин, В. Г. Кузнецов. – Текст: непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 7. – С. 92-96.

Научный руководитель: Кузнецов В.Г., профессор кафедры НБ, д.т.н., профессор

ВЫБОР БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ БОКОВЫМ СТОЛОМ

Паникаровский Е.В., г. Тюмень, ТИУ,

Паникаровский В.В., г. Тюмень, ТИУ

Росляков Н.Г., г. Надым, ООО «Газпром добыча Надым»

Технология резки боковых стволов из эксплуатационных скважин позволяет ввести в разработку ранее незадействованные участки продуктивного пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти и газа, добыча которых ранее была невозможна [1]. Эффективность первичного вскрытия продуктивных пластов зависит от физико-химических свойств пластовых флюидов, геолого-физических характеристик залежей нефти и газа, технологии вскрытия пласта, свойств буровых растворов, времени контактирования породы с промывочной жидкостью.

В процессе резки боковых стволов применяются несколько буровых растворов, в зависимости от того, на каком участке осуществляется бурение.

При проведении набора зенитного угла буровой раствор должен обладать надлежащими свойствами для обеспечения очистки ствола скважины от выбуренного шлама и его транспортировку на устье скважины, также он должен создавать условия для поддержания устойчивости стенок скважин.

При проведении бурения горизонтальных участков боковых стволов очень актуальны вопросы очистки ствола, устойчивости стенок скважин, и

кольматации продуктивного пласта твердой фазой бурового раствора и проникновения его фильтрата в его глубину.

Принцип выбора бурового раствора для горизонтальных и вертикальных скважин один. Однако при выборе бурового раствора для бурения горизонтальных скважин отдельные проблемы требуют к себе внимания и дополнительной проработки [2]. К таким проблемами можно отнести следующее:

Загрязнение продуктивного пласта

Для решения данной проблемы применяются специальные составы буровых промывочных жидкостей, в том числе с низким содержанием твердой фазы, безглинистые промывочные жидкости на углеводородной основе, минерализованные, полимерные, ингибированные и др. Использование данных растворов менее негативно влияет на коллекторские свойства продуктивных пластов и обеспечивает восстановление проницаемости до 90 – 95 %.

Однако используя одинаковые по составу растворы в различных горно-геологических условиях бурения, можно получить отрицательные результаты. Поэтому при выборе буровых растворов следует учитывать состав и физико-механические свойства пород-коллекторов, состав и свойства пластовых флюидов, термобарические пластовые условия [3].

Смазочные добавки

Выбор смазочной добавки и ее концентрация в буровом растворе являются существенным фактором при бурении горизонтальных участков. Хорошие смазочные свойства добавок увеличивают долговечность долота, снижают крутящий момент, уменьшают опасность возникновения прихвата бурильной колонны. При проведении бурения наклонно направленных (с большими зенитными углами) и горизонтальных скважин буровая колонна лежит на нижней стенке скважины и имеет большую площадь контакта с породой и обсадной колонной.

Смазочные добавки должны отвечать следующим требованиям: обладать высокими смазывающими и противоприхватными свойствами; хорошо совмещаться со всеми реагентами применяемыми при обработке буровых растворов; способствовать снижению показателя фильтрации буровых растворов и повышению удельного электрического сопротивления; эффективно работать в сложных геологических условиях, характеризующихся высокой температурой и давлением, полиминеральной и сероводородной агрессией; придавать буровым растворам антикоррозионные свойства и способности гидрофобизировать пористую среду коллектора; быть стойкими к воздействию микроорганизмов; не содержать токсичных веществ, легко подвергаться биологическому ассоциированию, быть экологически чистыми [4].

Очистка ствола скважины

Эффективность бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин зависит от качества очистки забоя и выноса разрушенной породы на дневную поверхность. Для обеспечения транспортировки шлама по стволу бурящей скважины скорость потока промывочной жидкости должна быть больше критической, однако при этом скорость не должна быть слишком большой, чтобы предотвратить размывание стен скважины.

Гидравлическая программа

Основные задачи гидравлической программы следующие: выбор оптимальной производительности буровых насосов с учетом условий бурения; расчет гидравлических потерь в элементах циркуляционной системы для наиболее адекватной реологической модели бурового раствора; выбор диаметров насадок гидромониторных долот и определение глубин их изменения в целях реализации гидромониторного эффекта и рационального использования гидравлической мощности буровых насосов; расчет давлений в произвольном сечении ствола скважины или элементах циркуляционной системы; расчет вспомогательной информации, необходимой для пользователя (оценка режима течения бурового раствора в соответствующих участках затрубного пространства, оценка времени выноса выбуренной породы, расчет эквивалентной плотности бурового раствора, расчет допустимых скоростей спускоподъемных операций при предупреждении осложнений и т.п.).

Реологические свойства

Реологические свойства бурового раствора играют важную роль в очистке забоя и выносу шлама на поверхность. Несоответствие реологических свойств бурового раствора условиям бурения может быть причиной снижения показателей работы долот, а также возникновения различных осложнений таких как поглощение бурового раствора, осыпи, обвалы, прихваты и т.д.

Динамика бурового раствора зависит от режима его течения в элементах циркуляционной системы, определяемого реологическими свойствами. Для буровых растворов трудно определить точный диапазон таких свойств, как СНС, ДНС, пластическая вязкость, плотность и др. так как на них влияют различные факторы (температура, тип и концентрация твердых частиц в растворе, соотношение «вода - нефть», концентрация солей и т.п.). Чтобы определить, находятся ли эти параметры в допустимых диапазонах, следует знать, какие требования предъявляются к определенным условиям бурения.

Толщина кольматационной корки и возникновение прихватов

При проведении бурения горизонтального участка следует учитывать:

- дифференциальные давления, вызвавшие прихваты под действием перепада давлений при бурении предыдущих скважин;

- давление поглощения в продуктивном пласте перед бурением горизонтальной скважины;
- наиболее устойчивое направление бурения скважины;
- необходимость установки последнего башмака обсадной колонны над продуктивным пластом;
- влияние плотности бурового раствора и длины ствола на величину эквивалентной плотности циркуляции.

Устойчивость стенок скважины

Промысловые данные показывают, что горизонтальные скважины возможно бурить в слабосцементированных коллекторах на такой же плотности бурового раствора, что и для вертикальных скважин, или при небольшом ее увеличении. Однако следует учитывать, что в слабосцементированных коллекторах в любой момент может произойти обрушение стенок скважины, что приведет к прихвату буровой колонны и инструмента.

Для предупреждения проблем при проведении промывки горизонтальных участков скважин следует соблюдать следующие условия:

- поддерживать восходящую скорость бурового раствора, которая была бы выше скорости выпадения шлама;
- улучшать удерживающую способность бурового раствора за счет увеличения СНС;
- при больших углах наклона ствола скважины следует применять турбулентный режим течения жидкости, однако стенки скважины должны быть устойчивы и несклонны к размыванию;
- для размывания выпавшего в осадок шлама следует проводить расхождение и вращение буровой колонны, однако при низких параметрах вязкости и структурно-механических свойств бурового раствора и выбуренный шлам может снова оседать.

Библиографический список

1. Заканчивание скважин: учеб. пособ. для вузов / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, Ф. А. Агзамов, А. В. Нагарев. – Тюмень : ТГНГУ, 2011. - 452 с. - Текст : непосредственный.
- 2 Аветисян Н. Г. Выбор типа бурового раствора для бурения в неустойчивых породах / Н. Г. Аветисян. - Обзорная информ. Сер. Бурение. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1983. - 30 с. - Текст : непосредственный.
- 3 Дедусенко Г. Я. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы / Г. Я. Дедусенко, В.И. Иванников, М. И. Липкес. - Москва : Недра, 1985. - 160 с. - Текст : непосредственный.
- 4 Бакулин Е. М. Смазочные добавки и их влияние на функциональные свойства буровых растворов / Е. М. Бакулин, О. Т. Драганчук, В. Т. Процишин. - Текст : непосредственный // Разведка и

ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ МЕЖКОЛОННЫХ ДАВЛЕНИЙ В СКВАЖИНАХ

Паникаровский Е.В., г. Тюмень, ТИУ,

Паникаровский В.В., г. Тюмень, ТИУ

Росляков Н.Г. г. Надым, ООО «Газпром добыча Надым»

Для поддержания проектного уровня добычи углеводородов проводится повторный ввод в эксплуатацию скважин старого фонда в результате бурения боковых стволов или приобщения выше или ниже лежащих продуктивных пластов, а также обеспечение стабильной работы скважин действующего фонда в результате проведения капитальных ремонтов.

Основной объем работ при проведении капитального ремонта скважин (КРС) приходится на ремонтно-изоляционные работы (РИР) которые связаны с повторным цементированием и водоизоляционными операциями. Низкое качество цементирования эксплуатационных скважин является основной причиной возникновения газонефтеводопроявлений (ГНВП), грифонов с выходом флюида на дневную поверхность и возникновению открытых фонтанов которые приводят к высоким репутационным и финансовым потерям. В случае проведения некачественных тампонажных работ при креплении скважин могут возникать межпластовые перетоки из выше или ниже лежащих водонасыщенных пластов, в результате чего может произойти проникновение пластовой воды в продуктивные пласты что приведет к обводнению продуктивных пластов и добываемой продукции, так же может произойти неверная оценка запасов в продуктивных пластах. От успешности проведения КРС по изоляции пластов зависит продолжительность безводной эксплуатации скважин и снижение времени и финансовых затрат на ремонт скважин.

Качество крепления обсадных колонн зависит от следующих факторов: [1].

- проникновение пластового флюида в цементный раствор в результате снижения гидростатического давления на пласт.

- давления в обсадной колонне в период ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ).

– изменение макро и микроструктуры цементного камня при его твердении при контакте с кольматационной коркой.

– возникновение проводящих каналов между обсадными трубами и заколонным цементным кольцом в результате деформаций обсадной колонны.

Основными причинами возникновения негерметичности заколонного пространства скважины являются следующие факторы:[2].

1. Неполное замещение бурового раствора тампонажным в заколонном пространстве.
2. Эксцентричное размещение эксплуатационной колонны.
3. Рыхлая кольматационная корка на стенках скважины.
4. Низкое качество сцепления цементного камня с обсадной колонной и горной породой.
5. Различная плотность цементного раствора при проведении тампонажных работ.
6. Нарушение целостности цементного кольца в процессе проведения различных технологических операций в скважине.
7. Возникновение проводящих каналов в цементном камне и в кольматационной корке в результате процессов, протекающих при твердении.
8. Снижение гидростатического давления и приток газа или жидкости из пластов в зацементированное заколонное пространство.
9. Коррозионное разрушение цементного камня.
10. Старение цементного камня.

В этой связи в процессе строительства скважины большое внимание следует уделять надежности тампонажного комплекса в системе «стенка скважины – цементное кольцо – обсадная колонна». Для повышения герметичности заколонного пространства скважины и ликвидации межколонного давления в настоящее время применяются разнообразные тампонажные материалы, которые должны отвечать поставленным требованиям [3].

Общие требования к тампонажным материалам и технологии тампонирувания пластов: [1].

1. Заколонный тампонажный камень должен быть герметичным при любых перепадах давления.
2. Тампонажный камень должен быть долговечным и не разрушаться под воздействием пластовых флюидов и при перепадах температур, которые могут возникнуть при бурении или эксплуатации скважин.
3. Постоянно должно существовать плотный контакт разграничительной среды с поверхностью обсадной колонны и горной породой, при этом герметичность этого контакта не должна разрушаться при возможных деформациях обсадных труб.
4. Заколонное цементное кольцо скважины должно выдерживать разнообразные ударные нагрузки, возникающие при прострелочно-

взрывных, ремонтных и других операциях, проводимых внутри обсадной колонны.

Выводы

Межколонные давления возникают в результате нарушения проведения работ по креплению скважин, что может привести к ГНВП, образованию грифонов с выходом флюида на дневную поверхность и возникновению открытых фонтанов. Так же заколонные перетоки пластовой воды из выше или ниже лежащих водонасыщенных пластов приводят к проникновению пластовой воды в продуктивные пласты что приведет к обводнению продуктивных пластов и добываемой продукции.

Библиографический список

1. Геология нефти и газа / Г. Ж. Жолтаев, П. Т. Гайковой, Б. М. Абишев, Г. Г. Еремекбаева. – Алматы : КазНТУ, 2011. – 193 с. – Текст непосредственный.

2. Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин / Ю. В. Вадецкий. – Москва : Образовательно-издательский центр «Академия», 2003. – 352 с.

3. Рябоконт С. А. Влияние опрессовки обсадных колон труб на качество крепления скважин / С. А. Рябоконт, Д. Ф. Новохатский. – Текст непосредственный // Нефтяное хозяйство. - 2003. - № 9. – С. 41-43.

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ВОСТОЧНО-АЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

***Парфирьев В.А., г. Якутск, Республика Саха, НГДУ «Талакан-нефть»,
pva_vostok@mail.ru***

Овчинников В.П., ТИУ, г.Тюмень,

Рожкова О.В., ТИУ, г. Тюмень, rozsko-vaov@tyuiu.ru

Восточно-Алинское месторождение в административно-географическом отношении находится на территории Ленского района Республики Саха (Якутия), входит в состав талаканской группы месторождений. Объектом разработки является пласт В₁₀ хамакинского горизонта. По данным литологических и петрофизических исследований пласт характеризуется высокими фильтрационно-емкостными свойствами, эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется в пределах 4,1 - 16,1 м, средняя проницаемость $104,8 \cdot 10^{-3}$ мкм². Геологический разрез представлен карбонатными, терригенными и хемогенными породами. Поглощение промывочной жидкости обусловлено наличием закарстованных пород и пластовых интрузий. Для пластов характерны

аномально низкие давления (порядка 11,0 МПа при средней вертикальной отметке их залегания в пределах 1460-1480 м², коэффициент аномальности 0,77) и низкие температуры со значениями в диапазоне 12-18 °С.

Наличие в разрезе месторождений Восточной Сибири соленасыщенных пропластков и низкие пластовые температуры обуславливают необходимость применения высокоминерализованных, либо безводных промывочных жидкостей – во избежании размыва солей и загустевания раствора (таблица 1).

Таблица 1 – Сведения о результатах применения буровых растворов

№ п/п	Тип раствора	Состав	Свойства раствора	Отрицательные моменты
1.	Водоинвертный эмульсионный раствор (ВИЭР)	Дисперсионная среда - соляро-нефтяная смесь (до 30 % объема), дисперсная фаза – рассол (до 70 %) с добавками различных эмульгаторов и стабилизаторов.	$\rho = 1050-1100$ кг/м ³ ; $T = 90 - 140$ с; $CHC_{1/10} = 19/25$ дПа; $pH = 9,5$; $\eta = 18$ мПа·с; $\tau_0 = 98$ дПа; $\Phi_{30} = 5$ см ³	1. Сложность в приготовлении; 2. Нестабильные реологические свойства раствора
2.	Полимер-малосиликатный раствор (ПАСР)	0,3-0,4 % ОЭЦ; 0,5 % Al ₂ (SO ₄) ₃ , 4-5 % жидкого стекла, 30 % NaCl; вода – остальное	$\rho = 1190$ кг/м ³ ; $T = 7,5 - 140$ с; $CHC_{1/10} = 19/25$ дПа; $pH = 9,5$; $\eta = 18$ мПа·с; $\tau_0 = 98$	1. Существенное увеличение значений показателя фильтрации из-за поступления пластовых вод, содержащих ионы Ca ⁺⁺ более 40 г/л. 2. Отмечалась повышенная вспениваемость растворов при pH>9. 3. Фактическая продуктивность пласта составляет 70 % от потенциальной, за счет
3.	Асбесто-солегелевый раствор (АСГР)	0,75-0,8 % КМОЭЦ-Т; 0,4-0,8 % Al ₂ (SO ₄) ₃ ;	$\eta = 18$ мПа·с; $\tau_0 = 98$	

№ п/п	Тип раствора	Состав	Свойства раствора	Отрицательные моменты
		0,17-0,3 % NaOH; 30 % NaCl; 1-2 % асбеста; вода – остальное	дПа; $\Phi_{30} = 5$ см ³	глубокой его кольматации. 4. Коэффициент восстановления проницаемости составляет $\beta=0,41-4,63$
4	Шламо-лигниновый буровой раствор (ШЛБР)	7-10 % шлам-лигнина; 2 % NaOH; 30 % NaCl; вода – остальное	$\rho = 1200$ кг/м ³ ; T = 6,5 с; pH = 11-12; $\eta = 12-17$ мПа·с; $\tau_0 = 60-85$ дПа; $\Phi_{30} = 4-7$ см ³	Наблюдается интенсивное отфильтровывание раствора с формированием глубокой зоны кольматации при проницаемости более 0,864 мкм ² , рекомендован для низко- и среднепроницаемыми песчаниками
5.	Солевой биополимерный раствор СБР	11-12 % NaCl; 0,17-0,25 % ксантановый биополимерный реагент; 0,51 % КМЦ; 0,25 % полиакриламид; 0,04 % кальценированн ая сода; 0,25 % смазывающая добавка; 0,02 % пеногаситель; вода – остальное	$\rho = 1100-1120$ кг/м ³ ; T = 30-40 с; СНС _{1/10} = 35-40/45-60 дПа; $\eta = 16-22$ мПа·с; $\tau_0 = 70-100$ дПа; $\Phi_{30} = 8-10$ см ³	В процессе бурения сталкивались с проблемой постоянного роста плотности вследствие наработки мелкодисперсной твердой фазой; Разбавление пресной полимерной основы приводило к уменьшению концентрации соли в буровом растворе и впоследствии образованию каверн в интервале солевых отложений

№ п/ п	Тип раствора	Состав	Свойства раствора	Отрицательные моменты
6	Полисолевой биополимерный раствор ПСБР	18-19 % NaCl; 2 % KCl; 4 % MgCl; 0,25 % ксантановый биополимерный реагент; 0,08 % полиакриламид; 0,3 % КМЦ; 3,6 % кольматант КС-80; 1,0 % смазывающая добавка и ПАВ; 0,04 % кальцинированна я сода; 0,02 % пеногаситель; вода – остальное	$\rho =$ 1190- 1250 кг/м ³ ; T = 30-60 с; $CHC_{1/10}$ = 30- 40/40-60 дПа; $\eta = 20$ мПа·с; $\tau_o = 70-$ 90 дПа; $\Phi_{30} = 8$ см ³	Высокая репрессия на коллекторы с АНПД (до 7-9 Мпа)

Вскрытие продуктивного пласта насыщенным соевым биополимерным раствором (ПСБР) зачастую приводит к репрессии на пласт, иногда превышающие более чем на 40 % пластовое давление, что связано с его перенасыщением за счет растворения солевых пропластков и обогащения выбуриваемым шламом (прежде всего галитом и слаборастворимыми кальцитом и доломитом). Плотность промывочной жидкости перед входом в продуктивный горизонт составляет обычно 1200 – 1230 кг/м³.

За счет увеличения степени минерализации СБР повышается показатель фильтрации. Повышенное содержание ионов Cl (в большей степени), Ca и Mg в дисперсионной фазе бурового раствора приводит к снижению защитной функции полимерных реагентов «понижителей фильтрации» (КМЦ и полиакриламида). Наблюдается сворачиваемость развёрнутых конформационных форм макромолекул в глобулярное

состояние, что способствует дополнительной кольматации прискважинной зоны пласта. Вместе с тем в образуемой системе «фильтрат бурового раствора – порода – нефть» на границе раздела фаз формируется повышенное поверхностное натяжение.

Использование буровых РУО позволило исключить образование шламовых корок, снизило кольматирующее воздействие в прискважинной части коллектора, но не решало вопрос катастрофических поглощений промывочных жидкостей, вплоть до полной потери циркуляции. Применения в этих условиях АСГР способствовало частичному снижению фильтрации раствора в пласт. Однако не решало в полной мере проблемы кольматации ПЗП, а существующая двухступенчатая очистка (вибросита и гидроциклоны) не справлялась с ростом плотности раствора в процессе бурения, что лишь усиливало дальнейшее проникновение последнего в пласт, при этом добавки кольматанта (карбоната кальция), призванного сдерживать глубокое проникновения фильтрата, усугубляло проблему.

Приведенные результаты анализа позволяют говорить об эффективности и целесообразности использования буровых растворов на углеводородной основе.

ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ (РУО)

*Парфирьев В.А., г.Якутск, Республика Саха, НГДУ «Талакан-нефть»,
pva_vostok@mail.ru*

Овчинников В.П., ТИУ, г.Тюмень

Рожкова О.В., ТИУ, г.Тюмень, rozhko-vaov@tyuiu.ru

Опубликованными исследованиями показан перспективность и эффективность применения РУО. Их достоинство заключается в более низком гидростатическом давлении по сравнению с водными растворами, исключается пагубное воздействие водной среды на фильтрационно-емкостные свойства пласта, выраженное в образовании стойких пластовых водонефтяных эмульсий и набухании ряда минералов, в частности глиноподобных, встречающихся в виде вкраплений во вмещающей породе, что в обоих случаях приводит к закупорке порового пространства и снижению проницаемости пласта.

Тем не менее для их широкого внедрения до настоящего времени не решены следующие вопросы:

✓ не определен оптимальный состав РУО для терригенных объектов рассматриваемой нефтегазоносной зоны (объект исследований). Состав РУО должен обеспечивать необходимое противодавление на пласт, исключить его фильтрацию в пласт, обеспечивать максимальный вынос

выбуренной породы и не оказывать пагубного влияния на ФЕС пласта и окружающую среду;

✓ не оценена экономическая составляющая проекта. Процесс приготовления РУО должен быть оптимизирован под условия удаленности месторождений с учетом минимальных затрат на первичные компоненты и их доставку на объект.

Вышеизложенное послужило основой проведения экспериментальных исследований, по результатам которых было установлено:

- на границе раздела фаз "нефть – раствор CaCl_2 " наиболее эффективно снижают величину поверхностного натяжения эмульгаторы "CleaveFM", "MP-150". В первом случае коэффициент поверхностного натяжения (σ) уменьшается в 25.3 раза, при его содержании 10 кг/м^3 , в случае двойного увеличения (20 кг/м^3) в 47.7 раза. Для MP-150 соответственно в 5,2 и 19.4 раза. При применении других типов эмульгаторов поверхностное натяжение также снижается, но не столь интенсивно;

- в дисперсионной среде нефть – "водный раствор CaCl_2 " наиболее эффективны эмульгаторы вида «Нефтенол Н» и «ЭКС-МБ-м.Б». Стабильность раствора при их содержании порядка 10 кг/м^3 составляет 100В и более. Для эмульгаторов вида «MP-150» и «ЛТМ» для достижения такого же уровня стабильности их требуется вдвое больше, т.е. порядка 20 кг/м^3 . В дизельном топливе при концентрации эмульгатора 10 кг/м^3 электропробой составляет порядка 150 В, наиболее эффективен эмульгатор «MP-150В». У остальных значения стабильности значительно ниже, не превышают 50В;

- содержание водной фазы раствора CaCl_2 плотностью 1170 кг/м^3 , для обеспечения плотности РУО не более 1100 кг/м^3 на основе нефти – не должно превышать 60%, пластовой воды плотностью 1300 кг/м^3 – не более 50%, на основе дизельного топлива той и другой не более – 30%.;

- для удешевления стоимости раствора наиболее целесообразно сочетание реагентов – основного с "ЛТМ". Последний представлен высшими карбоновыми кислотами с углеводородным радикалом C17-19, что позволяет ему выступать как эмульгатор-стабилизатор. Его использование повышает стабильность раствора, снижает вязкость и показатель фильтрации. Содержание может варьироваться от 10 до 20 кг/м^3 ;

- по способности загущать(повышать вязкость раствора) наиболее эффективным реагентом является глина "Орбент 91". "Медиум – Э" также способствует загущению, но в меньшей степени. Структурообразующие свойства органофильных глин зависят от их концентрации и не зависят от сил электростатического взаимодействия между коллоидными частицами. Динамика набухания таблеток из исследуемых образцов глин также

косвенно подтверждают сказанное. Таблетки, приготовленные из глинопорошка "Орбент -91" за первые сутки интенсивно набухают и увеличиваются в объеме более, чем на 50%, в то время как таблетки из глинопорошка «Медиум - Э» только на 20%. Тенденция сохраняется и в последующие сутки;

- добавка стабилизатора в виде негашеной извести (СаО) обеспечивает стабилизацию состава, увеличивает показатель электростабильности, не оказывает влияние на реологические свойства, утяжеляет систему, способствует снижению показателя фильтратоотдачи;

- гидрофобизирующие реагенты не снижают показатель фильтратоотдачи. При этом такие гидрофобизаторы, как «АБР», «ИВВ-1», «Основа ГС» и «ХПГ» способствуют увеличению напряжения при «электрическом пробое». Наиболее эффективным является гидрофобизатор «Основа ГС» при его содержании до 1% - показатель электропробоя (Э) увеличивается со 140 до 260 В, показатель фильтроотдачи снижается с 2,4 до 0,3 см³/за 30 мин. Оценка гидрофобизаторов (роллинг тест) на температурное воздействие (75°С) показала, что при использовании гидрофобизатора ИВВ-1 раствор после прогрева утратил стабильность, показатель фильтратоотдачи увеличился до 2 см³/за 30 мин; с добавкой «Основа ГС» изменений не отмечено, удельное электрическое сопротивление увеличилось в 5 раз, при введении "АБР" отмечено снижение стабильности в два раза, увеличение вязкости и фильтратоотдачи;

- загустители раствора: битум окисленный снижает фильтратоотдачу, но в меньшей степени, чем полиизобутилен "НПП-20М", повышающий динамическую вязкость.

Результаты исследований явились основанием рекомендации двух рецептур – на основе нефти и дизельного топлива, которые имеются **непосредственно на месторождении**. Их составы и свойства представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Рецептуры предлагаемых РУО

№ п/п	Рецептура	Состав раствора, %	Э, В	Т, °С	СНС, дПа	η, Па с	τ ₀ , дПа	В, см ³ /30 мин	ρкг/м ³	μ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
На основе дизельного топлива										
1	Дизельное топливо Органобентонит Водный раствор СаCl ₂ Эмульгатор (Cleave-FM, МР-150)	60-80 1-3 14,5-30,5 1,5-2,5	350 - 500	35-45	18 – 20 / 20 - 25	19 - 25	45 - 60	0,5 – 1,5	950-1090	0,13 - 0,14

№ п/п	Рецептура	Состав раствора, %	Э, В	Т, °С	СНС, дПа	η, Па с	τ ₀ , дПа	В, см ³ /30 мин	ρкг/м ³	μ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Негашеная известь со степенью активности не менее 60 %, СаО	0-2								
	Вторичный эмульгатор (ЛТМ)	0-2								
	Гидрофобизатор (АБР, Основа ГС)	1-2								
На основе нефти										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	Нефть, л	70-90								
	Водный раствор СаСl ₂ (плотностью 1170 кг/м ³)	15-19								
	Эмульгатор (НефтенолНз)	1-2								
	Органофильная глина	1-3	700							
	СаО (негашеная известь)	1-2		100 - 200						
	Вторичный эмульгатор (ЛТМ)	1-2			0,5 - 2 / 15 - 35					
	Гидрофобизатор (АБР, Основа-ГС)	1-2				35 - 65				
							30 - 100			
								0,5 - 2		
									900 - 950	
										0,13 - 0,14

РЕЗУЛЬТАТЫ СРАВНИТЕЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ РЯДА РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

*Парфирьев В.А., г.Якутск, Республика Саха, НГДУ «Талакан-нефть»,
pva_vostok@mail.ru*

Овчинников В.П., ТИУ, г.Тюмень

Рожкова О.В., ТИУ, г.Тюмень, rozhko-vaov@tyuiu.ru

В последние годы исследователями и производственниками значительно внимание уделяется растворам на углеводородной (нефтяной) основе. В целях оценки их эффективности были исследованы следующие буровые растворы: ИЭР на минеральном масле - «Эмулькарб» марки М (ТУ 2458-015-50783875-2010), ООО НПП «Буринтех» г.Уфа; ИЭР на основе дизельного топлива - «Эмулькарб» марки Д (ТУ 2458-015-50783875-2010), ООО НПП «Буринтех» г.Уфа; ИЭР на основе минерального масла «Megadril М», ООО «ИКФ» г.Волгоград; ИЭР на основе дизельного топлива - «Megadril Д», ООО «ИКФ» г.Волгоград; ИЭР на основе дизельного топлива - предлагаемый; ИЭР на основе нефти - предлагаемый»; буровой раствор на водной основе - солевой биополимерный буровой раствор (СБР) по рецептуре В.1 РД 5753490-077-

2010; буровой раствор на водной основе - НМБРК-001 (Тюменское отделение «СургутНИПИнефть»).

Рецептуры растворов были исследованы на воздействие изменения поровой структуры пласта по образцам породы, отобранных из скважины № 304-27Р с глубины 1448-1470 м.

Технологические параметры буровых растворов при температуре 24 °С и при температуре пласта В₁₀ 10 °С Алинского месторождения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Технологические свойства исследуемых буровых растворов

№	Температура бурового раствора	Параметры										
		ρ , кг/м ³	T, с	600, мин ⁻¹	300, мин ⁻¹	СНС, дПа	$\eta_{пл}$, мПа*с	τ_0 , дПа	V, см ³	T _ф , %	У/В вода	Э, Вт
1	«Эмулькарб» марки М											
	t – 24 °С	1040	64	78	47	17/25	32	73	0	20	60/20	1700
	t – 10 °С	1040	120	125	74	21/37	51	110	0	20	60/20	1500
2	«Эмулькарб» марки Д											
	t – 24 °С	1030	80	72	53	86/91	19	163	1	22	62/16	1600
	t – 10 °С	1000	н/т	185	141	259/240	44	465	1	22	62/16	1600
3	«Megadril» на мин. масле											
	t – 24 °С	1035	48	47	29	42/71	18	53	4	8	64/26	400
	t – 10 °С	1035	70	64	38	38/71	26	60	4	8	64/26	400
4	«Megadril» на диз. топ.											
	t – 24 °С	1030	80	58	36	50/77	22	67	5,2	24	54/22	500
	t – 10 °С	1030	144	102	60	52/82	42	86	5,0	24	54/22	500
5	Предлагаемый раствор «ИЭР - нефть»											
	t – 24 °С	1000	60	71	42	11/14	29	62	1	10	60/30	650
	t – 10 °С	1000	140	151	88	38/71	63	120	1	10	60/30	650
6	Предлагаемый раствор «ИЭР - дизель»											
	t – 24 °С	1000	80	58	37	34/41	21	77	1	8	52/40	800
	t – 10 °С	1000	145	95	58	47/57	37	100	1	8	52/40	800
7	СБР по рецептуре «СургутНИПИнефть»											
	t – 24 °С	1193	80	110	68	28/39	33	168	16	10	0/90	2
	t – 10 °С	1193	180	174	106	53/67	68	182	16	10	0/90	2

Таблица 2 – Результаты оценки величины восстановления проницаемости ядерного материала после воздействия буровых растворов

Распределение образцов по этапам эксперимента	Буровой раствор	образца в колонку на установке	Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС)				Остаточная пористость, %	Открытая пористость по гелию (Кп), %	Остаточная пористость, %	проницаемости на установке FDTs-140	Объем закаченной жидкости в керн, мл.	Объем порового пространства, мл
			Абсолютная газовая проницаемость параллельно напластованию, Кпр (мД)	газовая проницаемость,	начальная	бу						

			Начальная	После воздействи я буровых растворов								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1 этап – Экспериме нт по сравнению ИЭР на основе дизельного топлива (3 рецептуры) и СБР	1.1 Эмулькар б марки Д (2)	1	607,6 1	475,7	78	12,3 6	12,4 8	100, 9	43, 6	0,9	2,65	
		2	17,85	16,94	94	10,4 7	10,5 1	100, 3			2,24	
	1.2 СБР (7)	1	622,1 9	94,62	15, 2	13,2 8	13,2 0	99,3	9	3,6	2,83	
		2	14,75	2,03	13, 7	8,90	8,96	100, 6			1,92	
	1.3 Megadril– D (ИКФ) (3)	1	666,1 1	640,65	96, 2	13,5 6	13,8 0	101, 7	47, 6	2,2	2,89	
		2	3,85	3,81	98, 9	10,2 9	10,5 7	97,3			2,51	
	1.4 ИЭР (диз.топли во) (6)	1	644,6 0	525,49	81, 5	13,3 2	13,3 9	100, 5	70, 6	0,77	2,82	
		2	15,19	14,36	94, 5	8,68	8,82	101, 6			1,58	
	2 этап – Экспериме нт по сравнению ИЭР на основе минеральн ого масла (3 рецептуры) и СБР	2.1 СБР (7)	1	105,3 6	19,22	18,2	6,73	6,74	100, 1	18, 1	6	1,44
			2	59,11	380,13	643	4,78	7,74	161, 9			1,02
2.2 Эмулькар б марки М (1)		1	105,5 1	102,23	96,8	11,2 5	11,4 4	101, 6	46, 7	0,07 3	2,42	
		2	29,90	29,24	97,7	12,8 6	13,1 3	102			2,72	
2.3 Megadril – M (ИКФ) (4)		1	97,38	90,29	92,7	11,3 1	11,4 1	100, 8	57	0,99	2,42	
		2	40,71	39,88	97,9	13,2 7	13,3 6	100, 6			2,78	
2.4 ИЭР (нефть) (5)		1	135,4 8	102,48	75,6	11,9 6	11,8 4	100, 6	10 0	1,33	2,59	
		2	24,50	24,92	101, 7	12,5 6	12,7	97,6			2,67	

Результаты исследований представлены в таблице 2.

В качестве базы сравнения принят применяемый СБР как более совершенный и широко используемый по сравнению с водными и глинистыми растворами.

Из полученных результатов сравнительных экспериментов можно заключить, что восстановление проницаемости для эмульсии на основе минерального масла: «Эмулькарб М» (Буринтех) составило – 46,7 %, для «Megadril–M» (ИКФ) – 57 %, для РУО– 100 %, для СБР – 18,1 %. После воздействия РУО на основе нефти коэффициент восстановления составил 75 – 100 %, СБР – 18,2 %.

Таким образом влияние РУО на фильтрационные свойства коллектора значительно ниже влияния промывочных жидкостей на водной

основе и солевых буровых растворов. Изложенное явилось основанием их рекомендации для вскрытия продуктивных пластов Восточно-Алинского месторождения.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫШЛЕННОГО ВНЕДРЕНИЯ ОПЫТНЫХ РЕЦЕПТУР РАСТВОРА НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

*Парфирьев В.А., г.Якутск, Республика Саха, НГДУ «Талакан-нефть»,
pva_vostok@mail.ru*

Овчинников В.П., ТИУ, г.Тюмень

Рожкова О.В., ТИУ, г.Тюмень, rozhko-vaov@tyuiu.ru

По результатам экспериментальных исследований ранее были обоснованы и рекомендованы состав растворов на углеводородной основе – на основе дизельного топлива и нефти (таблица 1).

Таблица 1 – Рецептуры предложенных РУО

№ п/п	Рецептура	Состав раствора, %	Э, В	Т, с	СНС, дПа	η, Па·с	τ ₀ , дПа	В, см ³ /30 мин	ρкг/м ³	μ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
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 основе нефти										
2	Нефть, л	70-90	700	100 - 200	0,5 - 2 / 15 - 35	35 - 65	30 - 100	0,5 - 2	900 - 950	0,13 - 0,14
	Водный раствор CaCl ₂ (плотностью 1170 кг/м ³)	15-19								
	Эмульгатор (НефтенолНз)	1-2								
	Органофильная глина	1-3								
	СаО (негашеная известь)	1-2								
	Вторичный эмульгатор (ЛТМ)	1-2								
	Гидрофобизатор (АБР, Основа-ГС)	1-2								

В целях опытно-промышленной апробации, предварительно, до начала бурения, на скважинах были проведены организационно-

технические работы по модернизации и переобвязке циркуляционной системы буровой установки:

- емкость приготовления раствора объемом на 58 м³ была вынесена из эшелона буровой установки и расположена рядом с насосным блоком (напротив), снабжена крышкой с люками, двумя лопастными мешалками, диспергатором, гидросмесителем (эжектор) и рубашкой с обогревом водяным паром;

- смонтирован шнековый конвейер для выгрузки шлама в специальную ёмкость с блоком центральной системы грубой очистки (ЦСГО) бурового раствора и дополнительной вентиляционной системой;

- обеспечена герметичность сальниковых узлов и насосных установок, для предупреждения и исключения утечек жидкости и пара, а также попадания воды в циркуляционную систему.

В процессе бурения с использованием РУО на основе **дизельного топлива** были отмечены незначительные гидравлические сопротивления в скважине. Низкая плотность позволила «легче» доводить нагрузку на забой горизонтальных участков скважин. Присутствие выбуренной породы в объеме не влияло на реологические параметры в системе, значения пластической вязкости, ДНС и СНС оставались стабильными. Бурение осуществлялось до планового забоя в режиме депрессии, после чего была произведена промывка скважины в течение двух циклов (с поддержанием режима депрессии) и подъем компоновки в интервал башмака эксплуатационной колонны с постоянной циркуляцией. Заканчивание скважины осуществлялось путем создания эксплуатационного забоя открытого типа со спуском хвостовика с пакерующим элементом и фильтровой частью в интервале продуктивного пласта без цементирования затрубного пространства.

Описанная технология бурения в условиях депрессии позволила: сохранить ФЕС продуктивного пласта В10, его эксплуатационных качеств за счет исключения проникновения фильтрата бурового раствора и частиц выбуриваемой породы в пласт; предотвратить поглощения пластом бурового раствора и его взаимодействия с вещественным составом пород и пластовым флюидом, о чем свидетельствуют начальные дебиты скважин №125Гр - 73 т/сут и 102Гр - 46,2 т/сут.

Раствор на основе нефти был применен также на трех скважинах при вскрытии коллекторов пласта В10 хамакинского горизонта. В этом случае была изменена типовая конструкция скважины – в части спуска эксплуатационной колонны в кровельную часть продуктивного горизонта В₁₀ (по вертикали), ниже отметки ГНК и цементирования до устья. Далее проводилось бурение горизонтального участка ствола скважины на депрессии.

Технология бурения заключалась в следующем. По окончании цементирования эксплуатационной колонны Ø 168 мм, проводился спуск

компоновки, для разбуривания ее технологической оснастки, в скважину, состоящей из долота (Ø 142,9 мм), ВЗД и ТБТ (89 мм). Проводилось разбуривание ЦКОД, цементного камня и башмака эксплуатационной колонны с углублением забоя на 1-2 м и проработкой до свободного прохождения КНБК, затем осуществлялась промывка скважины рекомендуемым раствором, компоновка извлекалась на устье скважины для смены элементов КНБК, сборки новой КНБК с телесистемой EGSS и устанавливаемыми обратными клапанами с расстоянием между ними не менее 400 м.

Дальнейшее углубление ствола проводилось с использованием компоновки (ротатор + ВЗД). Механическая скорость была ограничена - не более 15 м/час для обеспечения эффективного выноса выбуренного шлама, скорость вращения компоновки - не более 10 об/мин, с обеспечением требуемой осевой нагрузки. В процессе углубления ствола постоянно велся контроль количества выносимого шлама, при необходимости проводилось закачивание пачек раствора вязкоупругого состава (ВУС). Частота и объемы последних контролировались по выносу шлама и давлений.

Результаты опытно-промышленного внедрения показали, что предложенные в работе технологии вскрытия пласта В10 на растворах с углеводородной основой (будь то подготовленная нефть или дизельное топливо) выгодно отличаются от традиционных технологий вскрытия продуктивных горизонтов с применением растворов на водной основе.

Их внедрение позволило увеличить продуктивность скважин, прирастить добычу нефти и повысить рентабельность разработки месторождения. Повторное использование значительно снизило затраты на приготовление раствора.

На сегодняшний день на месторождениях Восточной Сибири предлагаемый способ вскрытия продуктивного терригенного пласта рекомендован практически для всех скважин.

ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ ВСКРЫТИЯ ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Парфирьев В.А., НГДУ «Талаканнефть» Республика Саха (Якутия)

Геологическое строение месторождений Восточной Сибири с терригенными отложениями хамакинского горизонта, являющимися регионально нефтеносными, претерпели значительные вторичные изменения. Отложения хамакинского продуктивного горизонта литологически представлены переслаиванием песчаников разнозернистых кварцевых с глинистым цементом, алевролитов, аргиллитов и гравелитистых песчаников. Хамакинский горизонт состоит из одного

пласта с порово-трещиноватым коллектором. Глубина залегания Паршинской свиты хамакинского горизонта 1410 – 1540 м.

Определяющее влияние на технологию бурения скважин в Восточной Сибири оказывает комплекс слагающих разрез карбонатных, терригенных и хемогенных пород, поглощение промывочной жидкости вследствие закарстованности пород и развитием пластовых интрузий, аномально низкого пластового давления (АНПД) и температура. Охлажденность недр и присутствие в разрезе нескольких галогенных толщ вызывают необходимость бурения скважин на высокоминерализованных, либо безводных промывочных жидкостях во избежание размыва пластов солей и гидратообразования. Потенциальная возможность возникновения последних сохраняется в данных термобарических условиях при вскрытии газонасыщенных коллекторов на пресных буровых растворах [1, 2].

Практика бурения скважин на терригенные отложения Хамакинского горизонта (продуктивный пласт В10) Восточно-Алинского месторождения в Республике Саха (Якутия) показала, что применение традиционных моносоловых и соленасыщенных буровых растворов недостаточно эффективно для одновременного решения задач по вскрытию интервалов солевых отложений и качественному первичному вскрытию продуктивных пластов. Необходимо отметить, что при имеющихся темпах строительства скважин и выполнении в них различных технологических операций (спуск и крепление обсадных колонн, перфорация, интенсификация притока и другие) с заполнением скважины соленасыщенным раствором на водной основе, неизбежно снижается фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора [3, 4, 5, 6].

Как известно в промысловой практике оценка эффективности строительства скважины проводится по ряду факторов, одним из которых является соотношение проектного дебита (потенциальная продуктивность) скважины к ее фактическому дебиту. Данный показатель позволяет определить эффективность выбранной технологии заканчивания скважин, а также планировать последующие методы интенсификации притока при их необходимости. Потенциальный дебит жидкости новых эксплуатационных скважин оценивается на основе среднего коэффициента пропорциональности для конкретного участка пласта (эксплуатационного объекта) по ранее пробуренным скважинам данного участка, который рассчитывается на основе анализа работы данных скважин участка пласта.

$$Q_n = \alpha_{cp} \cdot \sum_i^n k \cdot h \cdot (P_{nl} - P_{заб})$$

где Q_n - потенциальный дебит жидкости скважины при освоении, м³/сут;

α_{cp} - среднее значение коэффициента (продуктивность скважины, приведенная к единице проводимости пласта) определенного на основе

статистического анализа результатов освоения новых скважин по конкретному месторождению, пласту, залежи, конструкции скважины,

$\sum k \cdot h$ – суммарный коэффициент проводимости всех вскрытых скважиной (перфорацией) нефтенасыщенных интервалов пласта, определяется на основании результатов геофизических исследований скважины, проведенных в открытом стволе.

$P_{пл}$, - значение пластового давления, принимается по результатам построения карты изобар, либо по значению начального пластового давления по залежи, МПа;

$P_{зоб}$ - значение забойного давления, соответствующее замеряемому фактическому дебиту жидкости при освоении, МПа;

n – количество ранее пробуренных скважин участка пласта, шт.

Скважины для расчета среднего коэффициента $\alpha_{ср}$ необходимо принимать с учетом геологических особенностей конкретного участка пласта (эксплуатационного объекта) и конструкции скважины. При расчете потенциального дебита скважины необходимо рассматривать несколько фильтрационных моделей «скважина-пласт» (конструкции скважины), описывающих приток пластового флюида в ствол скважины [7]:

- вертикальная (наклонно-направленная) скважина;
- вертикальная (наклонно-направленная) скважина с хвостовиком (открытый ствол)/

Критический анализ состояния вопроса по вскрытию продуктивных пластов при традиционно применяемой отечественной технологии на месторождениях Восточной Сибири и других регионов свидетельствует, что в большинстве случаев потенциальные возможности продуктивных пластов фактически используются лишь на 40-75%, а в условиях низкопроницаемых коллекторов и аномально низких пластовых давлений этот показатель еще ниже. Существующая технология заканчивания скважин подразумевает, закрытый забой скважины, когда пласт в условиях репрессии вскрывается на всю толщину, после чего спускается и цементируется эксплуатационная колонна, затем проводится перфорация и освоение скважины. Известно, что в этом случае происходит снижение потенциальной продуктивности за счет возникающих дополнительных фильтрационных сопротивлений, создаваемых мелкодисперсными частицами твердой фазы, содержащимися в технологической жидкости, фильтратом самой жидкости, а также за счет искривления и сгущения линий токов флюида в около скважинной зоне пласта. При этом технология вторичного вскрытия проводится в среде бурового раствора, используемого при первичном вскрытии, который под действием статического давления и динамических взрывных нагрузок будет дополнительно фильтроваться вглубь пласта.

Для достижения продуктивности скважины близкой к потенциальной, необходимо, чтобы длина каналов перфорации хотя бы в

1,5 раза была больше толщины зоны проникновения фильтрата бурового раствора (ФБР). Промысловый опыт строительства скважин, показывает, что при вскрытии продуктивного горизонта на глубине 1500 м и плотности бурового раствора 1100-1150 кг/м³ величина репрессии на пласт в статических условиях составляет 3,2 МПа, а при промывке, за счет гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве, может достигать до 4,2 МПа. В этом случае при вскрытии продуктивного пласта бурением глубина проникновения фильтратов буровых растворов достигает 0,5-0,6 м [8]. Учитывая, что радиус зоны проникновения ФБР превышает 500 мм, а длина каналов наиболее мощных кумулятивных перфораторов не превышает 200-300 мм, то выполнить указанное условие на данном уровне развития кумулятивной перфорации как правило не удастся, что подтверждает промысловый опыт строительства скважин на Восточно-Алинском месторождении. Где продуктивный пласт представлен гидрофобным коллектором из-за наличия ангидрита в нём, с низкой проницаемостью, аномально низкими пластовыми температурами и давлением, с естественной трещиноватостью. Соответственно в данных условиях повышение эффективности вскрытия продуктивного пласта должно решаться путем применения технологий, исключающих проникновение рабочих жидкостей и их фильтратов в продуктивный пласт. Сущность которых заключается в создании в период вскрытия продуктивного пласта и заканчивания скважины условий, не допускающих превышения забойных давлений над пластовым давлением вскрываемого горизонта.

Выводы

Современная зарубежная и российская практика бурения показывает, что наиболее прогрессивным методом вскрытия пластов и заканчивания скважин, обеспечивающим заявленные требования, является первичное вскрытие пластов и проведение последующих работ до ввода скважины в эксплуатацию с постоянным поддержанием депрессии или равновесия на пласты. При этом величина депрессии на продуктивный пласт определяется исходя из геологических, технологических и технических условий при бурении в каждый момент времени. Создание заданной величины депрессии в ходе строительства скважины должно осуществляться путем регулирования плотности бурового раствора, и его расхода штуцерами как с изменяемым проходным сечением, так и с постоянным сечением, системы дросселирования [9, 10].

Однако достижение положительных результатов по предотвращению загрязнения прискважинной зоны пласта и достижение потенциальной продуктивности скважин возможно при комплексном решении двух направлений: выбор оптимальной рецептуры промывочной жидкости и технологии вскрытия продуктивного пласта. Область применения обоих

направлений ограничены, и ограничения в основном связаны с принятыми конструкциями скважин.

Библиографический список

1. Парфирьев В. А. Анализ строительства нефтяных скважин в осложненных условиях на месторождениях Восточной Сибири / В. А. Парфирьев, С. А. Палеев, Ю. В. Ваганов. - Текст : непосредственный // Известия вузов Нефть и газ. - 2018. - № 1. – С. 48-53.

2. Результаты морфотектонического анализа Талаканского месторождения / Д. С. Апенышев, А. М. Карлов, В. А. Парфирьев [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2008. - №2. – С. 12-19.

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

4. Полисолевой биополимерный буровой раствор для строительства скважин на месторождениях с терригенным коллектором в Восточной Сибири / В. А. Парфирьев, С. А. Палеев, Н. Н. Закиров, Ю. В. Ваганов. - Текст : непосредственный // Известия вузов Нефть и газ. - 2018. - № 1. – С. 48-53.

5. Инструкция по технологии приготовления и химической обработке солевого биополимерного раствора для бурения наклонно-направленных скважин «СургутНИПИнефть». - 2001 г. - Текст : непосредственный.

6. СТО 165-2016. Стандарт организации. Растворы буровые и жидкости специальные, технологические для бурения скважин в Восточной Сибири. Введен в действие с 20.04.2017 г. - Текст : непосредственный.

7. Рязанцев Е. Ф. Испытание скважин в процессе бурения / Е. Ф. Рязанцев, М. Л. Карнаухов, А. Т. Белова. – Москва : Недра, 1982. - Текст : непосредственный.

8. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. В 5 т. Т. 3. Вскрытие и разобщение / ред. В. П. Овчинников. - Тюмень : ТИУ. - 2017. - 341 с. - Текст : непосредственный.

9. New Aspects of Multilateral Well Construction / Ohmer J. F, Rosharon T. P., Milan M. K. [et al.]. – Text : direct // Oilfield Review. - Autumn 2002. – P. 52 – 69.

10. Булатов А. И. Контроль процессов бурения нефтяных и газовых скважин / А. И. Булатов, В. И. Демихов, П. П. Макаренко. – Москва : Недра, 1998. - 345 с. - Текст : непосредственный.

ОПЫТ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ Н МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА АКТУАЛЬНОЙ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ОСНОВЕ

Фуфаева А.А., группа ВСм-21-1, г. Тюмень, FufaevaAA@mail.ru

В административном отношении Н участок недр расположен в пределах Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. В непосредственной близости от участка расположены: в 13 км северо-восточнее город окружного значения Когалым, в 19 км северо-западнее – деревня Русскинская.

Месторождение находится в районе с развитой инфраструктурой. Всего на месторождении выделено две залежи нефти M_1^1 и M_2^1 . Залежь M_1^1 массивная с размерами 5,0*2,0 км., высота 5 м. Залежь M_2^1 пластовая сводовая, размерами 4,3*1,7 км., высотой 8 м.

Открытие Н нефтяного месторождения связано с бурением в 2016 году скважины № 14П, при опробовании которой получены промышленные притоки нефти из пласта M_2^1 дебитом нефти 7,9 м³/сут., воды – 3,8 м³/сут., пласта M_1^1 – дебитом нефти 42,4 м³/сут., воды – 1,9 м³/сут. при депрессии на пласт 5,3 МПа.

В 2020 г. планировалось бурение 6 скважин на объекты M_1 и M_2 : на объект M_2 – две наклонно-направленные нагнетательные скважины с отработкой на нефть, одна нагнетательная горизонтальная скважина с отработкой на нефть, одна добывающая горизонтальная скважина; на объект M_1 – две горизонтальные добывающие скважины по технологии МЗС. Проектный фонд был размещен на геологической модели ОПЗ 2016 г. Модель была построена на основе результатов сейсморазведочных работ 2D и данных скважины 14П.

В рамках подготовки и построения стартовой модели, была актуализирована ГМ учитывающая интерпретации сейсморазведочных работ 3D, проведенных в период 2018-2019 гг., на Н площади.

Полученные результаты структурных построений, прогноза эффективных толщин и анализа динамических характеристик с выполнением фациального районирования используются в качестве основы для построения геологической модели залежи, включая расчет структурной карты по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных толщин и поверхности водонефтяного контакта.

На полученной геологической модели оптимизировано размещение эксплуатационного фонда скважин, поскольку бурение началось до полного завершения интерпретации сейсмических данных, полученная модель актуализировалась по завершению бурения каждой новой

скважины. Подтверждаемость в пределах погрешности выполненных построений и прогноза.

Запасы нефти в пределах N месторождения, числящиеся на Государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации по состоянию на 01.01.2019 г. по пласту M_1^1 начальные балансовые запасы составляют 814 тыс.т., начальные извлекаемые запасы нефти составляют 213 тыс.т., по пласту M_2^1 начальные балансовые запасы составляют 904 тыс.т., начальные извлекаемые запасы нефти составляют 221 тыс.т.

При перестроении модели, запасы были скорректированы. По пласту M_1^1 расчетные значения начальных балансовых запасов составляют 316 тыс.т., начальные извлекаемые запасы нефти составляют 80 тыс.т. В северном направлении от скважины 14П, выделяется ловушка с прогнозными значениями начальных балансовых запасов составляют 115 тыс.т., начальные извлекаемые запасы нефти составляют 34 тыс.т. Расчетные значения начальных балансовых запасов нефти по пласту M_2^1 составляют 1370 тыс.т., начальные извлекаемые запасы нефти составляют 313 тыс.т.

По завершению бурения в каждой новой скважине производилась корреляция продуктивных пластов с последующей передачей их стратиграфических границ для использования при интерпретации данных ГИС. Одновременно с этим на основе первичной информации проводилась оперативная оценка подтверждаемости геологической модели, в частности, оценивалось гипсометрическое положение полученной отметки кровли коллектора в пробуренной скважине относительно планируемой, а также выделенная эффективная нефтенасыщенная толщина. После завершения интерпретации скважины, полученный РИГИС передавался для актуализации сейсмической основы (структурные карты, карты прогнозных эффективных толщин). Следующим этапом, после получения сейсмической основы, с учетом новых данных происходила актуализация геологических карт – структурной карты по кровле коллекторов и карты эффективных нефтенасыщенных толщин. Полученные карты являлись основой для принятия решений об очередности эксплуатационного бурения, а также для оценки перспектив нефтегазоносности.

Геологическое сопровождение бурения происходило в формате междисциплинарного взаимодействия со специалистами направления сейсмических исследований.

Стоит отметить, что совместная работа способствует повышению достоверности геологической модели и позволяет более оперативно выполнять поставленные задачи.

Библиографический список

1. Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Н месторождения: отчет / Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени; отв. исполн: Калугина Л.Н. [и др.]. – Тюмень, 2016. - Текст : непосредственный.

2. Проведение обработки и интерпретации материалов детальных сейсморазведочных работ 3Д на Н площади (320 кв. км): отчет // Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»; отв. исполн: Калмыков М.К. [и др.]. – Тюмень, 2021. – 352 с. - Текст : непосредственный.

ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ ТЕРМОСТОЙКИХ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ

*Мелехов А.В., Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг"
"КогалымНИПИнефть" в г.Тюмени, Тюменский индустриальный
университет, г. Тюмень*

Многолетняя выработка легко извлекаемых запасов углеводородов приводит к постепенному их снижению, при этом все более рентабельными становятся трудноизвлекаемые углеводороды. Одним из перспективных объектов добычи трудноизвлекаемых запасов является керогенсодержащие породы Баженовской свиты. В качестве способа извлечения нефтепродуктов из керогена применяют технологию термогазового воздействия на пласт, в ходе которой происходит закачка газо-воздушной смеси под давлением и инициируется внутрипластовое горение. Внутрипластовое горение способствует высвобождению нефтепродуктов из керогенсодержащих пород. В процессе инициации и добычи углеводородов термогазовым способом крепь и тело скважины подвергается значительным термическим нагрузкам до 300 °С при высоком давлении до 45 МПа. Для крепления скважин в таких условиях необходимы специальные термостойкие тампонажные материалы. Традиционно, для придания термостойкости тампонажным цементам и снижения основности продуктов твердения применяют кремнийсодержащие сыпучие компоненты или мелкодисперсный кварц. Существенным недостатком тампонажных материалов, полученных указанным способом, являются высокие реологические свойства (низкая растекаемость цементного теста) и усадка при твердении (до 6,6 %), даже после обработки этих материалов химическими реагентами (понижителем водоотдачи, пластификатором, замедлителем сроков схватывания), по причине высокого содержания твердой малоактивной фракции в смеси [1]. Повысить седиментационную устойчивость цементных растворов, а также изоляционные свойства цементов можно за счет уплотнения структуры раствора и образуемого при твердении камня.

Исследованиями [2] было показано, что при определенном фракционном составе частиц в тампонажной смеси можно достичь эффекта «подшипника», и создать «плотнейшую упаковку», при этом вода будет играть роль смазывающего твердые частицы компонента. Для расчета такой упаковки тампонажной смеси была предложена функция распределения:

$$A_i = 100(d_i/d_{\max})^n, \quad (1)$$

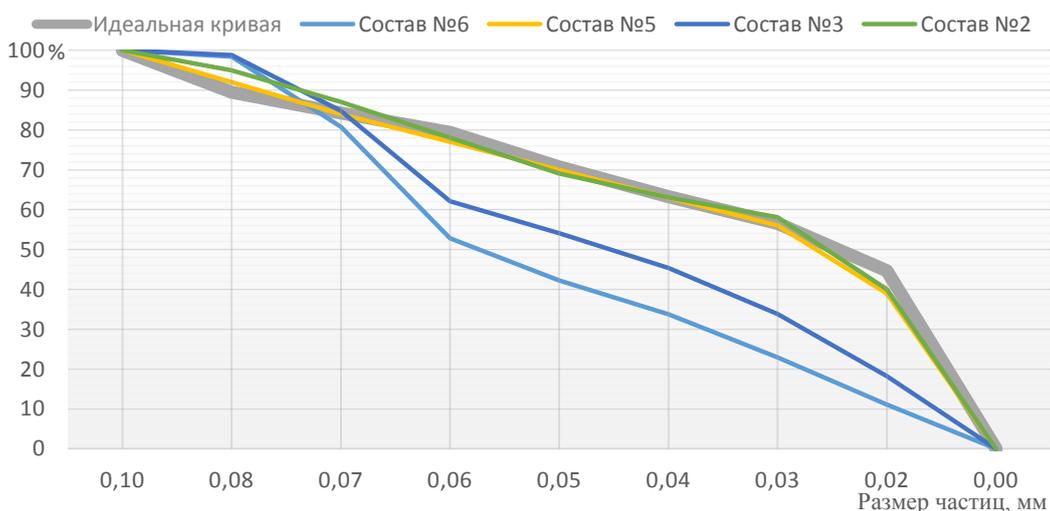
где A_i – проход частиц в процентах (тонкость помола фракции) через условное сито размером d_i , мм;

d_{\max} – наибольший размер зерна в смеси, мм (или апертура верхнего сита);

n – коэффициент распределения, равный 0,5.

Применение подхода «плотнейшей упаковки» позволяет максимально заполнить пустоты между частицами разных фракций и вытеснить избыток воды (снизить водопотребность и водосмесевое соотношение), обеспечивая повышение плотности раствора и прочности формируемого камня. «Эффект подшипника» способствует снижению трения между твердыми частицами, за счет перераспределения силы трения-скольжения в силу трения-качения, позволяет снизить реологические характеристики раствора. При этом вода играет роль компонента, смазывающего твердые частицы, а в составе смеси должно быть не менее трех компонентов. Данный подход также позволяет максимально равномерно распределить все частицы в смеси, тем самым структурировать продукты твердения цементов при образовании цементного камня.

В соответствии с предложенной функцией распределения (1) для традиционно применяемых тампонажных растворов построена зависимость кривой рассеивания (принята в качестве эталонной), согласно которой подобраны трехкомпонентные составы, состоящие из портландцемента ПЦТ I-G, кварцевой пыли, полифракционного компонента (барита – в случае необходимости получения утяжеленных специальных цементов, микросфер – в случае необходимости получения облегченных тампонажных материалов) (рисунок 1), и получены утяжеленные тампонажные растворы плотностью 2100 кг/м³ и 2300 кг/м³ (таблица 1) [3,4].



Примечание к рисунку: составы №1, №2, №3 и №4 соответствуют составам смесей, приведенным в таблице № 3.

Рисунок 1 – Кривые рассеивания тампонажных смесей

В ходе лабораторных исследований было установлено, что чем ближе фракционный состав тампонажной смеси к эталонному распределению (рисунок 1), тем свойства растворов ближе удовлетворяют решаемой задаче подбора стабильного тампонажного состава.

Исследования реологических параметров (растеаемости) полученных составов подтверждают наличие в них «эффекта подшипника», обеспечивающего снижение реологических параметров при меньшем водо-смесевом соотношении (таблица 1).

Таблица 1 – Результаты испытаний на примере утяжеленных термостойких тампонажных составов

Номер состава смеси	Состав сухой смеси, %	В/С	Плотность раствора, кг/м ³	Водоотделение, %	Усадка тампонажного раствора (камня), % об	Прочность цементного камня через 1 сутки при 150 °С, МПа		Прочность цементного камня через 10 суток при 150 °С, МПа		Соответствие фракционного состава «Идеальной кривой рассеивания»
						Изгиб	Сжатие	Изгиб	Сжатие	
1	ПЦТ I-G – 34 Кварцевая пыль – 6 Барит – 60	0,30	2300	3,2	9,1	2,0	10,1	3,1	13,5	Нет
2	ПЦТ I-G – 35 Кварцевая пыль – 8 Барит – 57	0,28	2300	0	0	5,2	22,1	5,7	28,8	Да
3	ПЦТ I-G – 65 Кварцевая пыль – 12	0,30	2100	2,9	7,5	2,8	12,2	3,5	13,1	Нет

	Барит – 23									
4	ПЦТ I-G – 63 Кварцевая пыль – 17 Барит – 20	0,27	2100	0	0	4,1	20,2	5,5	23,1	Да

Применяемый подход к созданию тампонажных смесей позволяет получить составы с повышенными изоляционно-технологическими свойствами из одинаковых исходных компонентов. С применением данного подхода были разработаны специальные тампонажные материалы для крепления скважин с ТГВ, способные противостоять термической деструкции при температурах до 300 °С [4].

Таким образом, с использованием традиционно применяемых компонентов, применив подходы «плотнейшей упаковки» и «эффекта подшипника», можно получать низковязкие, седиментационно устойчивые, утяжеленные или облегченные, термостойкие тампонажные растворы, с высокой подвижностью цементного теста при минимальном водосодержании, значительно повысить прочностные и изоляционные свойства составов.

Библиографический список

1. Данюшевский В. С. Исследование процессов твердения тампонажных цементов в специфических условиях глубоких скважин : 05.15.10 : автореф. дис. док. техн. наук / В. С. Данюшевский. – Москва, 1974. – 48 с. – Текст : непосредственный.

2. Fuller W. B. The Laws of Proportioning Concrete / W. B. Fuller, S. E. Thompson // Transactions of the American Society of Civil Engineers. – 1907. – № 59. – P. 67–169.

3. К вопросу разработки рецептур утяжеленных тампонажных растворов / Д. Л. Бакиров, В. П. Овчинников, В. А. Бурдыга [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2019. - № 5. – С. 60-63.

4. Тампонажный материал для температурного диапазона 160-300 °С / Д. Л. Бакиров, В. А. Бурдыга, С. С. Святухова [и др.]. – Текст : электронный // През. Рос. нефтегаз. технич. конф. SPE. – Москва. – 24 - 26 окт. 2016 г. – URL : <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-181935-RU>.

Научный руководитель: Овчинников В.П. д.т.н., профессор

ТЕХНОЛОГИЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН С ТЕРМОГАЗОВЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ПЛАСТ

Мелехов А.В., Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "Когалым-НИПИнефть" в г.Тюмени, Тюменский индустриальный университет, группа ТБ-Саз-17-1, г. Тюмень, lex.melekhov@gmail.com

Одним из перспективных способов добычи углеводородов из керогенсодержащих пород Баженовской свиты является технология термогазового воздействия на пласт (ТГВ). При проведении ТГВ цементное кольцо подвергается значительным циклическим нагрузкам:

- в нижней части нагнетательных скважин (250 м от башмака эксплуатационной колонны и весь интервал хвостовика скважины) до 300 °С;

- в нижней части добывающих скважин (250 м от башмака эксплуатационной колонны) до 200 °С;

- в верхней части добывающих скважин до 160 °С.

Прочность тампонажного камня хвостовиков нагнетательных скважин не менее 48,0 МПа на сжатие через 30 суток твердения, к началу закачки водо-воздушной смеси в пласт.

Для изоляции затрубного пространства в таких условиях необходимо обеспечить надежный контакт цементного камня с ограничивающими поверхностями, а также целостность крепи скважины за счет применения термостойких тампонажных материалов устойчивых к циклическим температурным нагрузкам.

Традиционно применяемые тампонажные материалы подвержены термической коррозии при температуре более 100 °С (рисунок 1) [1].



Рисунок 1 – Образец цементного камня на основе ПЦТ I-G после термического воздействия

Для обеспечения термостойкости тампонажного камня в условиях термической коррозии, продукты твердения цементов должны быть представлены низкоосновными гидросиликатами кальция с основностью < 1,2 [1].

На рисунке 2 представлен образец термостойких тампонажных материалов (ТТМ) полученный метом создания «плотнейшей упаковки» структуры.



Рисунок 2 – Образец цементного камня на основе ТТМ после термического воздействия

При помощи такого метода удалось обеспечить требуемые характеристики по прочности и термостойкости составов для крепления интервалов с термогазовым воздействием на пласт (таблица 1) [2].

Таблица 1 – Характеристики ТТМ для термогазового воздействия на пласт

Тип цемента	Растекаемость, мм	Воотделение, %	Время загустевания до 30 УЕК, мин (при 45,0 МПа и 75 °С)	Передел прочности цементного камня, на сжатие МПа, при 90 °С для цемента Termolight 9, при 40 °С для цемента Termolight 4			Передел прочности цементного камня, на сжатие МПа, при 160 °С			Передел прочности цементного камня, на сжатие МПа, при 200 °С			Передел прочности цементного камня, на сжатие МПа, при 300 °С		
				24 часа	48 часов	30 суток	24 часа	48 часов	30 суток	24 часа	48 часов	30 суток	24 часа	48 часов	30 суток
ТТМ нормальной плотности	210	0,1	300	5,6	21,8	54,0	-	-	-	9,3	35,6	59,3	10,2	37,6	50,2
Облегченные ТТМ	235	1,4	220	2,0	2,9	10,2	2,7	3,0	16,0	-	-	-	-	-	-

Продукты твердения полученных ТТМ составляют низкоосновные тобермориты различного стехиометрического состава с основностью менее 1,2 (рисунок 3), что также указывают на их термостойкость [3].

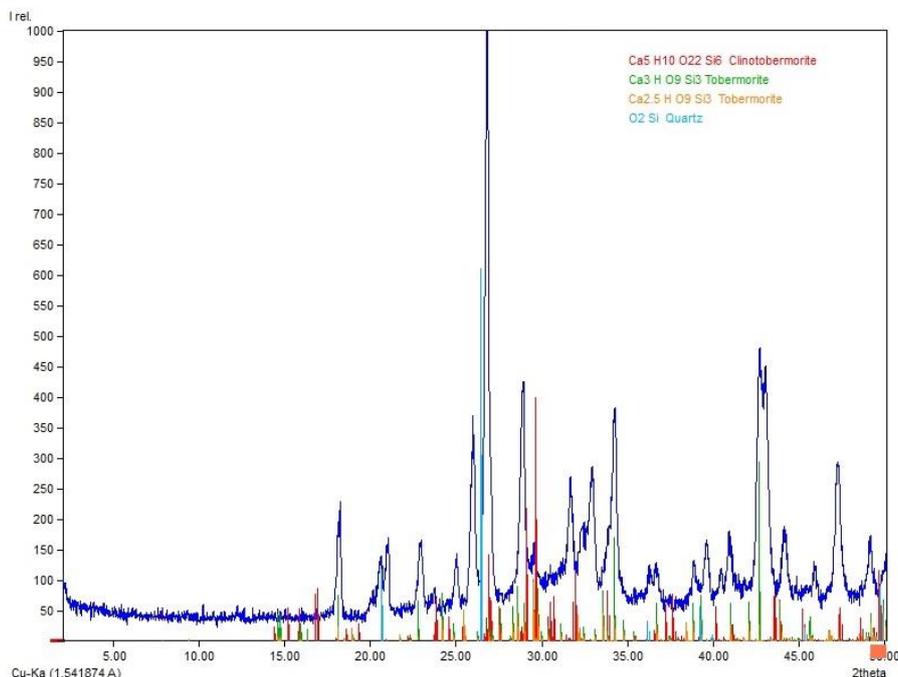


Рисунок 3 – Рентгенограмма образца тампонажного камня, полученного из разработанного ТТМ после 10 циклов воздействия температуры 300 °С

Промысловые испытания разработанных ТТМ проводились на Средне-Назымском месторождении с применением стандартной цементировочной техники. Для повышения контакта и улучшения очистки ствола скважины перед цементированием применялись специально разработанные композиции буферных жидкостей [4]. Сравнительный анализ качества крепления применяемой технологии на примере нагнетательной скважины 219 Бис Средне-Назымском месторождения представлен на рисунке 4 [2].

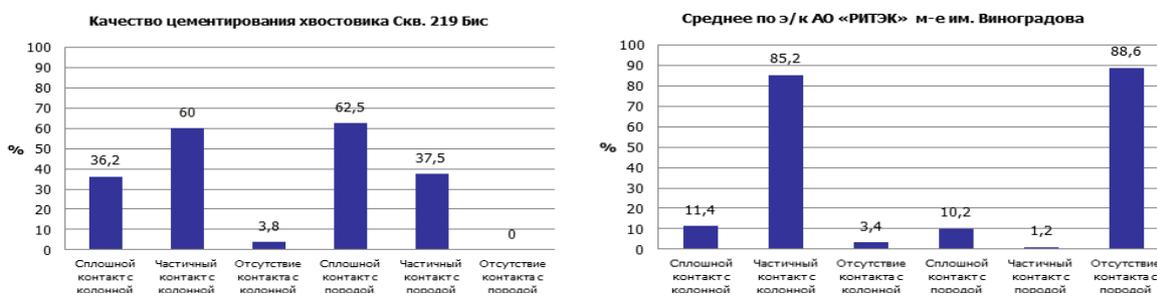


Рисунок 4 – Сравнительный анализ качества крепления традиционно-применяемых высокотемпературных составов и разработанных ТТМ

Таким образом при реализации термогазового воздействия на пласт необходимо применение высокотемпературных тампонажных материалов способных выдерживать высокие циклические динамические и температурные нагрузки, а также способных обеспечить надежную изоляцию затрубного пространства. С применением разработанных ТТМ к настоящему времени было осуществлено успешное крепление 4 скважин Средне-Назымского месторождения.

Библиографический список

1. Данюшевский В. С. Справочное руководство по тампонажным материалам. Изд. 2-е, перераб. и доп. / В. С. Данюшевский, Р. М. Алиев, И. Ф. Толстых. — Москва : Недра, 1987. – 373 с. – Текст : непосредственный.

2. Тампонажный материал для температурного диапазона 160-300 °С / Д. Л. Бакиров, В. А. Бурдыга, С. С. Святухова [и др.]. - Текст : электронный // През. Рос. нефтегаз. технич. конф. SPE. – Москва. - 24-26 окт. 2016 г. – URL : <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-181935-RU>.

3. Исследование фазовых преобразований тампонажного камня для формирования долговечной крепи скважин с термогазовым воздействием на пласт / Д. Л. Бакиров, В. П. Овчинников, В. А. Бурдыга [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2020. - № 10. – С. 27-31.

4. Белоусов А. О. Разработка технологии подготовки ствола, обеспечивающей герметичность крепи скважины / А.О. Белоусов, А.В. Мелехов. – Текст : непосредственный // Сборник докладов XXI конференции молодых ученых и специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г Тюмени : 21 конф. молодых ученых и специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г Тюмени 17-19 фев. 2021 г. - Тюмень, 2021. - С. 223-231. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Овчинников В.П. д.т.н., профессор

ПРИМЕНЕНИЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

*Аль Хайти М.А., Йемен, Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Российская Федерация, mohammed.a.m@yandex.ru*

Аннотация. Бурение нефтяных и газовых скважин является основным процессом добычи углеводородов. Современные нефтяные и газовые скважины — чрезвычайно сложные и капиталоемкие сооружения. До сих пор проекты бурения часто разрабатываются на основе сегментарных данных и первичного анализа опыта бурения, что малоэффективно в современных условиях бурения. Возможное решение этой проблемы заключается в компьютерном сведений данных о ранее пробуренных скважинах с использованием современных информационных технологий, в частности нейронных сетей. Среди основных областей применения нейронных сетей — прогнозирование, принятие решений, распознавание образов, оптимизация, анализ данных.

Искусственные нейронные сети - это очень сложные методы, используемые для моделирования сложнейших функций. Идея метода искусственных нейронных сетей аналогична биологической нервной системе, состоящей из взаимосвязанных элементов обработки, называемых (нейронами), для решения определенных задач. В нефтяной инженерии с помощью нейронного метода было выполнено множество успешных решений, включая диагностику буровых долот [1], обоснование интерпретационной модели испытания скважин [2], прогнозирование производительности скважин [3] и анализ каротажа [4].

Система нейронной сети имеет несколько "входов", и каждый "вход" поступает через соединение, имеющее соответствующее значение (вес), которые предназначены для составления передаточной функции нейрона, а затем она обеспечивает "выход". Последний сравнивается с требуемой целью. Затем, если разница между выходом сети и целью не находится в приемлемом диапазоне, (веса нейрона) корректируются.

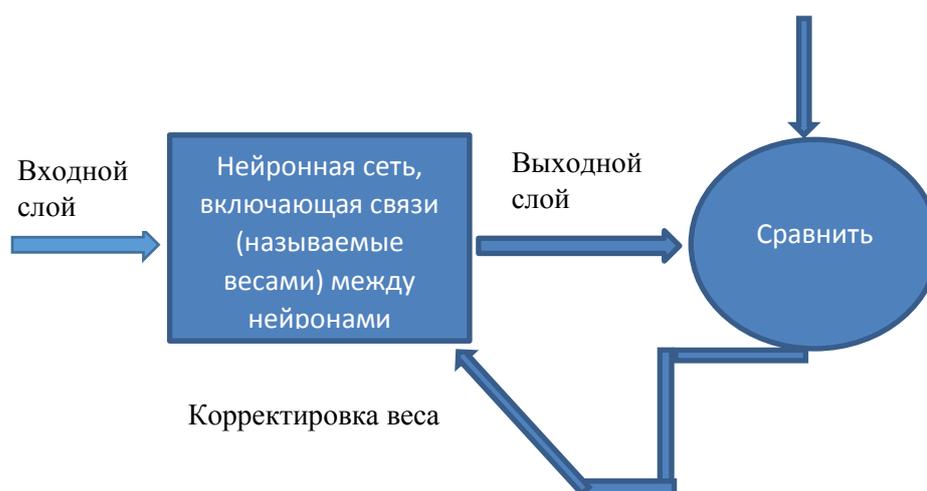


Рисунок 1 – Блок-схема работы искусственной нейронной сети

На рисунке 1 показано, как работает система искусственных нейронных сетей. Процесс настройки весов называется обучением

(тренировкой) модели. Обучение сети происходит путем изменения весов на основе всего набора входных векторов. Передаточная функция - это математическая функция, используемая для получения пространственного выхода. Наиболее распространенными функциями являются: (1) линейная функция и (2) сигмоидная функция. Сигмоидная функция - это нелинейная функция связи между входным и выходным нейронами.

Система искусственных нейронных сетей состоит из многослойных нейронов, первый слой - входной, а последний - выходной. Слой между входным и выходным слоями называется скрытым слоем, и количество нейронов в этих слоях определяет производительность нейронной сети системы. Количество нейронов, представленных в скрытом слое трудно предопределить и обычно оно определяется методом проб и ошибок [5-8]. Нейроны входного слоя соединены с каждым нейроном скрытого слоя простой взвешенной связью. Каждая связь имеет вес либо положительный, либо отрицательный. Каждый нейрон выходного слоя получает сигнал от нейронов скрытого слоя и обеспечивает аналогичную реакцию веса.

Например, модель для прогнозирования скорости проходки [9] была построена с использованием искусственной нейронной сети. Рассмотренный модель ИНС состоит из 12 нейронов и одного скрытого слоя, (рисунок 2). Оптимальное количество нейронов и слоев было выбрано на основе достижения минимального AARE (средняя абсолютная ошибка в процентах) и максимального коэффициента корреляции в качестве двух управляющих факторов путем нескольких испытаний. В ходе испытаний минимальное количество нейронов составляло 6, а максимальное - 20. Использовался только один скрытый слой, так как наличие двух или более слоев не улучшало результаты даже при разном количестве нейронов. Кроме того, использование одного слоя уменьшает размер корреляционной матрицы весов и смещений модели ИНС. В качестве функции обучения использовалась функция обучения Левенберга-Марквардта (trainlm), а в качестве передаточной функции - линейная.

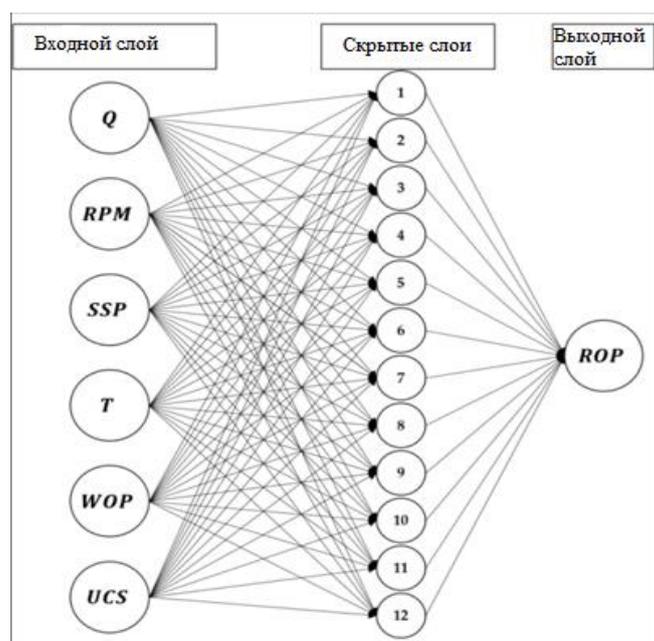


Рисунок 2 – Структура модели искусственной нейронной сети (ИНС) для прогнозирования ROP

Где, Q Расход; RPM Оборотов в минуту; SPP Давление на стояке; T Крутящий момент; WOP Нагрузки на долото; UCS Прочность на одноосное сжатие; ROP Скорость проходки.

Выводы

- Эффективность сетевой модели в значительной степени зависит от размера и точности базы данных и переменных, выбранных для анализа. Чем больше количество данных, тем более надежным и эффективным будет результат.
- Высокая точность прогнозирования ROP с использованием выбранных параметров показывает, что они играют существенную роль.

Предлагается использовать сбор данных по различным параметрам бурения, чтобы найти наиболее согласованную модель.

Библиографический список

1. McCulloch W. A logical calculus of the ideas immanent in nervous activity / W. McCulloch, W. Pitts. – Text : electronic // The bulletin of mathematical biophysics. – 1943. - № 5 - P. 115-133. – URL: <https://doi.org/10.1007/BF02478259>.
2. Moraveji M. Drilling rate of penetration prediction and optimization using response surface methodology and bat algorithm / M. Moraveji, M. Naderi. – Text : electronic // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. - № 31. - P. 829-841. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.03.057>.

3. Eight years experience with a drilling optimization simulator in the North Sea / R. Nygaard, G. Hareland, Y. Budiningsih [et al.]. – Text : direct // IADC Asian conference. – Indonesia. - 2002. - P. 9-11.
4. Osborne D. Neural networks provide more accurate reservoir permeability / D. Osborne. – Текст : непосредственный // Oil and Gas Journal. – 1992. - № 39. - P. 80-83.
5. Determination of lithology from well logs using a neural network / S. Rogers, J. Fang, C. Karr [et al.]. – Text : direct // AAPG Bull. – 1992. - № 5. - P. 731-739.
6. Wang P. A novel vibration drilling tool used for reducing friction and improve the penetration rate of petroleum drilling / P. Wang, H. Ni, R. Wang. – Text : electronic // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. - № 165 - P. 436-443. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.02.053>.
7. Wilmot G. Formation drillability-definition, quantification and contributions to bit performance evaluation / G. Wilmot, B. Calhoun, V. Perrin. – Text : electronic // Middle East Drilling Technology Conference. – UAE, 1999. – URL : <https://doi.org/10.2118/57558-MS>.
8. Yi P. Real-time rate of penetration optimization using the shuffled frog leaping algorithm / P. Yi, A. Kumar, R. Samuel. – Text : electronic // Journal of Energy Resources Technology. – 2015. - № 3. – URL : <https://doi.org/10.1115/1.4028696>.
9. Elkatatny S. A New Model for Predicting Rate of Penetration Using an Artificial Neural Network / S. Elkatatny, A. Al-AbdulJabbar, K. Abdelgawad. – Text : electronic // Sensors. – 2020. - № 7. – URL : <https://doi.org/10.3390/s20072058>.

Научный руководитель: Овчинников В.П., заведующий кафедрой НБ, д.т.н., профессор

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ БИОПОЛИМЕРНОГО БУРОВОГО
РАСТВОРА «БУРСВИС» ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО-
НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
НИЖНЕВАРТОВСКОГО РАЙОНА**

***Ворона А. А., группа ЭДНб-19-1, г. Нижневартовск, Филиал Тюменского
индустриального университета в г. Нижневартовске,
avacom233@gmail.com***

Определяющим фактором при заканчивании скважин и, в частности, при вскрытии продуктивного пласта бурением, является отсутствие аварий при строительстве скважины и сохранение коллекторских свойств продуктивного горизонта для обеспечения максимального дебита.

Исследование свойств буровых растворов и определение их состава для обеспечения устойчивости глинистых пород и сохранения естественной проницаемости коллектора в добывающих скважинах на месторождениях Западно-Сибирской нефтяной провинции является актуальным направлением.

На сегодняшний день бурение наклонно-направленных скважин, в том числе, с горизонтальным окончанием большой протяженности является приоритетным. Традиционно и повсеместно применяемые глинистые буровые промывочные жидкости часто не удовлетворяют геолого-технологическим условиям бурения скважин и вскрытия продуктивных пластов.

Сохранности коллекторских свойств пластов и устойчивости ствола скважины способствует использования буровых промывочных жидкостей на нефтяной основе. Однако их применение экологически и пожаро не безопасно. При наклонно-направленном бурении и при бурении боковых стволов скважин наиболее эффективно применять безглинистые биополимерные буровые промывочные жидкости [1, 2].

«БУРВИС» - пресная буровая промывочная жидкость на биополимерной разработана НПО «Бурение» и применяемая компанией ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ПАО «СН-МНГ»).

Данный буровой раствор имеет уникальный реологический профиль с повышенной выносящей и удерживающей способностями и вместе с тем обладает высокими поверхностно-активными свойствами и хорошими смазывающими свойствами. Несмотря на то, что данный раствор не имеет в своем составе углеводородной фазы он схож по физико-химическим свойствам с пластовым флюидом. То есть, он сочетает в себе свойства как биополимерных растворов на водной основе, так и растворов на углеводородной основе. Высокая ингибирующая способность раствора способствует безаварийному бурению и одновременно сохранению естественной проницаемости коллектора.

В состав бурового раствора «БУРВИС» входят:

- ФК-2000 Плюс М который создает на поверхности водоотталкивающий (гидрофобный) эффект, изменяет характер смачивания порового канала и снижает поверхностное натяжение на границе раздела фаз углеводород (таблица 1).

- КС1 его применение совместно с ФК-2000 Плюс М позволяет обеспечить высокие ингибирующие свойства бурового раствора это подтверждает наличие разных механизмов ингибирования глин с добавкой КС1 и поверхностно-активных веществ. Катион калия при взаимодействии с глиной оказывает ингибирующее воздействие на капиллярную пропитку и осмотические процессы путем блокировки межслоевых каналов в кристаллической решетке глинистого минерала.

ФК-2000 Плюс М, являясь поверхностно-активным веществом, абсорбируется на поверхности контакта, снижает диффузионные процессы поверхностной гидратации что оказывает ингибирующее воздействие. Вместе с этим при использовании понизителя фильтрации предотвращается возможность проникновения фильтрата бурого раствора в продуктивный пласт (таблица 1).

Таблица 1 – Результаты определения увлажняющей способности раствора «БУРВИС»

№	Добавка, масс. %		Увлажняющая способность, P_o , %/час
	КСІ	ФК-2000 Плюс М	
1.	Техническая вода		19,25
3	1,0	--	8,60
4	2,0	--	3,30
5	3,0	--	1,7
6	5,0	--	1,0
7	7,0	--	0,889
8	--	2,0	14,5
9	--	3,0	12,4
10	--	5,0	8,90
11	--	7,0	6,0
12.	--	10,0	3,30
13.	--	12,0	2,40
14.	--	15,0	1,70
15.	1,0	10,0	1,47
16.	1,0	12,0	1,24
17.	1,0	15,0	0,96
18.	2,0	10,0	1,11
19.	2,0	12,0	0,87
20.	2,0	15,0	0,71
21.	3,0	10,0	0,69
22.	3,0	12,0	0,57
23.	3,0	15,0	0,51

С применением данного бурового раствора компанией «Slumberger» производилось бурение и коротаж во время процесса бурения скважины на Северо-Покурском месторождении. Во время запуска дебит по жидкости составлял $Q_{ж} \sim 280 \text{ м}^3/\text{сут.}$, дебит по нефти $Q_{н} = 219 \text{ т/сутки}$.

После успешного бурения открытого ствола с применением бурового раствора «Бурвис» на скважине Северо-Покурского месторождения, по рекомендации, данный раствор был успешно использован и при бурении скважины Аганского месторождения с протяженностью горизонтального участка в 226 м.

После запуска скважина была переведена на рабочий режим с показателями дебита по жидкости в 648 м³/сут. Дебит нефти составил 550 т/сут с обводненностью в 6 % (рисунок 1).

Раствор «Бурвис» также был применен при строительстве скважины на Южно-Локосовском и Ватинском месторождениях.

На скважине Ватинского месторождения протяженность горизонтального ствола составляла 676 м. Продолжительность бурения составила 14 суток (336 часов). Скважина вышла на рабочий режим без предварительного освоения с показателями по дебиту нефти более 1000 м³ в сутки обводненность при этом составила 3–6%.

После завершения цикла строительства скважины и проработки открытого ствола скважины устанавливались «вязкие пачки» системы «БУРВИС» без твердой фазы и кольматанта что является важной технологической особенностью применения данного раствора.

Во время всего цикла строительства скважины раствор был стабилен по структурно-реологическим показателям и сохранил высокие фильтрационные свойства, что обеспечивалось минимальной фильтрацией, высокими транспортирующими и ингибирующими свойствами системы «БУРВИС» с параметрами фильтрата, приближенными к свойствам РУО.

Таким образом, проведенный промысловый анализ применения бурового раствора «БУРВИС» показал, что применение данного раствора в процесс бурения позволит сохранить коллекторские свойства продуктивного пласта и устойчивость открытого ствола скважины благодаря отсутствию глистой фазы в своем составе, низкой водоотдаче и двойному ингибированию

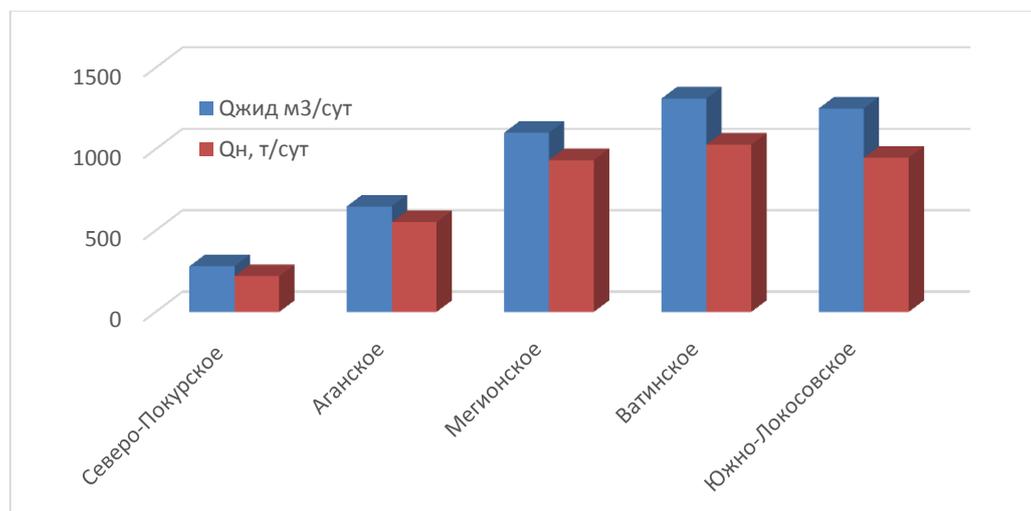


Рисунок 1 – Дебиты скважин, пробуренных с использованием бурового раствора «Бурвис»

Еще одно преимущество это возможность запуска скважины без предварительного освоения. Так же, что немало важно, раствор не

оказывает пагубного влияния на телеметрические комплексы и может быть использован многократно.

Самое важное, что данная промывочная жидкость, удовлетворяет геолого-технологическим требованиям, установленным для буровых промывочных жидкостей применяемых при бурении горизонтальных скважин, а также способствует повышению дебита скважин, что подтверждается промысловыми испытаниями на скважинах компании ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».

Библиографический список

1 Аксенова Н. А. Буровые и промывочные растворы: учебное пособие для вузов. В 3 т. / Н. А. Аксенова, О. В. Рожкова. – Тюмень : ТИУ 2016. - 390 с. – Текст: непосредственный.

2 Современные составы буровых растворов: учебное пособие / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, Т. В. Грошева, О. В. Рожкова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. – 156 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Аксенова Н.А., доцент, к.т.н.

ПРИМЕНЕНИЕ УМНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Проничев Г.М., группа ХТТм-21-1, г. Тюмень, pronichev_2012@mail.ru

С возрастающими трудностями в разработке нефти и газовые месторождения, первоначальный режим разработки месторождений нефти и газа, который классифицируется по дисциплинам, не может полностью адаптироваться к новым требованиям. В этом случае требуются новые решения по вопросам разведки, оценки, разработки, корректировки и управления нефтью и газом. С улучшением технического уровня и цифровизация для нефтяных и газовых скважин в последние годы, Shell впервые предложила концепцию «умного поля» и успешно применил его при строительстве ряда нефтяных и газовые месторождения.

Концепция «Умного месторождения» заключается в максимизации добычи, окончательное восстановление и экономические выгоды за счет применения оптимальные меры во всем процессе исследования, оценки, разработки, корректировки и управления в цифровом возраст.

Его выполнение состоит из трех частей:

1. мониторинг в реальном времени;
2. моделирование;
3. принятие решений и реализация.

При выполнении «Умных месторождений» упор делается на сбор цифровых данных в режиме реального времени, используются сетевые и

компьютерные технологии эффективно интегрированы в модель, научные решения благодаря систематическому опыту специалистов и знаний, разрабатываются и применяются новые применимые экономические и технические меры.

Кроме того, эта процедура является реализуется на всем жизненном цикле разработки нефтегазовых месторождений для «непрерывной» оптимизации [1].

Основные функции Smart Fields можно резюмировать следующим образом: «в режиме реального времени, целостность и непрерывность», то есть принимать решения и планировать в первый раз, сотрудничество между междисциплинарными отделами, непрерывная оптимизация с закрытым цикл (замкнутая система или интерактивная ссылка). Смарт-поля имеют следующие три особенности.

Первое – своевременность. Своевременность означает мониторинг в режиме реального времени всей производственной деятельности, включение динамических данные в модель и предоставление лицам, принимающим решения, последняя динамическая модель. Оптимизация, принятие решений и реализация одновременно производится в первый раз. В зависимости от потребностей проекта на разных этапах, высокочастотные данные в реальном времени могут быть собраны за секунды, минуты или часы. Принимая во внимание, что сбор данных для модели потока, который используется для интегрированного полевого управления, может проводиться в масштабе дня, месяца или даже всей жизни цикл нефтегазовых месторождений.

Во-вторых, интеграция и сотрудничество. Умные поля сосредоточиться на интеграции и совместной работе всей системы. Технически это означает дистанционное управление в реальном времени, данные в реальном времени совместное использование, корректировка и эксплуатация в режиме реального времени, а также пересмотр решений в режиме реального времени; в менеджменте это означает управление с обратной связью, в котором все аспекты цепочки создания стоимости тесно связаны, то есть весь персонал, участвующий в разведке, разработке и управления образуют совместную проектную команду, а не создавать изолированные профессиональные команды.

Третье — преемственность. Три части (мониторинг в реальном времени, моделирование, принятие решений и внедрение) умных поля составляют целую цепочку/цикл создания стоимости, который простирается в весь жизненный цикл разработки месторождений, чтобы максимизировать производство, восстановление и общие преимущества за счет непрерывной оптимизации [2].

Это непрерывный циклический процесс реализации Смарт-поля. Сообразительность начинается с открытия месторождения нефти и газа. Данные собираются из различных источников и затем интерпретируется и

анализируется, чтобы установить базовую модель; проводится оценка рисков, а решения и предложения о принятии решения; решения выполняются после общей оценки имущества. В процессе исполнения реальный контроль времени должен проводиться для всей нефти и газовое месторождение, и любые отслеживаемые данные будут передаваться в режиме реального времени к компьютерной системе управления данными, который будет изменять и настраивать модель с динамическими данными и предоставить конкретные меры по улучшению и оптимизации, чтобы максимизировать выгоды от разработки месторождений.

Библиографический список

1. Brinded M. Smart fields intelligent energy / M. Brinded. - Text : electronic // Intelligent Energy Conference. - Amsterdam, 2008.
2. Ajayi A. An innovative way of integrating reliability of intelligent well completion system with reservoir modeling / A. Ajayi, D. Mathieson, M. Konopczynski. - 2005. - Text : electronic.
3. ГАЗПРОМ-НЕФТЬ : Нефтяная компания : [сайт]. – URL : <https://www.gazprom-neft.ru/company/oil-refining/technology/> (дата обращения: 22.11.2021). – Текст : электронный.

Научный руководитель: Дерюгина О.П., к.т.н., доцент

ТЕНДЕНЦИИ И РЕШЕНИЯ SMART FIELDS

Проничев Г.М., группа ХТТм-21-1, г. Тюмень, pronichev_2012@mail.ru

Smart Field возникла из таких отдельных технологий, как 4D сейсмическая и интеллектуальная скважина около 2000 года этапы закрытой среды сотрудничества (2005 г.) и мониторинга пласта (оптимизация отдельной скважины, оптимизация добычи, оптимизация пласта, оптимизация общих активов).

В настоящее время с применением волоконной оптики и нанотехнологий больше внимания уделяется «сотрудничеству» для реализации замкнутого цикла управления резервуаром.

Многие компании, научно-исследовательские институты и университеты (например, как BP и Stanford и т. д.) признали и участвовали в изучении Smart Fields с тех пор, как концепция была предложена изначально. Ожидается, что технология Smart Fields получит значительное развитие в будущем. Заглядывая вперед, сегодняшние умные поля были бы обычными в будущем. Но новые методы — это непрерывное вождение силы для технологии Smart Fields.

В настоящее время международные нефтяные компании сосредоточены на разработке технологии обнаружения волоконно-оптических кабелей, которая хорошо реализуется в режиме реального времени и мониторинг коллектора с помощью встроенного датчика оптического кабеля и может контролировать температуру, давление, напряжение, скорость звука, поток и химические компоненты одновременно, чтобы обеспечить более надежную и научную модель принятия решений.

В плане управления Smart Fields особое внимание уделяется на цикле значений. Для каждой из них требуются специальные ключевые методы.

петля значений. Интегрированное управление нефтью и газом в режиме реального времени поля могут быть достигнуты за счет оптимизации на разных уровнях и во всех временных масштабах. Таким образом, производство, окончательное извлечение ставка и стоимость проекта будут максимальными [1].

В частности, план управления Smart Fields состоит из четыре аспекта: скважина, добыча, резервуар и целое оптимизация активов. Оптимизация скважины может быть достигнута путем техника умной скважины. Эта хитрость заключается в том, чтобы собирать в режиме реального времени скважинные и скважинные многопараметрические данные в режиме реального времени образом, удаленно контролировать и управлять хорошо базируемым производством средства для реализации автоматизации процессов, чтобы обеспечить мониторинг объектов, мониторинг операционных систем и трубопроводов оптимизация. Используемые временные масштабы являются мгновенными, в пределах от 1 до 1 дня, для которых основное внимание уделяется реальному времени и точности в операторной оптимизации [2].

Оптимизация производства заключается в достижении оптимизации всю производственную систему, включая анализ притока скважины, стимуляция скважин, краткосрочное прогнозирование и обеспечение притока (анализ гидратов/накипи). Благодаря централизованному мониторингу, каждая скважина находится в наилучшем рабочем состоянии. Таким образом достигается оптимизация всей производственной системы. Временные масштабы здесь варьируются от 1 дня до 3 месяцев, и основное внимание уделяется координации и оптимизации.

Оптимизация коллектора означает точное понимание коллектор и оптимизация разработки коллектора за счет пересмотр и интегрирование модели резервуара на основе статические и динамические данные в режиме реального времени, а также с помощью управления скважиной и резервуаром. Включает в себя распределение добычи по разным скважинам и пластам, управление приводным механизмом пласта, баланс между долгосрочной и краткосрочной добычей цели, выбор технологии для оптимизации окончательного извлечения, долгосрочное

прогнозирование добычи и территориальный мониторинг. Время шкалы здесь варьируются от 3 месяцев до 2. Выделены динамическая модель резервуара и научно-производственная система в этой оптимизации.

Оптимизация всего актива направлена на максимизацию скорости извлечения и стоимости проекта за счет междисциплинарного сотрудничества. Его особый подход заключается в постоянной оптимизации план разработки для повышения извлечения за счет уплотняющего бурения, управление профилем, оптимизация системы закачки-добычи, будущее поступательное развитие, корректировка производства с целью максимизации выгоды, новые технологии, модернизация мощностей и т. д.

Библиографический список

1. Brinded M. Smart fields intelligent energy / M. Brinded. - Text : electronic // Intelligent Energy Conference. – Amsterdam, 2008.
2. ГАЗПРОМ-НЕФТЬ : Нефтяная компания : [сайт]. – URL : <https://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/2382/38396/> (дата обращения: 29.12.2021). – Текст : электронный.
3. SHELL : Глобальная энергетическая нефтехимическая компания : [сайт]. – URL : <https://www.shell.com/energy-and-innovation/digitalisation.html> (дата обращения: 20.01.2022). – Текст : электронный.

Научный руководитель: Дерюгина О.П., к.т.н., доцент

ВЕРОЯТНОСТНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН ПО ДАННЫМ АКЦ

***Шешукова Г.Н., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень,
доцент, к.т.н.***

Срок службы скважин предопределяется качеством их строительства, в т.ч. качеством цементирования обсадных колонн. Некачественное состояние заколонного пространства скважины может быть вызвано изначально плохим контактом цемента с обсадной колонной и породой, приводящее к заколонным перетокам и обводненности добываемой продукции.

Основным методом исследований затрубного пространства является акустическая цементометрия (АКЦ), проводимая на частотах 20-25 кГц. Основной регистрируемый параметр – эффективное затухание волны Лэмба в колонне, получаемый с абсолютной погрешностью измерения ± 3 дБ/м.

Интерпретация результатов скважинных измерений при проведении ГИС решает, в основном, классификационные задачи, т.е. отнесение исследуемого объекта к тому или иному классу объектов.

При формировании заключений о качестве цементирования скважин используется специализированное программное обеспечение (ПО) для обработки и интерпретации ГИС, в т.ч. ПО «Соната», разработанная ООО Предприятие «ФХС-ПНГ» г. Пермь. В ПО для применяемых типов цемента устанавливаются различные граничные значения классификации контакта цемент – колонна по затуханию волны (Лэмба). На рисунке 1, в качестве примера, показана стандартная градация контакта цементного камня с колонной для облегченного цемента и цемента нормальной плотности:

- цементный раствор облегченный (1,5 г/см³):
 - отсутствует <5 дБ/м (цемент за колонной отсутствует);
 - плохой 5–12 дБ/м (отсутствует контакт);
 - частичный 12–21 дБ/м (имеются различные нарушения контакта цементного камня с колонной);
 - сплошной >21 дБ/м (хороший контакт цементного камня с колонной);
- цементный раствор нормальной плотности (1,85 г/см³):
 - отсутствует <5 дБ/м;
 - плохой 5–15 дБ/м;
 - частичный 15–30 дБ/м;
 - сплошной >30 дБ/м.

Плотность...	Отсутству...	Плохой	Частичный	Сплошной
1.5	< 5	5 - 12	12 - 21	> 21
1.85	< 5	5 - 15	15 - 30	> 30

Рисунок 1 – Фрагмент рабочего окна в ПО «Соната»

На основе заключений результатов интерпретации акустических исследований рассчитывается показатель качества сцепления цемента с обсадной колонной – коэффициент цементирования (K_u):

$$K_u = \frac{1 \cdot A + 0,7 \cdot B + 0,3 \cdot C + 0 \cdot D}{A + B + D + C}, \quad (1)$$

где А, В, С, D – длины интервалов со сплошным, частичным, плохим контактом цемент - колонна и его отсутствием, соответственно.

Область значений $0,8 \leq Kц < 1,0$ соответствует отличному качеству крепи, $0,63 \leq Kц \leq 0,8$ - хорошему, $0,37 \leq Kц < 0,63$ - удовлетворительному, $Kц < 0,37$ – плохому.

Показателем качества решения задач классификации является максимальная вероятность правильной (достоверной) классификации объектов. Эта вероятность зависит от границ возможной погрешности измерений этого параметра.

Если погрешности измерений параметра равны нулю, то вероятность достоверной классификации составит 100 % при любом измеренном значении параметра X. Если измеренные числовые значения параметра меньше граничного значения, то объект относится к первому классу (группе) объектов, а если больше, то ко второму. При нахождении измеренного значения параметра в пределах доверительных границ абсолютной погрешности выполненных измерений по обе стороны от граничного значения параметра, вероятность достоверной классификации будет меньше 100 %. При равенстве измеренного и граничного значений параметра вероятность правильной классификации принимает минимальное значение 50 %.

Для измеренных значений в интервалах

$$X_i^{zp} - \Delta < X_{изм} < X_i^{zp} + \Delta \quad (2)$$

вероятность правильной (достоверной) классификации в % вычисляется по формуле:

$$P = 100 \cdot \left(1 - \frac{\Delta - |X_{изм} - X_i^{zp}|}{2 \cdot \Delta} \right), \quad (3)$$

где X_i^{zp} – граничное значение *i* – го класса;

$X_{изм}$ - измеренное значение параметра в интервале;

Δ – абсолютная погрешность измерения параметра.

Например, для значения затухания волны 4 дБ/м вероятность достоверной оценки составит 66 %.

В результате применения вероятностного подхода к оценке крепи скважины обсадными колоннами формируются 7 классов в зависимости от расположения измеренного значения параметра, относительно его граничных значений, в т.ч. 4 стандартных типа контакта и 3 с возможными контактами: «отсутствует – плохой», «плохой – частичный» и «частичный – сплошной».

Графики функции вероятности классификации типа контактов цемент – колонна на классы при граничных значениях измерения затухания волны (Лэмба), установленных без учета и на

основании погрешности измерений, приведены для цемента нормальной плотности на рисунке 2.



Рисунок 2 – График функции вероятности классификации типа контактов цемент- колонна на классы

Достоверное разделение типа контакта цемент-колонна возможно только при нахождении измеренного значения затухания волны в зонах 1, 4, 7, 10.

Для выполнения заключения о качестве цементирования колонн на основе вероятностного подхода задание в ПО граничных значений затухания волны Лэмба для облегченного и цементов нормальной плотности осуществляется в соответствии с рисунком 3.

Уменьшая или увеличивая граничные значения недостоверных участков показатели качества сцепления цементного камня с обсадной колонной, соответственно ухудшаются или улучшаются, но становятся более достоверным.

Граничные значения по затуханию							
Установка граничных значений для определения контакта цемента с колонной							
Плот...	Отсу...	плох...	Плох...	част...	Част...	спло...	Спло...
1.5	< 2	2 - 8	8 - 9	9 - 15	15 - 18	18 - 24	> 24
1.85	< 2	2 - 8.1	8.1 - 12	12 - 18	18 - 27	27 - 33	> 33

Рисунок 3 – Пример задания граничных значений определения контакта цемент -колонна с учетом погрешности исследования заколонного пространства (фрагмент рабочего окна ПО «Соната»)

Выводы

1 Вероятностный подход к оценке качества цементирования обсадных колонн позволит повысить достоверность классификации

контакта на границе цемент-колонна при формировании заключения об исследовании заколонного пространства акустическими методами.

2 Вероятность, как показатель достоверности классификации типа контакта цемента с обсадной колонной, предлагается использовать в методиках оценки качества строительства скважин.

Библиографический список

1. Рябоконт С. А. Современные технологии и технические средства для крепления нефтяных и газовых скважин под общей редакцией / С. А. Рябоконт. – Краснодар, 2003. - Текст : непосредственный.

2. Методическое руководство по компьютерной технологии контроля технического состояния и качества цементирования обсадных колонн нефтегазовых скважин. – Уфа : ВНИИНПГ. - НПФ «Геофизика». - 1997. - Текст : непосредственный.

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

***Куманяев Д.К., группа ЭДНб-21-1, г. Нижневартовск,
kumanaevdima@gmail.com***

***Аксенова Н.А., к.т.н., доцент кафедры «Нефтегазовое дело», филиала
ТИУ в г. Нижневартовске, aksenovana@tyuiu.ru***

Как известно, газонефтеводопроявлением (ГНВП) принято считать неуправляемое поступление пластовых флюидов (газ, нефть, вода) в ствол скважины, выброса бурового раствора и открытого фонтанирования и возникает при бурении, заканчивании, первичном вскрытии продуктивного пласта, ремонте и других операциях [1-2].

Проведенный промысловый анализ за последние пять лет ГНВП, на предприятиях, которые обслуживает ФКУ АСФ "Западно-Сибирская противofонтанная военизированная часть" показал, что за этот период произошло 28 аварий (рисунок 1). Наибольшее число аварий произошло во время проведения капитального ремонта скважин, восемь аварий произошли во время бурения, три аварии при запуске скважины и две при ее эксплуатации (рисунок 2) [6].

Основными причинами аварий являются: неисправность ПВО, отсутствие контроля за безопасным проведением работ, низкая производственная дисциплина исполнителей работ и неправильные действия буровых вахт.

В большинстве случаев для предупреждения газонефтеводопроявлений при бурении скважины применяют технические

средства и технологические приемы, которые назначены для герметизации устья скважины и утяжеления промывочной жидкости (жидкости глушения), а так же проводят ряд предупредительных мероприятий: 1 Вскрытие проявляющих пластов проводится только с предварительным спуском обсадных колонн в соответствии с ГТН; 2 При подъеме бурильной колонны необходимо постоянно доливать в скважину раствор; 3 Повышают качество крепления кондуктора и обеспечивают выход цементного раствора на поверхность для надежной герметизации устья в случае возникновения ГНВП; 4 Постоянный контроль плотности промывочной жидкости; 5 Наличие полуторакратного запаса промывочной жидкости; 6 Не использовать КНБК с небольшими малого диаметра, для обеспечения минимального кольцевого пространства и предупреждения колебаний давлений при СПО; 7 Проведение тщательной промывки скважины с вращением бурильной колонны при максимальной производительности буровых насосов при подъеме инструмента; 8 В случае возникновения поршневого эффекта необходимо произвести спуск инструмента ниже интервала проявлений, и выполнить повторную промывку скважины; 9 Перед вскрытием объектов с вероятностью проявления, под ведущую трубу необходимо устанавливать обратный клапан. При непроторном бурении, обратный клапан должен устанавливаться под шпинделем.

Обратный клапан предназначен для герметизации внутреннего канала бурового инструмента при возникновении давления жидкости снизу в процессе бурения нефтяных и газовых скважин и проведении ремонтных скважинных работ.

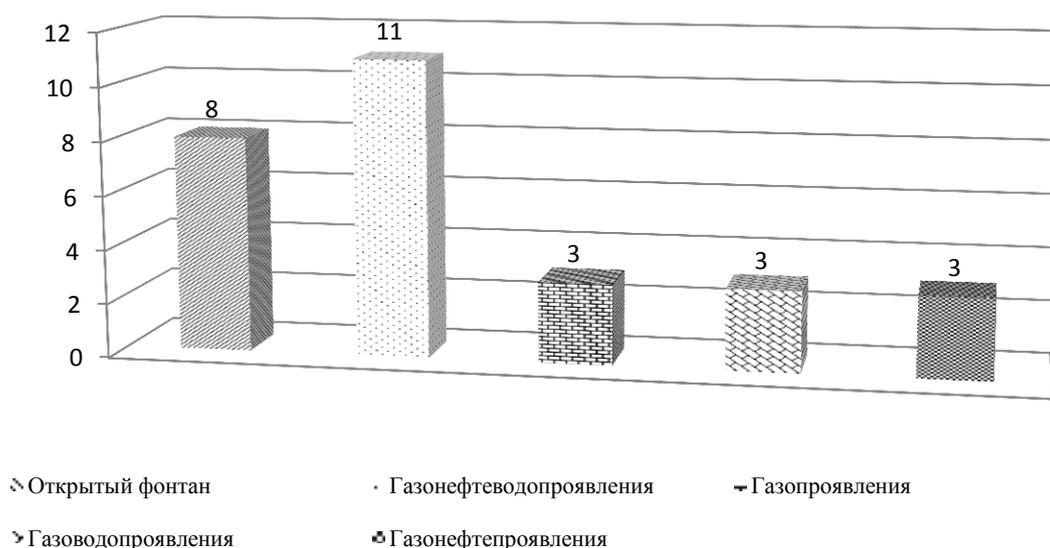


Рисунок 1 – Количество и вид аварий, происшедших на предприятиях, обслуживаемых ФКУ АСФ "Западно-Сибирская противофонтанная военизированная часть" в период с 2015 по 2020 гг.

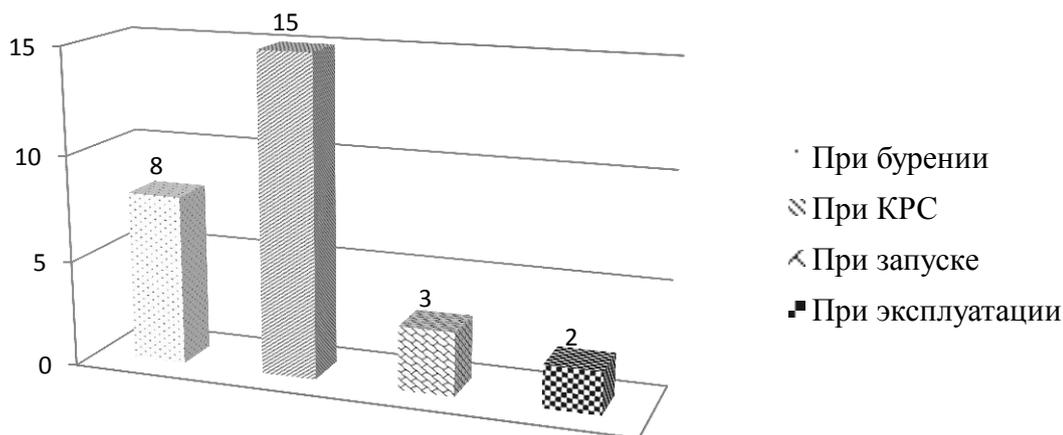


Рисунок 2 – Количество аварий при различных видах работ на скважине, происшедших на предприятиях, обслуживаемых ФКУ АСФ "Западно-Сибирская противofонтанная военизированная часть" в период с 2015 по 2020 гг.

При проведении патентных исследований известных технических решений противofонтанных обратных клапанов (более 20 изобретений) выявлено, что главным недостатком известных обратных клапанов как шарового, так и тарельчатого типа, является их недолговечность, связанная с тем, что в открытом положении клапана запорное устройство находится в центре проходного канала, перекрывая собой значительную часть его площади. Поэтому в зоне расположения запорного устройства скорость потока резко возрастает, поток становится турбулентным, в результате чего возникают абразивный и кавитационный износ рабочих кромок седла и запорного элемента. Кроме того, из-за турбулентности и пульсаций потока жидкости запорный элемент начинает совершать хаотичные движения, которые также разрушают взаимодействующие между собой рабочие поверхности седла и запорного элемента. Суммарное воздействие перечисленных обстоятельств сокращает срок службы известных обратных клапанов.

Поэтому, в качестве основного критерия для выбора оптимального и наиболее эффективного обратного клапана повышенная надежность и увеличенный ресурс его работы в условиях бурения скважин с буровыми растворами с повышенным содержанием механических примесей, кольматантов, утяжелителей с технологически необходимыми расходами промывочной жидкости.

Сотрудниками кафедры «Нефтегазовое дело» Корабельниковым М.И. и Аксеновой Н.А. филиала ТИУ в г. Нижневартовске предложена усовершенствованная конструкция клапана обратного противofонтанного, составные части которого находятся между собой в функционально-

конструктивном единстве. Клапан характеризуется кратным увеличением ресурса работы с внутрискважинным оборудованием КНБИ; высокой надежностью при работе в буровых растворах с высоким содержанием механических примесей (рисунок 3).

Ожидаемый экономический эффект от применения КОП заключается в предотвращении возникновения непредвиденных затрат в результате ГНВП и времени на их ликвидацию и ремонт от 400 тыс.руб. до одного млн. и более. В случае возникновения открытых фонтанов затраты могут быть многомиллионными и составить от 10 млн. руб. до 300 млн. руб. плюс экологический штраф и возмещение ущерба.

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.

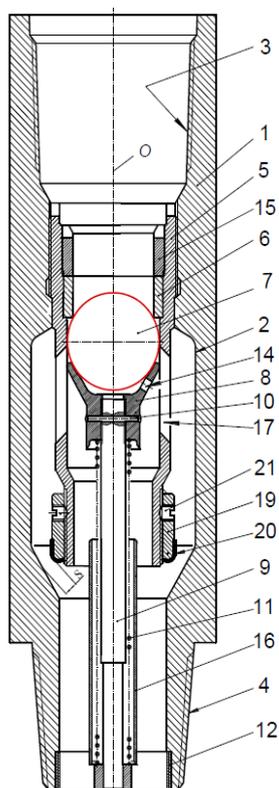


Рисунок 3 – Клапан обратный противofонтанный

1 – корпус клапана; 2 – внутренняя расточка корпуса клапана; 3 – резьба замковая муфтовая; 4 - резьба замковая ниппельная; 5 - гильза; 6 - седло посадочное; 7- шар-клапан; 8 - воронка направляющая съемная; 9 - шток-толкатель; 10 - штифт; 11 - пружина возвратная; 12 - обойма центрирующая; 13 - проходной канал; 14 - отверстие дренажное; 15 - гайка прижимная; 16 - патрубок защитный; 17 - канал радиальный (прорезь

продольная); 18 - ребро призматическое; 19 - кольцо регулировочное
штуцующее; 20 - наплавка износостойкая; 21 - винт стопорный

Библиографический список

1 Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для студентов вуза. Т.1-5 / В. П. Овчинников, Р. А. Исмаков, А. В.Оганов [и др.] ; ред. В. П. Овчинников. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. - Текст : непосредственный.

2 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» : Приказ Ростехнадзора 15.12.2020 №534. - 2020. - 381 с. - Текст : непосредственный.

3 Отчет об открытых фонтанах и газонефтеводопроявлениях, происшедших на предприятиях, обслуживаемых ФКУ АСФ "Западно-Сибирская противofонтанная военизированная часть" : [сайт]. – URL : <http://oilfontan.ru/dokumenty/info-pisma>. - Текст : электронный.

Научный руководитель: Корабельников М. И., к.т.н., доцент кафедры «Нефтегазовое дело», филиала ТИУ в г. Нижневартовске

БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ДЕВОНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Питиримов А.С., Альметьевский государственный нефтяной институт, группа 91-21, г. Альметьевск, PitirimovAS@tatneft.ru
Хузина Л.Б., зав. кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин АГНИ, д.т.н., профессор, г. Альметьевск, lhyzina@yandex.ru

Процесс бурения горизонтальных скважин на девон осложняется тем, что приходится вскрывать под большим зенитным углом (более 75 град) неустойчивые кыновские аргиллиты, являющиеся крышкой целевого пласта. Для наглядности разреза девонских отложений, на рисунке 1 представлен геологический объект «Ильменский глинт», расположенный в Новгородской области западной части южного берега озера Ильмень. Ильменский глинт является самым протяжённым обнажением морского девона на Русской равнине и представляет собой уникальный геологический объект. На рисунке 2 представлен керновый материал, отобранный в кыновском горизонте на Ромашкинском месторождении, который представлен твердыми сланцами, разрушение которых происходит в скважине в процессе бурения этих отложений,

предположительно, под действием перепада давления промывочной жидкости и снятия горного давления в процессе бурения.

При прохождении горизонтального участка ствола скважины отмечаются резкие скачки рабочего давления, посадки и затяжки бурильного инструмента. Этот процесс довольно понятен при выходе обвальной породы на элементах системы очистки (рис.3). В некоторых случаях данный процесс не сопровождается выходом шлама, возможно, данная ситуация связана с наличием в скважине крупных фрагментов горной породы, которые не уместаются в кольцевом пространстве скважина-труба и не выносятся на поверхность (рис.4).



Рисунок 1 – Ильменский глинт



Рисунок 2 – Керновый материал



Рисунок 3 – Выход шлама из скважины при промывке



Рисунок 4 – Фрагменты кыновской породы, извлеченной из скважины

Как правило, все сложности возникали после достижения проектного забоя в процессе подготовки ствола скважины к проведению ГИС или перед спуском хвостовика.

Учитывая, что бурение горизонтальных скважин на девонские отложения является перспективным направлением, необходимо продолжить совершенствование техники и технологии для повышения эффективности бурения в сложных горно-геологических условиях.

Библиографический список

1. Митчелл Дж. Безаварийное бурение. / Дж. Митчелл. - Текст : непосредственный // Дрилберт Инжиниринг Инк. - 2001.
2. Ильменский глинт : [сайт]. – URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Ильменский_глинт. - Текст : электронный.

Научный руководитель: Хузина Л.Б., зав. кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин АГНИ, д.т.н., профессор

АНАЛИЗ ПРОВОДКИ СКВАЖИН НА ЧАЯНДИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

*Паникаровский Е.В., Тюмень, ТИУ,
Билецкий А.А., Симферополь, ГУП РК «Черноморнефтегаз»*

Чаяндинское месторождение было открыто в 1983 году при испытании поисковой скважины № 321-14, а в 2014 году после ее расконсервации скважины при проведении геофизических исследований получен первый приток нефти.

Продуктивные залежи ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов Чаяндинского НГКМ по геологическому строению сложные, пластовые, литологически и тектонически экранированные, отличаются аномально низкими пластовыми давлениями $11,97 \div 13,28$ МПа (на 15 - 30 % ниже гидростатического) и низкими пластовыми температурами - $9,0 \div 13,1$ °С.

Скважины бурятся роторно-турбинным способом на глубину 3 тыс. м и имеют горизонтальное окончание, которое достигает 600 м, что обеспечивает оптимальную протяженность ствола скважины в продуктивном пласте [1].

В процессе проведения бурения скважин были выявлены следующие осложнения в интервалах:

- 0...250 м – растепление ММП, кавернообразования, осыпи, обвалы, прихваты инструмента, поглощения бурового раствора, сужение ствола скважины;

- 150...420 м – сужение ствола скважины из-за образования глинистых корок, разбухание гипсов, поглощение промывочной жидкости;

- в зоне залегания траппов, обнаруженные интервалы которых колеблются от 170 – 320 м до 640 – 700 м, возникают интенсивные поглощения вплоть до прекращения циркуляции промывочной жидкости;

- 420...550 м – размывы пластов каменной соли, образование каверн и уступов;

- 550...600 м – поглощение промывочной жидкости;

- 620...730 м – нефтегазопроявления и поглощения;

- 780...1000 м – размывы пластов каменной соли, образование каверн и уступов;

- 1100...1170 м – нефтегазопроявления;

- 1220...1470 м – размывы пластов каменной соли, образование каверн и уступов;

- 1470...1620 м – нефтегазопроявления и поглощения;

- 1800...1980 м – нефтегазопроявления и поглощения.

При проводке вертикальных разведочных скважин в соответствии с ожидаемой максимальной нагрузкой на крюке и наличием буровых

установок применялись буровые установки БУ-3000 БД. Для строительства наклонно-направленных, горизонтальных и многоствольных скважин необходимо использовать буровую установку F-200 EA/DEA-M или БУ-4200/250-ЭЧК БМ с применением верхнего привода.

При бурении поисково-разведочных скважин применялись следующие буровые растворы: – на талахский и хамакинский горизонты - малоглинистый минерализованный и минерализованный до насыщения плотностью 1100 – 1200 кг/м³; – на ботубинский горизонт - полимерглинистый, минерализованный до насыщения, малоглинистый минерализованный плотностью 1100 – 1200 кг/м³.

Ключевыми проблемами освоения Чаяндинского НГКМ, определяющими особенности проектирования его разработки, являются: – слабая геологическая изученность продуктивных залежей хамакинского и талахского горизонтов в результате предыдущих этапов поисково-разведочных работ; – необходимость извлечения гелия из добытого газа и обеспечения его сохранности; – аномально низкие пластовые давления и температуры газоконденсатных залежей ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов.

Библиографический список

1. Рыжов А. Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения / А. Е. Рыжов. – Текст непосредственный // Вести газовой науки : Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов. – 2013. – № 1 (12). – С. 145–160.

КИСЛОТНЫЙ СОСТАВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Паникаровский Е.В., г. Тюмень, ТИУ

Эффективность разработки нефтяных и газовых месторождений в значительной мере зависит от состояния фильтрационной характеристики ПЗП. После проведения вскрытия и освоения фактические дебиты эксплуатационных скважин оказываются значительно ниже их потенциальных дебитов. В этом случае возникает необходимость в проведении работ по восстановлению фильтрационной характеристики ПЗП.

Для обработки ПЗП с целью увеличения ФЕС пород-коллекторов применяются различные неорганические и органические кислоты или их смеси. Выбор кислотного состава зависит от литологического состава породы-коллектора, растворов использованных при первичном вскрытии и термобарических условий залежей [1].

Основные продуктивные пласты валанжинских отложений сложены песчаниками и алевролитами аркозового состава, где эффективность применения кислотных обработок зависит от ФЕС, газонефтенасыщенности пласта, эффективной газонефтенасыщенной толщины, относительной амплитуды $\alpha_{пс}$, толщины пласта в интервале ГВК и ВНК.

Поровые коллекторы, где проводится кислотная обработка, подразделяются на две группы:

- породы-коллекторы с проницаемостью от 40 и более $100 \cdot 10^{-3}$ мкм², пористостью от 16,0 до 20,0 %, газонефтенасыщенностью более 50 % и относительной амплитудой $\alpha_{пс}$ от 0,6 до 1,0;

- породы-коллекторы с проницаемостью от 40 и менее $20 \cdot 10^{-3}$ мкм², пористостью от 16,0 до 13,0 %, газонефтенасыщенностью более 50,0 % и относительной амплитудой $\alpha_{пс}$ от 0,6 до 0,5.

Трещинно-поровые коллекторы обладают преимущественно трещинной проницаемостью с пористостью от 10,0 до 17,0 %, газонефтенасыщенностью пласта $A_{ч3-4}$, более 48 % и $A_{ч5}$ более 46,0 %.

В качестве модели пласта, обрабатываемых кислотным составом, использован керн валанжинских отложений. Образцы керна предварительно экстрагировались, далее моделировалась начальная нефтенасыщенность и определялись коллекторские свойства. Образец керна устанавливали в кернодержатель установки, где моделировались пластовые условия. Для нижнемеловых отложений Уренгойского месторождения пластовая температура плюс 80 °С, эффективное давление - 30 МПа.

После прокачивания через керн трех объемов пор определялась проницаемость по керосину. Закачивание кислотного состава проводилось со стороны противоположной фильтрации керосина, состав выдерживали в образце до момента окончания химической реакции с породой в течение 17 - 22 ч [2].

Процесс освоения скважины моделировался закачиванием керосина при давлении, равном депрессии, прикладываемой к пласту 9,0 МПа. После очистки порового пространства от остатков кислотного раствора и осадков химической реакции определяли проницаемость.

С целью растворения глинистой составляющей цемента породы-коллектора в образец керна закачивали глинокислоту, состоящую из смеси соляной и плавиковой кислот с выдержкой от 4 до 6 ч. После окончания выдержки раствора моделировали процесс освоения скважины при депрессии 9,0 МПа, очищали поровое пространство от остатков раствора и химических осадков и определяли проницаемость по керосину.

Прокачивание кислотных составов и определение проницаемости после проводилось на установке FDES-645 рисунок 1.



Рисунок 1 – Установка FDES-645

Результаты экспериментов по закачиванию кислотных составов в образцы керна показаны в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты экспериментов по закачиванию кислотных составов в образцы керна

Месторождение, тип коллектора	Проницаемость, $K \cdot 10^{-3}$, мкм ²	Пористость, %	Остаточная водонасыщенность, %	Состав кислотных растворов, масс %	Проницаемость, $K \cdot 10^{-3}$, мкм ²		Коэффициент восстановления проницаемости, %		Время выдержки кислотного раствора в поровом пространстве, ч
					до опыта	после опыта	по этапу	окончательный	
Уренгойское, поровый терригенный	31,7	19,4	36,4	10,5 % HCl+12,2 % HCOOH+0,5% C ₆ H ₈ O ₆	17,5	14,0	80,0	89,2	17
				10,5 % HCl+3,0 % HF		15,6	89,2		4
Уренгойское, поровый терригенный	32,5	16,1	34,0	12,7 % HCl+15,8 % HCOOH+0,5% C ₆ H ₈ O ₆	15,8	15,4	97,4	116,0	22
				12,7 % HCl+5,1 % HF		18,3	116,0		6

Коллекция валанжинских образцов после проведения экспериментов по закачиванию кислотных составов рисунок 2.



Рисунок 2 – Коллекция валанжинских образцов

Сквозное отверстие в образце керна после прокачивания кислотных составов показано на рисунке 3.



Рисунок 3 – Сквозное отверстие в образце керна

Разработанный состав, состоящий из смеси соляной, муравьиной и аскорбиновой кислот, обладает высокопроницающей способностью и замедленным воздействием на породу-коллектор из-за наличия в его составе муравьиной кислоты, (в 10 раз сильнее, чем уксусная кислота), аскорбиновая кислота усиливает действие соляной кислоты.

Библиографический список

1. Паникаровский В. В. Методы интенсификации притока газоконденсатных скважин / В. В. Паникаровский, Е. В. Паникаровский. – Текст непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2014. - № 3. - С. 58-62.
2. Паникаровский В. В. Кислотные обработки сложнопостроенных коллекторов / В. В. Паникаровский, Е. В. Паникаровский. – Текст непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2014. - № 5. - С. 40-45.

ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ПЕННЫХ СИСТЕМ

*Паникаровский Е.В., Тюмень, ТИУ,
Рязанов М.В., Симферополь, ГУП РК «Черноморнефтегаз»*

Одной из заключительных операций при заканчивании скважин является вызов притока газа из продуктивного пласта. Для вызова притока необходимо создание определенной депрессии на пласт, что, как правило, производится заменой бурового раствора на жидкость меньшей плотности (например, воду), либо закачкой в скважину газожидкостных смесей (ГЖС) или пены. Величина продуктивности скважины во многом зависит от правильного выбора технологии освоения в конкретных горно-геологических условиях. По мере снижения пластового давления должна изменяться и технология освоения скважин [1].

В отечественной и зарубежной практике вызов притока флюида из пласта осуществляют созданием депрессии на призабойную зону продуктивного пласта путем замены бурового раствора в скважине на более легкую систему (вода, нефть, газированный раствор, пена) или снижением уровня жидкости в скважине вытеснением сжатым газом (азотом).

В России разработана технология освоения скважин с использованием газификационной установки АГУ-8К. Производительность установки 5 - 6 м³/мин газообразного азота, максимальное давление до 22 МПа. Широкое применение ограничивается не только дефицитом установок, но в основном отсутствием в нефтегазовых районах страны, особенно в районах массового бурения, заводов по производству азота (заправочных станций).

Например в США для этой цели широко используется газификационная установка фирмы "Кадд Прешер Контрол". Особенностью установки является наличие в комплекте лебедки с намотанными на ее барабан непрерывными безмуфтовыми длинномерными трубами, которые при операциях по вызову притока пропускают через НКТ с использованием лубрикатора на глубину более 5000 м.



Рисунок 1 – Газификационная установка АГУ-8К

Применение газообразных веществ и их смесей с жидкостями позволяет создавать новые технологии, совершенствовать и интенсифицировать известные методы. Высокая эффективность новых и усовершенствованных технологий с использованием азота обусловлена его физико-химическими свойствами и влиянием на гидродинамические условия процессов. Газообразный азот, используемый в нефтяной и газовой промышленности, взрывобезопасный, химически малоактивный, нетоксичный.

Существуют несколько технологических схем освоения скважин применяемые в России, они представлены на рисунке 2. Почти повсеместно в отрасли распространена схема I, наиболее простая, но имеющая существенные недостатки: отсутствие изоляции обсадной колонны от высоких забойных давлений в скважине и агрессивности продукции.

Схема II приемлема при наличии открытых забоев, а схема III - для условий эксплуатации скважин в осложненных условиях с использованием специального комплекса оборудования управляемых клапанов (типов КУСА, КОУК), который позволяет повысить безопасность эксплуатации таких скважин.

Вызов притока флюида из пласта базируется на снижении забойного давления в скважине ниже пластового, т.е. создании депрессии на пласт. Депрессия на пласт при использовании технологических схем I и II (см. рисунок 2) обычно создается заменой бурового раствора в скважине на более легкий, затем на воду, конденсат, пену, газированную жидкость, газ. Для создания более глубоких депрессий используются методы снижения уровня жидкости в скважине путем вытеснения жидкости сжатым газом.

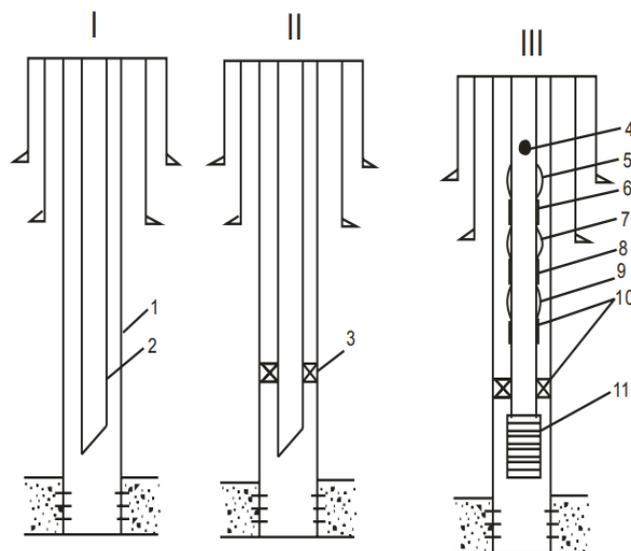


Рисунок 2 – Типовые схемы освоения скважин, применяемые в России
 I - общепринятая схема освоения скважин; II - схема освоения с пакером;
 III - схема освоения с комплектом оборудования;

1 - обсадная колонна; 2 - лифтовые трубы; 3 - пакер; 4 - клапан безопасности; 5 - пакер, обеспечивающий циркуляцию жидкости при закачивании; 6 - телескопическое соединение; 7 - клапан, обеспечивающий циркуляцию; 8 - клапан пропуска ингибитора; 9 - разъединительное соединение; 10 - пакер с якорем; 11 – фильтр.

Использование пен при освоении скважин имеет ряд преимуществ:

- соблюдаются благоприятные условия для плавного вызова притока флюида из пласта, так как в результате изменения степени аэрации удается в широком диапазоне регулировать плотность пены и создавать необходимое значение депрессии на пласт;
- в связи с плавным изменением депрессии исключается возможность разрушения пород ПЗП, цементного кольца и эксплуатационной колонны;
- устраняются почти полностью проникновение воды в пласт и ухудшение фильтрационной характеристики ПЗП;
- предотвращается возможность гидратообразования.

Так как плотность пены можно регулировать в пределах от 900 до 100 кг/м³, что достигается постепенным увеличением газосодержания, то вызов притока из пласта можно осуществлять плавно.

Анализ промысловой практики показывает, что применение пенных систем для вызова притока жидкости и газа из пласта является прогрессивным способом, отвечающим современным требованиям технологии освоения разведочных и добывающих скважин.

Библиографический список

1. Нифантов В. И. Особенности освоения нефтяных и газовых скважин в различных горно-геологических условиях / В. И. Нифантов, Е. В. Мельникова, С. А. Мельников. – Москва : Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – 38 с. – Текст непосредственный.

ОПТИМИЗАЦИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ ЧАСТИ РАЗРАБОТКИ СОСТАВА ЗАКРЕПЛЯЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ

Шалыпина 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 раскалываю 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 [и др.]. –

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 : сб. ст. / 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 т. / отв. редактор Н. В. Гумерова. - 2020. – С. 110-112.

Научный руководитель: Кузнецов В.Г., профессор кафедры НБ, д.т.н., профессор

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЕОМЕТРИИ СТВОЛА НА КАЧЕСТВО КРЕПЛЕНИЯ 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 (Деревья 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 : материалы докладов Международной академической конференции. - Тюмень, 2020. - С. 142-146.

3. 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 : тр. 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.т.н., профессор

О ПРОЕКТИРОВАНИИ МОДЕЛИ ЦЕНТРАТОРА- ТУРБУЛИЗАТОРА

Набиуллин Д.Р., группа 90-21, г. Альметьевск, Nabiullin-DR@yandex.ru

На данный момент большинство нефтегазовых месторождений находятся на поздней стадии разработки. Значительный экономический и технологический эффект может быть достигнут за счёт синергии успешных инновационных производственных и цифровых технологий.

Нефтегазовая отрасль является основой экономики нашей страны и обладает большими возможностями, несмотря на истощение значительной части нефтегазовых месторождений^[3]. Значительный экономический и технологический эффект может быть достигнут за счёт синергии успешных инновационных производственных и цифровых технологий. Основными цифровыми технологиями в настоящее время являются: Big Data^[5], или «большие данные», нейротехнологии и искусственный интеллект, системы распределенного реестра, квантовые технологии, новые производственные технологии, промышленный интернет, компоненты робототехники и сенсорики, технологии беспроводной связи, технологии виртуальной и дополненной реальности. В нефтегазовой отрасли уже нашли применение интеллектуальные (цифровые) месторождения, интеллектуальные скважины, подводные комплексы по безлюдным технологиям добычи углеводородов и др.

В настоящее время значительная часть затрат при добыче углеводородов приходится на бурение нефтяных и газовых скважин. Основными задачами в этом сегменте являются создание новых технологических и технических решений^[1], позволяющих снизить себестоимость строительства скважины. Большие затраты приходятся на ликвидацию осложнений, связанных с прихватами бурильных колонн при проводке горизонтального ствола. Для снижения дюнообразования^[2], возникающего в результате осаждения шлама на горизонтальном участке применяются различные технологии, однако эффективного решения еще не получено. В связи с этим актуальным становится цифровое моделирование компоновки низа бурильной колонны, в частности разработка цифровой модели центратора – турбулизатора. Создание цифровой модели центратора – турбулизатора и расчет его параметров при его разработке и опытных испытаниях позволяет в кратчайшие сроки и с минимальными затратами получать рабочий прототип с заданными параметрами.

На кафедре Бурения нефтяных и газовых скважин, Альметьевского государственного нефтяного института ведётся разработка центратора – турбулизатора с применением цифровых технологий построения 3d-

модели и последующим изготовлением прототипа на 3d-принтере из полимера.

Разработка прототипа центратора – турбулизатора проводилась при помощи программного комплекса КОМПАС-3D v19. Прототип центратора – турбулизатора изготавливался на 3d-принтере из полимера PETG со следующими характеристиками: номинальный диаметр филамента 1,75мм, номинальная температура экструзии 220 °С -250 °С. Для изготовления прототипа центратора – турбулизатора были использованы следующие основные параметры для 3d-принтера: температура экструзии 235 °С, температура стола 60 °С, скорость экструзии 60мм/с.

Итогом научно-исследовательской деятельности стало заявление о выдаче патента на полезную модель под названием Центратор турбинный.

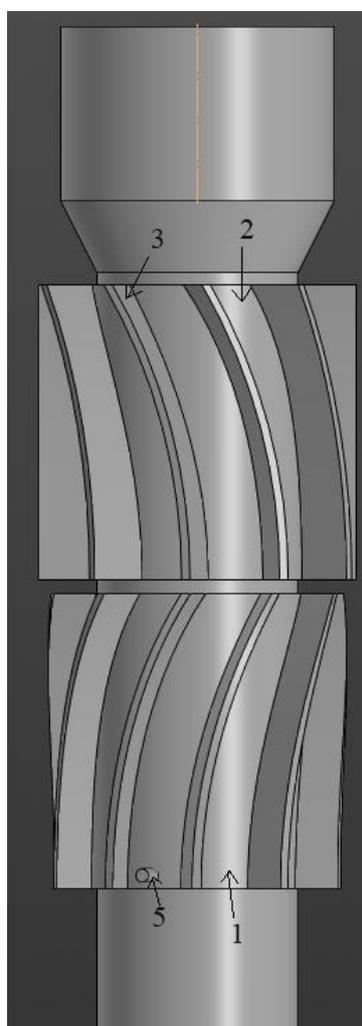


Рисунок 1

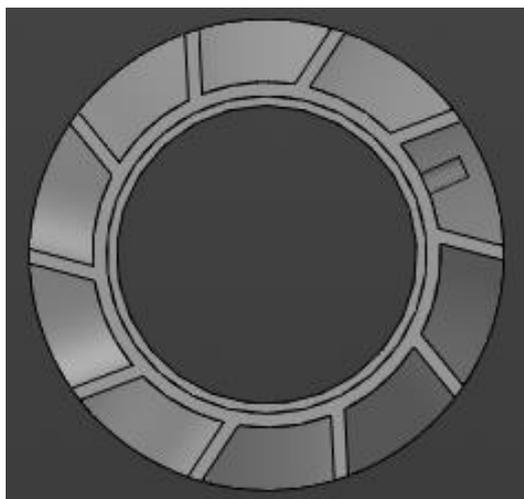


Рисунок 2

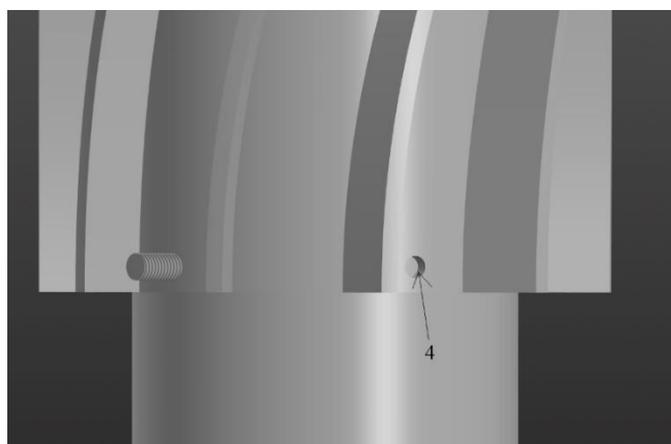


Рисунок 3

Приведенные чертежи поясняют суть изобретения, где на рисунке 1 изображен общий вид предлагаемого центратора, рисунке 2 изображен вид центратора с низу, рисунке 3 увеличенное изображение способа крепления центратора.

Центратор турбинный содержит корпус, выполненный в виде двух дисков 1 и 2 с J образными ребрами 3 (см. рисунок 1), последние могут быть выполнены за одно целое с корпусом, например, путем литья или закреплены к нему сваркой. Такое выполнение конструкции центратора обеспечивает максимальный контакт с телом обсадной трубы, на котором закрепляют центратор. В первом диске, жестко соединенном с корпусом буровой колонны (при помощи шпильки 5 ввернутой в резьбовое соединение 4), поток бурового раствора меняет свое направление вправо и поступает на другой диск, в котором поток бурового раствора меняет свое направление влево, что приводит к турбулизации восходящего потока бурового раствора и интенсивному перемешиванию частиц шлама и уменьшению образования шламовой подушки.

Таким образом, применение цифровых технологий, в области моделирования элементов низа бурильной колонны позволит существенно сократить затраты на получение эффективной модели центратора – турбулизатора.

Библиографический список

1. Набиуллин Д. Р. Обзор оптимальных технологий проведения ГРП в верейском горизонте / Д. Р. Набиуллин, Л. Б. Хузина. - Текст : непосредственный // Материалы III Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии» 14-17 ноября 2018 г. – Альметьевск, 2018.

2. Набиуллин Д. Р. Осложнения при проведении МГРП в верейском горизонте на территории Татарстана / Д. Р. Набиуллин, Л. Б. Хузина. - Текст : непосредственный // Сборник материалов региональной студенческой научно-практической конференции "Молодые нефтяники" 27 марта 2020 г. – Альметьевск, 2020.

3. Применение технологий устранения негерметичности эксплуатационных колонн на примере скважин НГДУ ПАО "Татнефть" / Л. Б. Хузина, С. В. Любимова, А. Ф. Сливченко [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. - 2015. - № 12. - С. 121-123.

4. Хузина Л. Б. Техника для снижения сил трения при бурении горизонтальных участков скважин / Л. Б. Хузина, С. В. Любимова, А. Ф. Шайхутдинова // Нефтепромысловое дело. - 2016. - № 9. - С. 38-42.

5. On the choice of the oscillators' installation site / L. B. Khuzina, V. S. Mukhametshin, K.T. Tyncherov, A. F. Shaikhutdinova. – Text : direct // International Journal of Civil Engineering and Technology. - 2018. - Т. 9. - № 9. - С. 1952-1959.

6. Пат. 131792U1 Российская Федерация. Осциллятор-турбулизатор : № 2013114506/03 : заявл. 01.04.2013 : опубл. 27.08.2013 / Хузина Л. Б., Фахрутдинов Ш. Х., Еромасов А. В., Хузин Б. А. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Хузина Л.Б., зав. кафедры БНГС, д.т.н., профессор

БАЖЕНОВСКАЯ СВИТА И ЕЕ ОСОБЕННОСТИ

Бастриков С.Н., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ларионов И.А., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Баянкин А.К., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В мезозойском разрезе Западной Сибири резервуары нефти и газа приурочены к терригенным, алевролито-песчаным образованиям.

В фациальном отношении это либо базальные слои трансгрессий различного масштаба (главным образом мезоциклов продолжительностью 8-10 млн. лет), либо финально-регрессивные отложения. Самыми емкими коллекторами являются образования второго типа.

С ними связаны наиболее крупные залежи (Говоря о резервуарах и залежах, мы имели в виду уточненные понятия [11].) неокомских толщ, находящиеся в промышленной разработке.

Верхнеюрские битуминозные аргиллиты баженовской свиты составляют исключение. Впервые в мировой практике нефтегазопроисковых работ коллекторами оказались глины и аргиллиты, давно признанные одним из основных региональных экранов (и водоупоров) Западной Сибири.

Мощность баженовских аргиллитов сравнительно невелика и изменяется от 5-10 до 20-40 м.

Из этих пород на многих площадях, общее число которых приближается к 30, получены притоки, в том числе промышленные (с максимальными дебитами более 370 м³/сут), легкой высококачественной нефти. Немаловажно, что ряд этих площадей расположен вблизи трасс действующих нефтепроводов, а некоторые - рядом с нефтяными промыслами. В мировой практике нет опыта поиска залежей подобного типа и, тем более, метода подсчета запасов нефти, не известны признаки, позволяющие оконтурить залежи. Это в значительной мере связано с неясностью природы и механизма образования коллекторов и резервуара баженовской свиты.

Все исследователи, изучающие породы баженовской свиты, считают, что коллекторские свойства данного резервуара обусловлены их трещиноватостью.

Макроскопические исследования керна скважин основных районов распространения битуминозных пород (Березовский, Шаимский, Краснотенинский, Сургутский, Нижневартовский, Варьеганский, Александровский, Васюганский, Мыльджинский и др.) и анализ опубликованных результатов изучения различных свойств пород баженовской свиты позволяют высказать существенно иную точку зрения на природу (тип) данных коллекторов и возможный механизм их образования.

Не отрицая определенной роли трещин в формировании коллекторов баженовского резервуара, главное значение в образовании первичного порового пространства, на наш взгляд, принадлежит не им. Они создали вторичное, дополнительное поровое пространство. Во многих образцах, исследованных макро- и микроскопически, вертикальных трещин вообще не наблюдалось. Так, Э.М. Халимов и В.С. Мелик-Пашаев не без

некоторого удивления отмечают, что "в более чем 1/3 изученных образцов трещиноватость вообще отсутствует" [12, с. 2]. Из большого числа изученных шлифов отложений баженовской свиты в Салымском районе 45 % не имеют трещин, а в шлифах с трещинами вертикальные трещины не превышают 11 %.

Вертикальные трещины в данных образованиях при макроскопических исследованиях наблюдались крайне редко.

Одной из характерных особенностей аргиллитов баженовской свиты во многих районах, как известно, является тонкая (и микро-) плитчатость, слойчатость и листоватость. Нефтенасыщенные образцы таких пород, не содержащих трещин, при вертикальном сдавливании из межплитчатого и особенно тонкослойчатого, листоватого пространства, как правило, выделяют нефть. Все это и ряд других факторов позволяют сделать вывод, что первичным и, видимо, главным является межплитчатое и межслойчато-линоватое пространство аргиллитов баженовского резервуара. Это совершенно новый тип коллектора.

Данное представление о типе коллектора требует и иного подхода к исследованию баженовских аргиллитов. Прежде всего, необходимо ответить на следующие вопросы.

Какова природа, механизм образования межслоевого пространства коллектора?

Почему в одних случаях коллектор образуется, а в других нет?

Только поняв природу коллектора, можно отыскать признаки его картирования, а, следовательно, и прогнозирования залежей нефти и газа. Именно это открывает реальный путь к разработке методов оконтуривания залежей и подсчета прогнозных и промышленных запасов УВ в рассматриваемом уникальном резервуаре. Ответы на поставленные вопросы должны дать и объяснения необычным свойствам пород и залежей баженовской свиты. В настоящее время выявлены следующие особенности пород баженовской свиты:

- аномальная обогащенность ОВ (до 10 % и более);
- сравнительно небольшая мощность при площади распространения, превышающей 1 млн. км²;
- тонкоплитчатая, слойчатая и листоватая структура;
- аномально пониженная плотность пород;
- пониженная скорость прохождения упругих сейсмических волн через толщу баженовских аргиллитов;
- аномально высокие пластовые давления в залежах;
- приуроченность скважин с наиболее значительными дебитами нефти к зонам повышенных температур, достигающих 135°С;
- низкие пористость и проницаемость коллекторов баженовской свиты;

- наличие вертикальных и горизонтальных трещин.

Последнее свойство пород баженовской свиты, несмотря на кажущуюся очевидность, нуждается в серьезном подтверждении и детальном изучении. Особенно в отношении наличия вертикальных трещин. Представление об их широком развитии, обусловленном вертикальными блоковыми движениями вдоль разломов [12] или палеосейсмичностью [6], находится, по нашему мнению, в противоречии с целым рядом других свойств этих пород.

Правильное представление на природу, тип коллектора, механизм его образования и скоплений в нем УВ должно, с одной стороны, опираться на эти особенности, учитывать последние, а с другой - объяснять их. Существующие точки зрения не дают таких объяснений, хотя и содержат немало рационального, поэтому необходимо продолжить поиск. В этой связи хотелось высказать точку зрения на механизм образования коллектора в баженовском резервуаре, которая не нашла сколько-нибудь существенного отражения и обоснования в довольно многочисленных уже публикациях. Некоторое исключение составляет лишь одна работа [10], на содержании которой остановимся ниже. Зоны коллекторов баженовской свиты - это участки существенного вторичного разуплотнения породно-слоевых ассоциаций, за счет которого создавалось межслоевое, точнее, межплитчатое, межслойчатое и межлистоватое пространство, заполнявшееся при благоприятных условиях УВ, генерировавшимися, вероятнее всего, этими же породными образованиями. К данному выводу нас приводят наблюдения над керном по многочисленным скважинам большинства нефтегазоносных районов. Так, даже только что поднятый керн пород баженовской свиты из скважин Салымской, Каменной, Комсомольской и других площадей явно был сильно разуплотнен из-за снятия пластового давления. Керн скважин Каменной, Лян-Торской и других площадей Красноленинского свода, полежав некоторое время в кернохранилище, значительно увеличился в объеме, превращаясь в "гармошку", он не умещался в керновых ящиках, изгибался дугами, синусоидами.

На каротажных диаграммах интервалы разреза баженовской свиты нередко характеризуются заметной отрицательной аномалией на кривой спонтанной поляризации (ПС), они принимались за песчано-алевролитовые прослои, и поэтому испытывались (скважины на Каменной, Танапчинской и других площадях). С представлением о том, что резервуары баженовской свиты - это зоны аномального разуплотнения, согласуются данные о пониженной плотности породных образований (пункт 4) и пониженные скорости упругих сейсмических волн (пункт 5).

С чем же, в свою очередь, может быть связано это разуплотнение на глубинах, нередко приближающихся к 3000 м? Разуплотнение явилось следствием неравномерности горизонтальных перемещений блоков

фундамента, вызвавших неравномерность латеральных напряжений в породно-слоевых ассоциациях (ПА) осадочного чехла. Не исключены и некоторые горизонтальные перемещения в последних, приводившие в одних случаях к смятию ПА в складки, в других - к горизонтальным межслоевым и слойчатым перемещениям, скольжениям и к образованию горизонтальных трещин. Этим можно объяснить, почему "горизонтальные микротрещины развиты в породах изучаемого региона почти повсеместно" [12, с. 2]. В некоторых случаях могли образоваться одновременно и складки, и межслоевые перемещения.

Вне всякого сомнения, горизонтальные перемещения и вызванные ими мозаичные поля неравномерного напряжения наблюдались в истории развития Западно-Сибирского седиментационного бассейна. Уренгойский грабенообразный прогиб-желоб и "оперяющие" его прогибы явно имеют рифтовую (или, точнее, квазирифтовую) природу. В результате растяжения в этой зоне и горизонтальных перемещений в направлении западного и восточного жестких обрамлений образовались по обе стороны желоба цепочки крупных высокоамплитудных поднятий, к которым приурочены уникальные газовые залежи севера Западной Сибири (Уренгойское, Губкинское, Ямбургское, Тазовское, Заполярное и др.). Следует отметить, что роли горизонтальных перемещений в платформенных условиях и создаваемых ими тангенциальных напряжений, их влиянию на нефтегазоносность практически не уделяется никакого внимания.

В пользу высказанного представления о роли горизонтальных напряжений свидетельствуют данные эксперимента. С увеличением приращения горизонтального давления над вертикальным отмечено явное закономерное возрастание проницаемости [10]. Авторы делают вывод из этого и других фактов о важной роли тангенциальных сил. Однако вряд ли можно согласиться с ними, что зоны коллекторов - это зоны "тектонических напряжений под действием тангенциальных сил" [10, с. 96]. Скорее, это зоны повышенных напряжений в прошлом, а в настоящем относительно ослабленные ("пузыри") в мозаично-неравномерном поле тангенциальных напряжений (зоны разгрузки).

Наиболее вероятно, что важнейшим фактором-предпосылкой образования таких разуплотненных, расслоенных зон был литолого-фациальный. Но это лишь важная предпосылка, а не главная причина, которая в одних случаях и условиях могла, а в других - не могла быть реализована.

Справедливо отмечается рядом исследователей положительная роль повышенных температур в образовании плитчато-слойчатой, листоватой структуры, а также генерационного потенциала баженовских аргиллитов.

Если возникновение зон расслоения толщ баженовской свиты, связано с зонами неравномерных тангенциальных напряжений, то геолого-геофизические исследования должны быть направлены на разработку

признаков диагностики их выявления и оконтуривания. В пределах этих зон, видимо, были участки с более или менее благоприятными литолого-фациальными условиями. Горизонтальные напряжения на одних участках приводили к расслоению пород, на других - нет. Следовательно, необходимы детальные (тонкие) комплексные литолого-фациальные исследования, в результате которых должна быть составлена схема районирования по данному признаку.

Особенность толщи баженовских аргиллитов в том, что она сформирована (в основном) в финально-трансгрессивную фазу трансгрессивно-регрессивного мезоцикла [4], венчающую и финально-трансгрессивную фазу седиментационного цикла рангом выше - юрско-неокомского макроцикла. Это как бы "резонансная" толща, т. е. сформировавшаяся в фазу наложения двух трансгрессий разных рангов. Это был период максимальной пенепленизации обрамления Западно-Сибирского бассейна за всю его юрско-неокомскую историю. На этот этап приходится и минимум активности структуроформирующих движений внутри бассейна [4, 10]. Максимум пенепленизации обрамления и минимум тектонической активности (покоя) внутри бассейна, наряду с огромной его площадью, обусловили некомпенсированные условия осадконакопления на значительной территории внутренних, центральных областей, куда почти не доносился терригенный материал. Для сравнения можно отметить, что в соседнем Енисей-Хатангском бассейне мощность волжско-берриасовых образований составляет несколько сот метров, а юрских превышает 2000 м (Балахнинская площадь).

В условиях, видимо, относительно неглубоководного бассейна, в тех зонах, куда не доносился терригенный материал, формировались тонкодисперсные органогенные образования, способные после стадии уплотнения и литификации, при определенных тектонических напряжениях, к расслоению и превращению в ряде зон и районов из экрана в коллектор.

Очевидно, в комплекс изучения баженовской свиты должны быть включены исследования экспериментальной тектоники и моделирования процессов расслоения и трещинообразования в породах данного конкретного типа.

Высказанная выше точка зрения на природу и тип коллектора, механизм его формирования позволяет, как нам кажется, дать более полное объяснение перечисленным выше особенностям пород баженовской свиты и их нефтеносности, детальному анализу которых будут посвящены специальные работы авторов.

Осознавая важность поиска залежей нефти в баженовском резервуаре, многие ученые и целые коллективы (ЗапСибНИГНИ, СНИИГГиМС, ИГиРГИ, ИГиГ СО АН СССР и др.) занимаются исследованием аргиллитов баженовской свиты. С целью ускорения

решения важной в научном и практическом отношении проблемы оценки перспектив нефтегазоносности пород баженовской свиты необходимо скоординировать все исследования в рамках программы "Сибирь" (подпрограмма "Нефть и газ Западной Сибири") и на данном этапе "поиска" не отбрасывать никакие из идей и представлений о природе и механизме образования коллекторов и резервуаров баженовской свиты.

Также стоит отметить успешный опыт АО «ССК» [13].

Добывающий сегмент нефтегазовой отрасли в наибольшей степени испытывает на себе влияние секторальных санкций США и Евросоюза. Прекращение финансирования проектов западными банками, запрет иностранным компаниям на передачу российским коллегам технологий и оборудования для освоения шельфовых (глубиной свыше 150 м) и сланцевых месторождений – все это существенно осложнило работу отечественных недропользователей и потребовало разработки импортозамещающих решений. Одним из примеров таких решений стал пилотный проект по бурению скважин на отложениях баженовской свиты Средне-Шапшинского месторождения, которое АО «ССК» в 2016–2017 гг. выполнило в тесном взаимодействии с ПАО «НК «РуссНефть» без привлечения иностранных сервисных организаций. Лицензией на разработку Средне-Шапшинской группы владеет ПАО «НК «РуссНефть». Целевым считается пласт ЮС0 с аномально высоким давлением. С учетом неоднозначности информации и ограниченности опыта бурения в условиях баженовской свиты была создана совместная с ПАО «НК «РуссНефть» рабочая группа, в которую вошли геологи, технологи и специалисты по бурению. Перед началом бурения первой скважины специалистами ПАО «НК «РуссНефть» и АО «ССК» был проведен ряд встреч в целях определения и утверждения основных технологических решений. Специалистами Ямальского филиала АО «ССК» на основе утвержденных решений был разработан детальный план мероприятий по предотвращению «прихватов» бурильной колонны, нефтегазопроявлений, обеспечению качественного цементирования направления, кондуктора и эксплуатационной колонны в целях исключения возможных межколонных и межпластовых перетоков, обеспечения качественного спуска и крепления хвостовика. В ходе выполнения пилотного проекта было пробурено семь эксплуатационных наклонно-направленных скважин, в том числе одна с горизонтальным окончанием - четыре скважины на кусте № 2 и три скважины на кусте № 3 Средне-Шапшинского месторождения. Сложность и уникальность произведенных строительных работ прослеживаются на примере скважины № 7117 (проектная глубина по стволу – 4067 м, куст № 2 Средне-Шапшинского месторождения с горизонтальным окончанием в баженовской свите с проходкой 596 м по целевому горизонту, июль 2017 г.). При бурении скважины использовался полимерно-глинистый буровой раствор с высокой термостабильностью,

необходимый в условиях высоких забойных температур, имеющий высокий предел утяжеления без значительного изменения реологических характеристик и высокую ингибирующую способность, а также в компоновку низа бурильной колонны был включен датчик эквивалентной циркуляционной плотности. При бурении хвостовика применялся винтовой забойный двигатель ДРУ120РС (RS120N743W) с телесистемой. Для шаблонировки использовали роторную компоновку низа бурильной колонны с последующим спуском компоновки хвостовика для многостадийного гидроразрыва пород на уровень залежей баженовской свиты. Для геонавигации по целевому пласту использовался метод гамма-каротажа (основанный на измерении естественной радиоактивности пород). Кроме того, производился анализ бурового шлама (литологическая характеристика выбуриваемой породы и ее люминесцентно-битумологический анализ)». По уровню сложности и трудоемкости строительство подобных скважин сопоставимо с бурением для добычи сланцевого газа в США. Скважина с продолжительным горизонтальным окончанием на уровне залежей баженовской свиты длиной около 600 м и вертикальной мощностью 30 м (2871–2905 м по вертикали) стала первой в практике ССК, но благодаря четкому взаимодействию с заказчиком, компетенции инженерно-технического персонала и слаженной работе буровой бригады Ямальского филиала задача была решена без осложнений и аварий, с оптимальными финансовыми затратами.

Библиографический список

1. Гурари Ф. Г. Об условиях накопления и нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири / Ф. Г. Гурари. - Текст : непосредственный // Труды СНИИГГиМС. - 1979. - № 271. - С. 153-160.
2. Добрынин В. М. Коллекторы нефти в нефтематеринских глинистых толщах / В. М. Добрынин, В. Г. Мартынов. - Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. - 1979. - № 7. - С. 36-43.
3. Зарипов О. Г. Закономерности размещения коллекторов в глинистых отложениях баженовской свиты и ее возрастных аналогов в Западной Сибири / О. Г. Зарипов, И. И. Нестеров. - Текст : непосредственный // Сов. Геология. - 1977. - № 3. - С. 19-25.
4. Карогодин Ю. Н. Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность / Ю. Н. Карогодин. – Москва : Недра. - 1974. - Текст : непосредственный.
5. Клубова Т. Т. Коллекторы баженовской свиты Западной Сибири. Условия образования и нефтегазоносность / Т. Т. Клубова, Л. П. Климушина. - Текст : непосредственный // В кн.: Геология, стратиграфия и полезные ископаемые Сибири. - Томск, 1979. - С. 164-187.

6. Микуленко К. И. Перспективы нефтегазоносности отложений баженовской свиты центральных и южных районов Западно-Сибирской плиты / К. И. Микуленко. - Текст : непосредственный // Труды СНИИГГиМС. - Москва, 1974. - № 194. - С. 37-41.

7. Новиков Р. Г. Перспективы открытия крупных залежей нефти в трещиноватых аргиллитах баженовской свиты / Р. Г. Новиков, Ф. К. Салманов, А. В. Тяг. - Текст : непосредственный // Нефть и газ Тюмени. – 1970. - №7. С. 1-3.

8. Прозорович Г. Э. Новые данные о трещиноватых коллекторах баженовской свиты / Г. Э. Прозорович, А. П. Соколовский, А. Г. Малых. - Текст : непосредственный // Нефть и газ Тюмени. – 1973. - № 18. - С. 7-9.

9. Салымский нефтеносный район // Труды ЗапСибНИГНИ. - Тюмень, 1970. - №41. - С. 1-314. - Текст : непосредственный.

10. Таруц Г. М. Строение нефтегазоносных отложений баженовской свиты Западно-Сибирской плиты в связи с особенностями тектоники верхнеюрского бассейна осадконакопления (на примере Салымского района) / Г. М. Таруц, Е. А. Гайдебурова. - Текст : непосредственный // Цикличность осадконакопления нефтегазоносных бассейнов и закономерности размещения залежей. – Новосибирск. - 1978. - С. 80- 97.

11. Трофимук А. А. Проблемы совершенствования понятийной базы геологии нефти и газа. Уточнение понятия "залежь" / А. А. Трофимук, Ю. Н. Карогодин, Э. Б. Мовшович. - Текст : непосредственный // Геол. и геофиз. - 1980. - № 5. - С. 3-9.

12. Халимов Э. М. О поисках промышленных скоплений нефти в баженовской свите / Э. М. Халимов, В. С. Мелик-Пашаев. - Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. - 1980. - № 6. - С. 1-9.

13. Редакционная С. Баженовская свита. Сложности и перспективы. Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. - 32-33. - Текст : непосредственный.

ОБОСНОВАНИЕ ПОДХОДА К ЗАЛОЖЕНИЮ ПОИСКОВО- РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ДОРАЗВЕДКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ

*Рогожнева В.О., группа ГНГа-21-1, Тюменский индустриальный
университет, г. Тюмень, rogozhnevav@gmail.com*

*Бембель С.Р., д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений
нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень,
bembelsr@tyuiu.ru*

Работа над проблемами освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов тюменской свиты определяет необходимость изучения

геологических особенностей сложнопостроенных объектов тюменской свиты посредством бурения. С целью вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов исследуемых отложений, был произведён анализ строения территории восточной части Красноленинского свода Западной Сибири для подготовки геологического обоснования необходимости поисково-разведочного бурения. По результатам анализа предложен подход к заложению поисково-разведочных скважин с целью повышения эффективности разработки продуктивных отложений объекта ЮК2-5 тюменской свиты.

Актуальность повышения изученности отложений тюменской свиты восточной части Красноленинского свода обусловлена тенденцией к наиболее полной выработке эксплуатируемых объектов Западной Сибири. Ввиду сложного строения объекта ЮК2-5 тюменской свиты, обладающего большими геологическими запасами нефти, но также характеризующегося существенной изменчивостью свойств отложений, в настоящее время месторождения рассматриваемой территории нуждаются в доразведке с целью уточнения особенностей строения пластов и изучения их продуктивности. Формирование стратегии необходимой доразведки месторождений, учитывающей особенности строения юрских отложений, непосредственно связано с необходимостью выработки подхода к геологоразведочным работам на объект ЮК2-5. Повышение изученности продуктивных отложений бурением является опорой для разработки и применения новых методов эксплуатации продуктивных объектов.

Задачей анализа строения объектов тюменской свиты восточной части Красноленинского свода Западной Сибири является обоснование подхода к заложению поисково-разведочных скважин с целью доразведки сложнопостроенных отложений тюменской свиты. Многосторонний анализ объекта ЮК2-5 для обоснования подхода к исследованию является опорой для информативной доразведки и наиболее полной выработки залежей нефти тюменской свиты.

В геологическом отношении рассматриваемая территория относится к Красноленинскому нефтегазоносному району Красноленинской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [1]. Отложения осадочного чехла с размывом и угловым несогласием залегают на породах доюрского основания. Стратиграфическая полнота разреза определяется рельефом фундамента [2]. Нефтеносность связана с отложениями верхнетюменской подсвиты (объект ЮК2-5). Песчаные пласты не выдержаны по мощности и простираению. Тюменская свита в районе исследований характеризуется большой изменчивостью толщин, вплоть до полного выпадения осадков свиты из разреза в наиболее возвышенных зонах. В то же время, отложения достигают толщин до 350 м в зонах погружения. На изучаемой территории выделяется серия локальных поднятий.

С целью прогноза зон распространения нефтеносных коллекторов для выработки подхода к заложению скважин, был проведён анализ результатов сейсмических исследований отражающих горизонтов объекта ЮК2-5 тюменской свиты, как на уровне качественных, так и количественных оценок с помощью изучения и привязки сейсмических данных к геолого-промысловым и петрофизическим параметрам исследуемых пластов. Так, благодаря привязке данных было выполнено построение, визуализация и оценка корреляционных зависимостей между атрибутами отражающих горизонтов и петрофизическими параметрами пластов. Для анализа были выбраны такие параметры как эффективная толщина, коэффициенты пористости, проницаемости и нефтенасыщенности. В том числе, учитывалось тектоническое и фациальное районирование исследуемой территории. Был проведён анализ дебитов по материалам опробования скважин. По результатам исследований, на объекте ЮК2-5 закартировано несколько прогнозных залежей.

Отложения тюменской свиты имеют сложный литологический состав, и представлены неравномерным переслаиванием песчано-алевритовых линз и глинистых пород. Наибольшее распространение имеют породы-коллекторы с пористостью 0.14-0.18 д.ед. По горизонтам тюменской свиты доля пород-коллекторов составляет менее 20%. Более 80% пород-коллекторов тюменской свиты при названных значениях открытой пористости имеют низкие фильтрационные свойства и характеризуются проницаемостью менее $0,2 \cdot 10^{-3}$ мкм². Коллекторы тюменской свиты относятся к сложнопостроенным, запасы нефти к трудноизвлекаемым [3]. Однако, тюменская обладает большим объёмом геологических запасов, измеряемых сотнями миллионов тонн нефти [4]. Вследствие этого, необходим поиск надёжных подходов к доразведке отложений.

В настоящее время объект ЮК2-5 недоразведан. От всех запасов объекта, запасы нефти категории С2 составляют более 60% всех запасов объекта. Количество извлекаемых запасов категории С1 обуславливает необходимость заложения поисково-разведочных скважин с целью изучения перспективности сложнопостроенных отложений. В настоящее время необходим поиск способов изучения и извлечения трудноизвлекаемых запасов таких объектов, как ЮК2-5 [5].

Преобладающее количество пробуренных ранее скважин было заложено в сводовых частях структур, где прослеживаются наименьшие эффективные толщины вплоть до их полного отсутствия. Для подтверждения наличия и перспективности закартированных прогнозных залежей необходимо заложение поисково-разведочных скважин. В связи со сложным строением объекта ЮК2-5, преобладанием глинистых осадков в присводовых частях залежей, и большой вероятностью наличия плохого

коллектора в верхних частях структур, по результатам проведённого анализа, представляется необходимым исследовать бурением отложения тюменской свиты, соответствующие склонам на выступах фундамента. Локализующиеся в склоновых частях отложения, в прогнозе обладают наилучшими прогнозируемыми коллекторскими свойствами.

Таким образом, целесообразно бурение горизонтальных скважин, направленных вдоль напластования рассматриваемого объекта ЮК2-5 по направлению склонов.

Разработка запасов объекта ЮК2-5 осложнена изменчивостью отложений, плохими коллекторскими свойствами продуктивных пластов вследствие преобладания мелких, изолированных пор и низкой проницаемости. В настоящее время объект ЮК2-5 недоразведан. Количество извлекаемых запасов категории С1 обуславливает необходимость заложения поисково-разведочных скважин с целью изучения перспективности отложений тюменской свиты. В результате проведения анализа строения отложений тюменской свиты, был обоснован подход к заложению поисково-разведочных скважин на объект ЮК2-5, заключающийся в рекомендации исследования горизонтальным бурением отложений склоновых частей объекта ЮК2-5.

Библиографический список

1. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского округа : атлас / Сост. ГП ХМАО «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана». – Екатеринбург : ИздатНаукаСервис, 2004. – 146 с. – Изображение (картографическое ; неподвижное ; двухмерное) : непосредственное.

2. Гаврилова Е. Н. Закономерности распространения коллекторов в отложениях тюменской свиты на западе широтного Приобья / Е. Н. Гаврилова, В. С. Славкин, Т. Е. Ермолова. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2010. – №3. – С. 52-60.

3. Шпуров И. В. Геолого-технологическое моделирование и разработка месторождений нефти юрских отложений Западной Сибири / И. В. Шпуров. – Санкт-Петербург : Недра, 2013. – 208 с. – Текст : непосредственный.

4. Трудноизвлекаемые запасы нефти Российской Федерации. Структура, состояние, перспективы освоения / И. В. Шпуров, А. Д. Писарницкий, И. П. Пуртова, А. И. Вариченко. – Тюмень : ФГУП «ЗапСибНИИГГ», 2012. – 256 с. – Текст : непосредственный.

5. Клубков С. В. Стимулирование разработки ТРИЗ поможет поддержать уровень добычи нефти в России / С. В. Клубков. – Текст : непосредственный // Oil & Gas Journal Russia. – 2015. – №6. – С. 6 – 11.

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН

*Дружинина И.В., канд. социол. наук, доцент, кафедра «Экономика и организация производства» ТИУ, г. Тюмень, druzhininaiv@tyuiu.ru
Кузнецов В.Г., доктор техн. наук, профессор, кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», г. Тюмень, kuznetsovvg@tyuiu.ru*

Крепё скважины, как система обсадных колонн и цементных колец (затвердевшего цементного раствора, закачанного в кольцевое пространство между стволом и обсадными колоннами с целью герметизации ствола скважины за ними), наравне с главными задачами – достижение запроектированной глубины и образование надежного канала в скважине для извлечения нефти, газа или подачи закачиваемой в пласт жидкости, решает ряд других: осуществление комплекса исследований и работ в скважине, закрепление стенок скважины в интервалах неустойчивых пород, разобщение продуктивных горизонтов и их изоляция от водоносных пластов, изоляция зон катастрофического поглощения промывочной жидкости, разделение интервалов применения промывочной жидкости с различной плотностью.

Понимая под качеством крепи скважины совокупность характеристик крепи, относящихся к ее способности выполнять функции в соответствии с ее назначением и удовлетворять установленные или предполагаемые потребности в форме ценности и выгоды для потребителя, мы полагаем, что главными среди показателей качества крепи в зависимости от характеризующих свойств являются показатели надежности (рис. 1). В настоящем исследовании мы рассмотрели инновационные технологии с точки зрения обеспечения надежности крепи скважины, то есть ее способности выполнять заданные функции при сохранении своих показателей в заданных пределах в течение требуемого промежутка времени (всего срока жизни скважины).



Рисунок 1 – Система показателей качества крепи скважины

Учитывая распространенный в науке и практике подход к систематизации факторов качества с помощью диаграммы 4М (рис. 2), известный также под названиями «схема Исикавы», «причинно-следственная диаграмма», мы рассмотрели ряд инноваций в разрезе трех групп факторов обеспечения надежности крепи скважин: машины, методы и материалы.



Рисунок 2 – Группы факторов обеспечения надежности крепи скважины

Среди факторов в группе «Машины (оборудование)» представляют интерес такие инновации, как:

- прибор контроля и регистрации момента свинчивания ПРМ–1, разработанный компанией ООО «Сервисреммаш» [2], обеспечивающий контроль момента свинчивания трубы в процессе работы трубного ключа и

регистрацию качества свинчивания резьбового соединения в процессе спускоподъемных операций при бурении нефтяных и газовых скважин путем построения графика зависимости возрастания момента от количества оборотов;

- центраторы «ТМС групп» с новыми фиксирующими кольцами, разработанные и изготовленные специалистами конструкторско-технологического бюро ЦТР и цеха высокоточного производства одного из подразделений компании УК ООО «ТМС групп», позволяющие обеспечить надежность крепления элементов колонной оснастки (центраторов, турбулизаторов) на теле обсадной трубы, гарантировать их спуск на плановую глубину, concentricity положения обсадной колонны в запланированном интервале скважины и формирование полноценного цементного кольца, снижение риска передачи давления при ГРП и развития трещины вдоль колонны в горизонтальных стволах перед и после интервалов многостадийного ГРП [3];

- расширяемая система труб для изоляции зон осложнений при бурении скважин, разработанная в ООО «Перекрыватель» и обеспечивающая надежную изоляцию зон осложнений и продолжение бурения скважины после установки перекрывателя компоновкой бурильного инструмента долотом диаметром 222,3 мм, уменьшение осевых нагрузок на расширяющий инструмент (роликовые развальцеватели) до 20 – 50 кН и крутящего момента до 0,2 – 0,8 т.м., более чем двукратное сокращение календарного времени на изоляционные работы в бурении [15];

- конструкция резьбовых соединений клиновидного профиля с прогрессирующим шагом по всей длине для заканчивания горизонтальных скважин, способных обеспечить высокую газогерметичность обсадных труб при особо сложных условиях эксплуатации (предельных комбинированных изгибающих, сжимающих, растягивающих нагрузках, крутящем моменте, агрессивных средах), более высокий операционный момент в отличие от классических премиальных соединений с трапецеидальным профилем и 100 %-ю эффективность на растяжение и сжатие [14].

К группе факторов «Методы (технологии)» нами отнесены следующие инновации.

- Технологии затворения тампонажного цемента с добавлением фиброволокна с применением лопастного автоматического смесителя, позволяющие эффективно перемешивать тампонажный раствор и ориентированно располагать волокна фибры, что приводит к улучшению физико-механических свойств цементного камня, в том числе к повышению его прочности на сжатие на 6 – 9 % [12].

- Инженерно-технологическое сопровождение заканчивания горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка более 1500 м,

осуществляемое ООО «Сервисная компания «ТатПром-Холдинг» и включающее: оценку рисков, комплекс расчетов жесткости КНБК, дохождения обсадной колонны, гидравлический, центрации; подбор оборудования и сервисное сопровождение его спуска; разработку комплекса мероприятий по обеспечению дохождения хвостовика до проектной глубины (подбор определенных технологий по спуску, технических средств и инженерных решений), последующее круглосуточное инженерное сопровождение [4].

- Бурение с одновременной обсадкой, позволяющее устранить сужение внутреннего диаметра обсадной трубы и дальнейшее бурение через нее с максимально возможным диаметром скважины [1].

- Крепление ствола скважины хвостовиком большого диаметра в условиях малых зазоров, обеспечивающее уменьшение эффекта поршневания и свабиrowания, выравнивание давления между трубным и затрубным пространствами, возможность обратной циркуляции при возникновении проявлений в скважине, проведение работ по креплению скважины в интервалах поглощающих пластов, где использование классических моделей с шаровыми или тарельчатыми обратными клапанами может привести к нежелательным последствиям, уменьшение времени спуска хвостовика и сокращение скорости спуска в 4 раза [11].

В группе факторов «Материалы» интерес представляют:

- быстросхватывающиеся гипсоцементные смеси (БСС) для крепления скважин в зоне многолетнемерзлых пород (в отличие от других смесей аналогичного назначения после первичного намыва бурового раствора с наполнителем доставленный в поглощающий интервал БСС за счет комплексного вяжущего и модифицирующих добавок быстро начинает набирать структуру, закупоривает каверны и трещины в скважине, что обеспечивает почти двукратную экономию времени на ОЗЦ и 30 %-ю экономию материалов в сравнении с вариантом использования гельцемента с ускорителем [6];

- тампонажный портландцемент ПЦТ П-50 компании SLK Cement, обеспечивающий повышенную прочность цементного камня на изгиб, практически нулевое водоотделение, пониженные выбросы CO₂, более жесткие реологические характеристики, дающие возможность использования данного цемента с различным водоцементным отношением в разных областях, в том числе при цементировании низкотемпературных скважин (15-50 °С) [5];

- микросферы из природного минерального сырья Gransphere® – полые стекловидные сферические частицы с закрытой пористостью, нулевым водопоглощением и устойчивостью к воздействию давления, способные заместить ценосферы в составах тампонажных растворов, позволяющие заполнителю более эффективно встраиваться в матрицу цементного камня при твердении, обеспечивающие отличную адгезию к

цементу и поверхностям, эффективную очистку ствола скважины при промывке и прокачке и повышение скорости прохождения АКЦ-сигнала [16];

- «полимерный рукав», технологические слои которого представлены полимерным полотном на основе мононитей полиэфиров с незначительным содержанием токопроводящих элементов в виде металлической проволоки малого сечения, пространство между слоями заполняется химически инертным материалом, внутренний (рабочий слой) может быть выполнен из такого материала, как кевлар, придающего необходимые прочностные характеристики стенке обсадной колонны. По мнению разработчиков [13], спуск такой колонны на глубину 3000 м будет занимать порядка 2 часов при скорости спуска 0,8 м/с. После спуска производится активация технологического башмака с поинтервальным и последовательным заполнением межслойного пространства химически инертным твердеющим материалом (жидкое стекло или специальные тампонажные смеси). Все дальнейшие операции цементации не отличаются от стандартных и не требуют модернизации цементировочного оборудования и бурового станка. После завершения цементной заливки и закачки технологического наполнителя ожидание затвердевания происходит под давлением, превышающим пластовое на 30 атм., для закрепления цилиндрической формы обсадной колонны.

Еще одна группа инноваций, обеспечивающих качество крепления скважин, может быть отнесена, по нашему мнению, как к факторам «Методы (технологии)», так и к факторам «Материалы», поскольку их внедрение предусматривает не только разработку и использование новых материалов и рецептур технологических жидкостей, но и изменения в методах их приготовления и технологии применения.

- Так необходимость контролируемой очистки открытого ствола скважин (удаление фильтрационной корки буровых растворов на водной основе) и обеспечения безопасного влияния разрушающих составов на коллекторские свойства продуктивного горизонта (без применения сильных кислот и окислителей) предопределила разработку ряда составов брейкерных композиций под торговой маркой «ПОЛИПРОН» в лаборатории ООО «НПК «Спецбурматериалы» совместно с АО «НПО «Полицелл» [10].

- Разработанный компанией «АКРОС» полимерный состав «SWS-PLAST» для водоизоляционных работ и укрепления призабойной зоны пласта в процессе опытно-промышленных испытаний на месторождениях Западной Сибири обеспечил снижение дебита воды до 50 % и выноса песка до 70 – 100 % без потерь дебита по нефти, а в некоторых случаях с приростом дебита газа. При необходимости, как утверждает разработчик [7], состав «SWS-PLAST» позволяет полностью изолировать продуктивный водоносный интервал.

- Для улучшения качества крепления скважин, пробуренных с применением РУО, снижения затрат и оптимизации технологии заканчивания скважины специалистами научно-исследовательского центра ООО «Химпром» разработана моющая буферная композиция на основе нового реагента HimClean [8], а для крепления скважин с низкой и нормальной температурой, осложненных наличием в разрезе поглощающих пластов и пластов с низким давлением гидроразрыва, - облегченный тампонажный состав, обладающий низкой плотностью цементного теста с нулевым водоотделением, высокими седиментационной устойчивостью и прочностью цементного камня [9].

Безусловно, область применения ряда рассмотренных новшеств для обеспечения надежности крепи скважин ограничена геолого-технологическими условиями разработки месторождений нефти и газа, условиями строительства скважин и высокой стоимостью. Поэтому вероятность их широкого распространения на практике пока невелика. Однако дальнейшее их совершенствование и умелое сочетание в конкретных условиях в большей или меньшей мере позволят обеспечить повышение надежности крепи скважин и улучшить технико-экономические показатели бурения.

Библиографический список

1. Алексеев С. Е. Бурение скважин с одновременной обсадкой / С. Е. Алексеев, Е. М. Черниенко. - Текст : непосредственный // Интерэкспо Гео-Сибирь. - 2021. - Том 2. - № 3. - С. 107-114.

2. Арзамасцев Б. С. ООО «Сервисреммаш» – машиностроение и металлообработка / Б. С. Арзамасцев. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2020. - № 12. - С. 34-35.

3. Веренцов В. А. Центраторы «ТМС групп» с новыми фиксирующими кольцами – эффективное решение задачи повышения качества разобщения пластов / В. А. Веренцов. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2021. - № 5. - С. 29-31.

4. Гатиятуллин А. К. Инженерно-технологическое сопровождение заканчивания горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка более 1500 м / А. К. Гатиятуллин. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2021. № 7-8. - С. 30-32.

5. Гликин Д. М. Улучшенный ПЦТ П–50 / Д. М. Гликин, А. Н. Малеев. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть . - 2021. - № 9. - С. 18-20.

6. Катеев Р. И. Применение быстросхватывающихся смесей при изоляции зон поглощений на месторождениях Республики Татарстан / Р. И. Катеев, А. В. Самойлович, Ю. В. Медведев. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2021. - № 3. - С. 7-10.

7. Королев А. В. Лабораторные исследования состава «SWS-PLAST» ООО «АКРОС» для разработки новой технологии водоизоляционных работ и укрепления призабойной зоны пласта / А. В. Королев. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2019. - № 3. - С. 31-34.

8. Кузнецов О. А. Моющая буферная композиция для улучшения качества крепления скважин, пробуренных с применением РУО / О. А. Кузнецов. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2019. - № 9. - С. 33-35.

9. Кузнецов О. А. Облегченный тампонажный состав для низких и умеренных температур / О. А. Кузнецов. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2019. - № 3. - С. 39-41.

10. Курдюков А. В. Новые составы брейкерных композиций контролируемого действия в условиях высоких температур / А. В. Курдюков. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2019. - № 5. - С. 50-55.

11. Мамедбеков О. К. Крепление ствола скважины хвостовиком большого диаметра в условиях малых зазоров / О. К. Мамедбеков. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2020. - № 5. - С. 41-43.

12. Овчинников В. П. Технологии затворения тампонажного цемента с добавлением фиброволокна / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова, П. В. Овчинников. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2021. - № 3. - С. 46-49.

13. Ращенко Т. Ю. Инновационные технологии при креплении скважин / Т. Ю. Ращенко, В. В. Живаева. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2015. - № 2. - С. 62-63.

14. Рекин С. А. Конструкция резьбовых соединений для заканчивания горизонтальных скважин / С. А. Рекин. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 9/2020. - С. 38-41.

15. Хамитьянов Н. Х. Состояние и перспективы повышения эффективности применения техники и технологии при строительстве скважин в АО «Самаранефтегаз» / Н. Х. Хамитьянов. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2021. - № 5. - С. 46-48.

16. Цыпкин Е. Б. Микросферы из природного минерального сырья – Gransphere, как альтернатива ценосферам / Е. Б. Цыпкин, А. С. Корстелев. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2021. - № 5. - С. 26-28.

**БУРЕНИЕ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ
ГОРНО - ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ НА
СРЕДНЕБОТУОБИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ, ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ, САХА (ЯКУТИЯ)**

**Тузов Е.В., начальник управления технологий и инжиниринга бурения
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», e-mail: yevgeniy.tuzov@uk.bp.com**

**Кутузова Т.Ю., ведущий специалист отдела инжиниринга бурения
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», e-mail:
TY_Kutuzova@tyngd.rosneft.ru.**

**Вахромеев А.Г., доктор геолого-минералогических наук, доцент, нач.
геологического отдела ИФ РН-Бурение, e-mail: andrey_igp@mail.ru**

Бурение многозабойных скважин является одним из уникальных проектов на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении. Применение передовых технологий позволило добиться высокой эффективности бурения, поставлен рекорд по бурению на суше [1, 2]- построена рекордная 15-ти ствольная многозабойная скважина с общей протяженностью по коллектору 10 162 м, срок строительства которой составил 85 суток.

Однако, сложные горно-геологические условия разреза осадочного чехла значимо влияют на процесс строительства скважин. Наличие в разрезе СБНГКМ интервалов солей, эндогенной трещиноватости, распространенной в теле трапповой интрузии – силла и в приконтактных зонах, а также газоносных коллекторов с аномально высоким пластовым давлением обуславливает несовместимость условий бурения. Ввиду данного фактора наблюдается увеличение затрат времени на борьбу с геологическими осложнениями. Требовался принципиально новый подход и технологии, которые смогли бы оптимизировать циклы строительства скважин.

С целью успешной проводки запланированного профиля и снижения газового фактора, был разработан [2] проект строительства многозабойных скважин под названием «рыбий скелет» или «fish bone». Одной из главных задач проекта является определение оптимальной траектории скважины и технологических приемов, обеспечивающих успешное ее строительство в прохождении через сложный по горно-геологическим условиям интервал трапповой интрузии и Осинский газоносный горизонт.

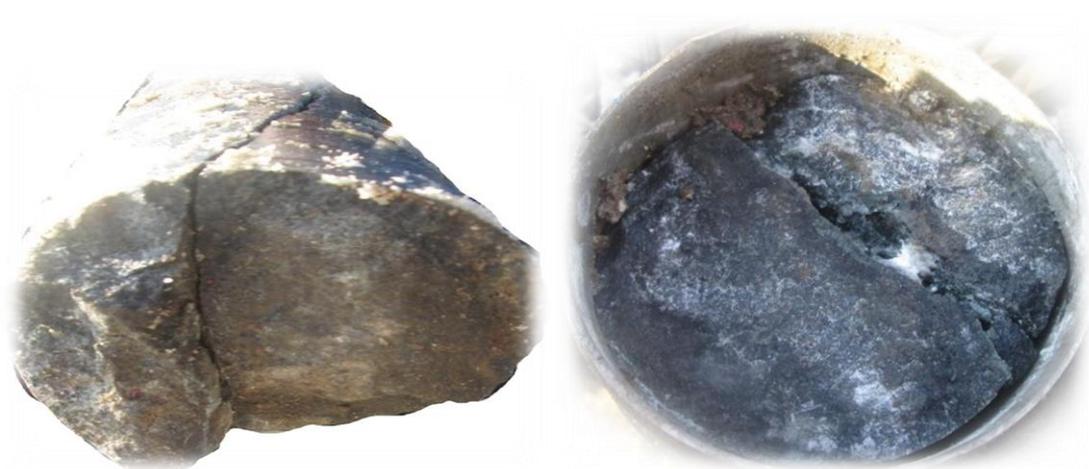


Рисунок 1 – Образец керна в интервале трапповой интрузии

Интервал распространения трапповых интрузий, как правило, характеризуется аномально-низкими пластовыми давлениями и естественной трещиноватостью [3, 5, 7]. Вследствие чего проходка данного интервала сопровождается поглощениями промывочной жидкости вплоть до катастрофических. Наблюдается снижение механической скорости проходки до 0 м/ч; критический износ породоразрушающего инструмента (далее – ПРИ); дополнительное СПО, для смены ПРИ РДС на трехшарошечное; увеличение сроков строительства скважин из-за длительного бурения интервала траппов шарошечным долотом; разрушение и оставление части шарошечных долот на забое скважины при их разрушении. Для ликвидации данных осложнений разработан комплекс мероприятий по превентивной кольматации с наработкой твердой фазы в поглощающих интервалах, вследствие чего бурение в данном участке ведется «вслепую» без использования телесистемы. Это осложняет проводку профиля скважины и эффективной набор угла для входа в продуктивный горизонт.

Для оптимизации работ по бурению в интервале прохождения зоны трапповой интрузии проведена категоризация интервала траппов [4] по характеру осложнений:

- к 1-ой категории «поведения» траппов отнесены скважины, на которых наблюдались осложнения в виде катастрофических поглощений сразу же после вскрытия бурением кровли (10-20% фонда скважин);

- ко 2-ой категории «поведения» траппов отнесены скважины, которые бурились без осложнений (как результат мероприятий, кольматации). Но после того как производилась очистка ствола от кольматанта, поглощения вновь открывались (70-80% фонда скважин);

- к 3-ей категории «поведения» траппов отнесены скважины, которые бурились без всяких осложнений (10-20% фонда скважин).

На СБНГКМ проведен ряд опытно-промышленных испытаний (ОПИ), и введены в работу следующие технологии, позволяющие минимизировать возникновение поглощений при прохождении трапповой интрузии на всех кустовых площадках и существенно сократить сроки строительства скважин, а именно:

1. Применение «Альтернативной конструкции» на скважинах 1ой категории поведения траппов позволило: снизить непроизводительное время при борьбе с поглощениями в участке траппов, уменьшить стоимость строительства скважины за счет меньшего расхода цемента и бурового раствора, создать дополнительный барьер перед вскрытием зоны АВПД, уменьшить длину цементирования секции 178 мм эксплуатационной ОК и исключить МКД, изолировать несовместимые условия бурения трапповых интрузий и Осинского горизонта. На сегодняшний день пробурено 8 скважин с применением «Альтернативной» конструкции с разобщением 2х из 3х несовместимых для бурения зон (трапповой интрузии от Осинского горизонта).

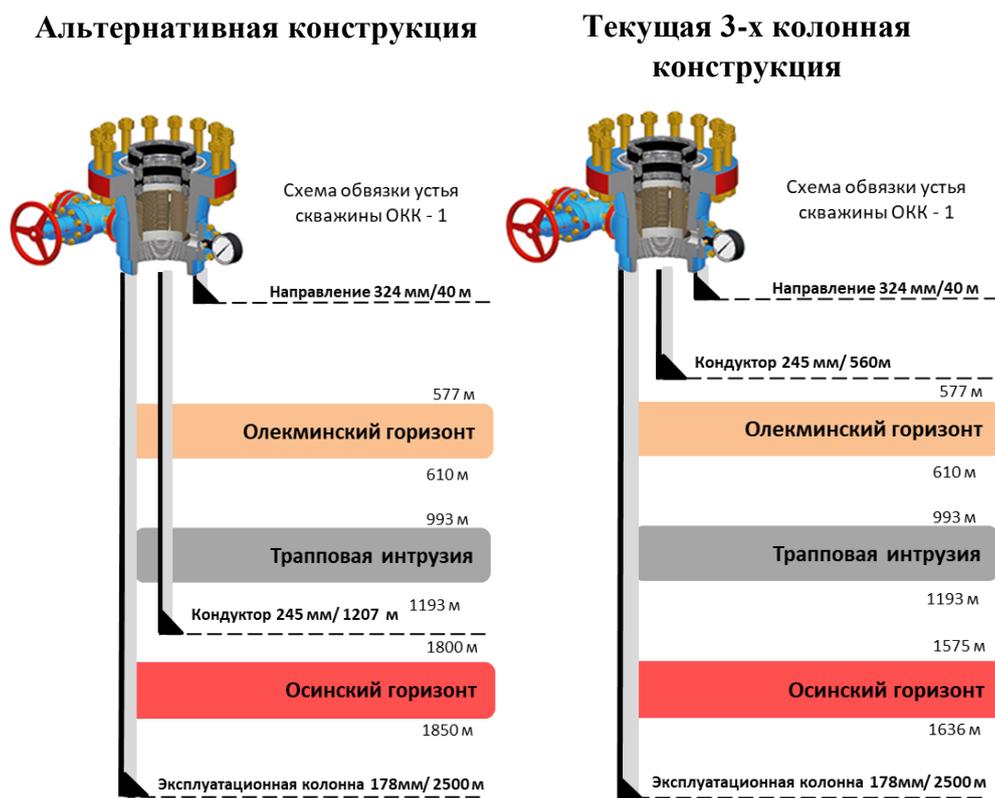


Рисунок 2 – Сравнение 2-х конструкций скважин

2. Разработана и внедрена модификация долота с алмазными вставками, устойчивым к ударным нагрузкам и износу. Инновационная модификация режущей структуры обеспечила 100% бурения траппового тела в один рейс с вышележащими пластами.

3. Применение кольматирующей пачки с наработкой твердой фазы в обход системы очистки дала положительный экономический эффект в скважинах 2-ой и 3-ей категории (до 2х суток цикла строительства), а также экономия затрат на приготовление дополнительных объемов бурового раствора.

В части обеспечения надежной изоляции интервала ГНК в нижележащем Ботуобинском продуктивном горизонте в секции 152 мм, качественной проводки многозабойного профиля скважины, снижения доли поглощения при уплотняющем бурении:

1. Проведены ОПИ на 7-ми скважинах в 2021-2022гг. по применению полых стеклянных микросфер с получением стабильного бурового раствора с управляемой плотностью. Данная технология позволила осуществить проводку скважины в продуктивном горизонте без поглощений бурового раствора. [6].

2. Проведена апробация технологии «RFC-тиксотропный цемент с кольматантом CemNet» на 2х скважинах. Цементная система с низким удельным весом (1.38 г/см^3) для борьбы с интенсивными и полными поглощениями в больших трещинах, пустотах и кавернах. Обладает быстрым гелеобразованием в статических условиях (тиксотропное поведение), быстрым развитием прочности на сжатие цементного камня и повышенной прочностью через 24 часа, по сравнению с обычными облегченными тиксотропными цементами, а также позволяет контролировать поглощения в трещинах, пустотах и кавернах. На 1й из скважин применение тиксотропного цемента дало положительный результат. Апробация продолжается.

3. Проведена апробация технологии активного цементного камня CemFIT Heal для надежной изоляции зоны подвески хвостовика. Использование пластичного цементного раствора с динамическими свойствами с отмывающей буферной жидкости CemPRIME SCRUB для очистки колонны и стенок скважины от бурового раствора на 4х скважинах позволило улучшить качество цементирования в сравнении с использованием базового цемента.

Перечисленные технологии позволили нивелировать риски геологических осложнений при вскрытии продуктивного горизонта песчаников, а также улучшились показатели качества цементирования скважин на 30% по сравнению с 2020 г. за счет внедрения низкофрикционных центраторов для турбулизации восходящего потока тампонажного раствора и оптимизации схемы заканчивания.

Поиск и апробация эффективных подходов, которые позволят снизить непроизводительное время при строительстве многозабойных наклонно-направленных эксплуатационных скважин продолжается.

Библиографический список

1. Методология строительства многозабойных скважин на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении, Восточная Сибирь / Тузов Е. В., Махмутов Д. З., Лисицин М. А. [и др.]. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - ВНИИОЭНГ. – Москва, 2020. - № 12 (336). - С. 35-45.

2. Эффективность бурения и заканчивания наклонно-направленных нефтедобывающих скважин в Восточной Сибири через эволюцию горизонтального участка – от одиночных стволов к конструкции «березовый лист» в связи с детализацией геологического строения залежей УВ / Гринченко В. А., Махмутов Д. З. Близнюков В. Ю. [и др.]. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - Москва : ВНИИОЭНГ. - 2020. - № 5 (329). - С. 8-15.

3. Тузов Е. В. Проблематика бурения скважин в интервале трапповой интрузии на Среднеботуобинском месторождении / Е. В. Тузов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2021. - № 2. - С. 18–24. [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2021-2\(338\)-18-24](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2021-2(338)-18-24).

4. Тузов Е. В. Технологические решения в бурении трапповой интрузии на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении, Восточная Сибирь / Е.В. Тузов, Т.Ю. Кутузова. – Текст : электронный // Наука о Земле и Недропользовании. - 2021. – Т. 44. - №3. - С. 261-270. - URL : Original article <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2021-44-3-261-270>.

5. Решение вопроса катастрофических поглощений в продуктивном горизонте – бурение на растворе с полыми стеклянными микросферами на Среднеботуобинском месторождении / Тузов Е. В., Махмутов Д.З., Лисицин М.А. [и др.]. – Текст : электронный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2021. - № 9(345). - С. 22–30. - URL : [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2021-2\(338\)-18-24](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2021-2(338)-18-24).

6. Rylance M. Drilling With Glass And Air: Using Hollow Glass Spheres To Address A Wide Ranging Drilling Challenge In A Safe / M. Rylance, Y. Tuzov, V. Sherishorin. – Text : direct // Efficient And Cost-effective Manner. - 2021.

7. Сукманский О. Б. Разработка рациональной технологии бурения трапповых интрузий : 05.15.10 : автореф. дис. канд. техн. наук / О. Б. Сукманский. – Уфа, 1988. – 26 с. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Вахромеев А.Г., доктор геолого-минералогических наук, доцент, нач. геологического отдела ИФ РН-Бурение

**DRILLING MULTILATERAL WELLS IN COMPLEX GEOLOGICAL
CONDITIONS OF THE SREDNEBOTUOBINSKOE OIL GAS
CONDENSATE FIELD, EAST SIBERIA, SAKHA (YAKUTIA)**

*Y.V. Tuzov, Department Head, Drilling Technology and Engineering, LLC
TYNGD, e-mail: yevgeniy.tuzov@uk.bp.com*

*T.Yu. Kutuzova, Lead Specialist, Drilling Technology and Engineering, LLC
TYNGD, e-mail: TY_Kutuzova@tyngd.rosneft.ru.*

*A.G. Vakhromeev, Doctor of Geological-Mineralogical Sciences, Head of
Geology Section, Irkutsk Branch of LLC RN-Burenie, e-mail:
andrey_igp@mail.ru*

Drilling multilateral wells is one of the unique projects in the Srednebotuobinskoe Oil Gas Condensate Field (SB OGCF). The application of state-of-the-art technologies allowed the achievement of high drilling efficiency and setting a record in on-shore drilling [1, 2]: a record-breaking well with 15 lateral holes was drilled extending 10 162 m in the reservoir. Its drilling time came to 85 days.

Complex geological conditions in overburden formations, however, still significantly affect the drilling process. Salt intervals, endogenous fracturing in trapp intrusions of SB OGCF cross-sections and near-contact zones, including gas bearing reservoirs with abnormally high reservoir pressure, result in conditions that are incompatible with drilling. Due to this factor, we see an increase in time required to eliminate geological complications. Absolutely new approaches and technologies were required, which could optimize well construction cycle.

In order to achieve planned well profiles and reduce gas-oil ratio, a multilateral drilling design was developed [2], which is called fish bone. One of the key objectives of the project is to determine the most optimal well trajectory and technologies to make sure it can be successfully drilled in complex geological intervals of trapp intrusion intervals and in the Osinskiy gas bearing horizon.

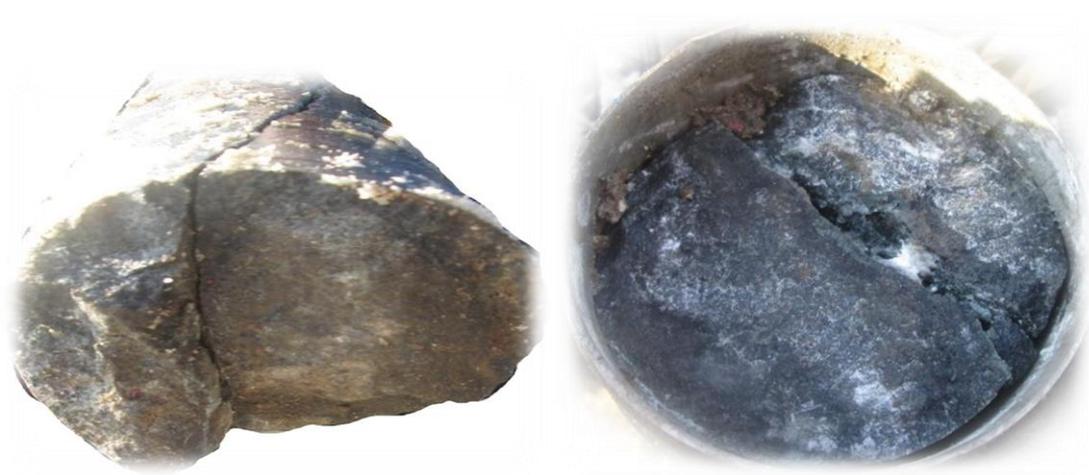


Figure 1 – A core sample from a trapp intrusion interval

Trapp intrusion intervals are usually characterized by abnormally low reservoir pressures and natural fractures [3, 5, 7]. Consequently, drilling in such intervals results in the losses of drilling fluid, which are catastrophic sometimes. The following is observed: reduction of the rate of penetration to 0 m/h; critical bit wear; additional tripping required for replacing PDC bits by roller-cone bits; damaged and left in hole roller-cone bits. To eliminate the complications, a series of measures were developed, including preventative LCM and solids plugging fractures in the loss interval, which makes solid phase accumulate in loss intervals. As a result, drilling in such sections is literary ‘blind’, i.e. without using telemetry. This complicates borehole drilling and angle buildup when reaching the pay interval.

To optimize drilling in trapp intrusion intervals, all trapp intervals [4] were classified according to complication severity:

- Wells, where complications, such as catastrophic losses, occur immediately after penetrating reservoir top, are referred to category 1 of trapp behavior (10-20% of wells);
- Wells drilled without problems (as a result of preventative measures, LCM), are referred to category 2 of trapp behavior. Once the borehole is cleaned of LCM, however, losses occur again (70-80% of wells);
- Wells drilled without any problems are referred to category 3 of trapp behavior (10-20% of wells).

A number of pilot tests were done in the Srednebotuobinskoe Filed, and the following technologies were introduced to minimize losses in trapp intrusion intervals on all well pads and to significantly reduce drilling time, to include:

1. Alternative well design for trapp intrusion category 1 wells helped to achieve the following: reduction of NPT spent for eliminating mud losses in trapp sections, reduction of well costs by using less cement and drilling mud, creation of an additional barrier before penetrating an abnormally high pore pressure area, isolation of incompatible drilling conditions intervals like trapp

intrusions and the Osinsky Horizon. Eight wells have been drilled to date using the Alternative casing design to isolate two of three incompatible drilling zones (trapp intrusion from the Osinsky Horizon).

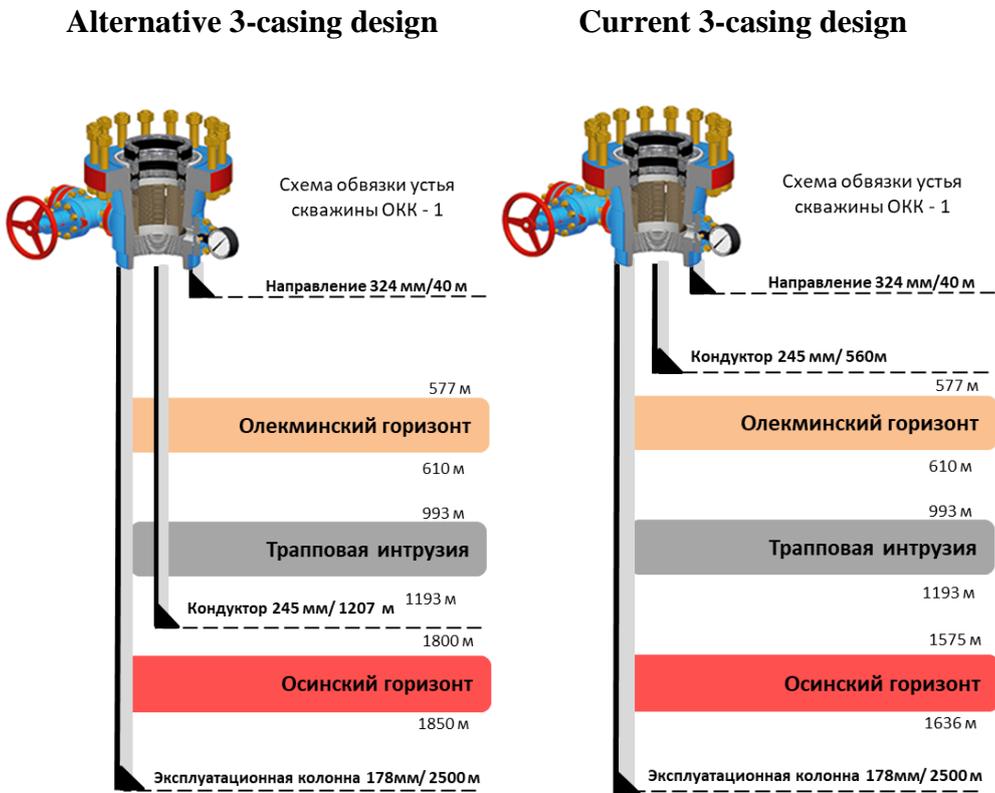


Figure 2 – Comparison of two well designs

2. A modification of diamond insert bit was developed to increase resistance to impact stress and wear. The innovative modification of cutters made it possible to drill trap intrusions in one trip along with overburden formations.

3. Use of LCMs, in which the solid phase is conditioned by bypassing the solids control system, yielded an economic benefit in wells of the 2nd and 3rd category (up to 2 days of well cycle), and savings in the preparation of additional drilling mud.

In order to reliably isolate GOC in underlying pay interval (the Botuobinsky Horizon) in 152mm section, to ensure proper drilling of multilateral well profile, and to reduce losses in the depleting pay sandstone reservoir the list of technologies were utilized:

1. In 2021-2022, seven wells were drilled with hollow glass microspheres in the drilling fluid. Stable drilling mud conditions were achieved allowing control of the fluid losses in the depleted sandstone. This technology allowed drilling laterals in the pay interval without any mud losses. [6].

2. Tests of RFC technology (thixotropic cement with CemNet LCM) were done in two wells. It is a cement system with low specific gravity (1.38 g/cm³) for eliminating intensive and severe mud losses in big fractures, pores, and caverns. It forms gel fast in static conditions (thixotropic behaviour), develops compression strength of cement in 24 hours in comparison with conventional light cement. Use of thixotropic cement was successful in the first well. Trial are still in progress.

3. Active cement technology (CemFIT Heal) for trouble-free isolation of production liner was also trialed. High plasticity dynamic cement slurry containing CemPRIME SCRUB spacer to clean the casing and borehole walls from drilling mud was used in four wells and helped to improve the quality of cementing in comparison with traditional cement.

The above-described technologies helped to mitigate risks associated with drilling in depleted sandstone. Well cementing quality also increased by 30% in comparison with 2020 year result with the utilization of low-friction centralizers creating turbulence of the upward flow of cement slurry.

Searching for new ideas and trialing of effective technologies is still in progress to improve wells integrity, optimize drilling time and cost in multilateral well design on SB OGCF.

References

1. Multilateral Well Drilling Methodology in the Srednebotuobinskoe Oil Gas Condensate Field, East Siberia / Y.V. Tuzov, D.Z. Makhmutov, M.A. Lisitsin [et al.]. – Text : direct // On-shore and Off-shore Drilling of Oil and Gas Wells. - All-Russian Research and Development Establishment for Oil Industry Organization, Management and Economics (VNIIOENG). – Moscow. – 2020. - № 12 (336). - P. 35-45.

2. Efficiency of Drilling and Completion of Directional Oil Production Wells in East Siberia through Horizontal Section Evolution: From Single Boreholes To ‘Birch Leaf’ Design Based of Acquired Knowledge of Geological Structure of Hydrocarbon-Containing Reservoirs / V.A. Grinchenko, D.Z. Makhmutov, V.Yu [et al.]. – Text : direct // On-shore and Off-shore Drilling of Oil and Gas Wells. - All-Russian Research and Development Establishment for Oil Industry Organization, Management and Economics (VNIIOENG). – Moscow. – 2020. - No. 5 (329). - P. 8-15.

3. Tuzov Y.V. Problematics of Drilling Wells in Trapp Intrusion Interval in the Srednebotuobinskoe Oil Gas Condensate Field, East Siberia / Y.V. Tuzov. - Text : electronic // On-shore and Off-shore Drilling of Oil and Gas Wells. - 2021. - №2. - P. 18-24. – URL : [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2021-2\(338\)-18-24](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2021-2(338)-18-24).

4. Tuzov Y.V. Technology Solutions for Drilling in Trapp Intrusions in the Srednebotuobinskoe Oil Gas Condensate Field, East Siberia / Y.V. Tuzov,

T.Yu. Kutuzova . - Text : electronic // Earth and Subsoil Use Science. - 2021. - Vol. 44. - No. 3. - P. 261-270. – URL : Original article <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2021-44-3-261-270>.

5. Solution for the Problem of Catastrophic Losses in the Pay Interval: Drilling with Mud Containing Hollow Glass Micro Spheres in the Srednebotuobinskoe Oil Gas Condensate Field / Y.V. Tuzov, D.Z. Makhmutov, M.A. Lisitsin [et al.]. – Text : direct // On-shore and Off-shore Drilling of Oil and Gas Wells. - 2021. - No. 9 (345). - P. 22-30. - URL : [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2021-2\(338\)-18-24](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2021-2(338)-18-24).

6. Rylance M. Drilling With Glass And Air: Using Hollow Glass Spheres To Address A Wide Ranging Drilling Challenge In A Safe, Efficient And Cost-effective Manne / M. Rylance, Y. Tuzov, V. Sherishorin. - 2021. – Text : direct.

7. Sukmanskiy O. B. Development of a Rational Technology for Drilling in Trapp Intrusions: Extended abstract of Cand. Sci. (Eng.) : 05.15.10 : dissertation / O. B. Sukmanskiy. – Ufa, 1988. – 26 p. – Text : direct.

Adviser: Andrey Gelievich Vakhromeev, Doctor of Geological-Mineralogical Sciences, Head of Geology Section, Irkutsk Branch of LLC RN-Burenie.

АНАЛИЗ УТЯЖЕЛЯЮЩИХ ДОБАВОК ДЛЯ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН С АВПД

Желев А., группа ТВПм-20-1, г. Тюмень, zhelev1996@mail.ru

Существуют ряд утяжелителей для обработки бурового раствора при вскрытии пластов с АВПД. У данных добавок существуют ряд, как и положительных, так и отрицательных сторон. Целью последующего анализа, определение всех этих сторон и выявление лучшей добавки для утяжеления бурового раствора на данный момент для бурения пластов с АВПД.

В каждом случае, при бурении пластов с АВПД, первоначальным действием является определение природы их возникновения. В настоящее время существуют множество гипотез природы возникновения АВПД. Одними из гипотез являются:

- миграция флюидов в коллектор под весом пород;
- образование АВПД при генерации углеводородов;
- вертикально-миграционные механизмы;
- тектоническое сжатие;
- влияние теплового фактора.

В зависимости от природы возникновения, а также геологических условий, производится выбор подходящей добавки для утяжеления бурового раствора при вскрытии пластов с АВПД.

В свою очередь, в нефтегазовой отрасли существуют ряд утяжелителей, которые используются в настоящее время при строительстве скважин, имеющие в геологическом разрезе пласты с АВПД. Каждый из утяжелителей совершенствуется, учитывая недостатки своих прототипов. Таким образом, вопрос их совершенствования стоит на первом месте. Многие из них представлены в таблице 1.

При этом использование добавки для утяжеления бурового раствора, должна не только быть выгодной в экономическом плане, но и позволять минимально воздействовать на экологию в целом.

Таблица 1 – Утяжелители для обработки бурового раствора

Утяжелитель	Хим. состав	Плотность, г/см ³	Примечание
Баритовые	Барит BaSO ₄ (сульфат бария) – минерал, содержащий 65,7% BaO и 34,3 % SO ₃ , а также примеси: Sr, Pb, Ra, Fe ₂ O ₃	4,3 – 4,7	Твердость по шкале Мооса 2,5 – 3,5
Железистые	Гематит – минерал, содержащий 70 % Fe ₂ O ₃	5,0 – 5,3	Твердость по шкале Мооса 5 – 6
	Магнетит – минерал железных руд. 31 % FeO, 69 % Fe ₂ O ₃	4,2 – 4,35	Твердость по шкале Мооса 5,5 – 6,5
Галенитовые	Галенит – PbS, содержит 86,6 % Pb и 13,4 % S	от 3,0 до 7,0	Твердость по шкале Мооса 2 – 3
Карбонатные	Доломит – минерал состава Ca, Mg(CO ₃) ₂	2,8 – 2,9	Твердость по шкале Мооса 3,5 – 4,0. Применяется ограничено для утяжеления буровых растворов плотностью до 1,5 – 1,7 г/см ³
	Известняк: CaCO ₃	2,7	

Существует также добавка, включающая в себя баритовый концентрат, магнетитовый концентрат, а также триполифосфат натрия. За счет использования магнетитового концентрата природного происхождения возрастает степень абразивности, что крайне нежелательно при бурении скважин. Также применяется флотационный барит, с целью снизить абразивность, но все это ведет к снижению утяжеляющей способности добавки в целом. Решая вопрос с уменьшением утяжеляющей способности, применяется триполифосфат натрия, что уменьшает содержание водорастворимых солей кальция.

Решая вопрос с проблемой понижения абразивности, а также сохранения утяжеляющей способности, была найдена добавка [1], которая позволяет не только избавиться от триполифосфата, но и полностью заменить флотационный барит на гравитационный, а также использовать железосодержащий концентрат, который получают из золошлаковых отходов. Использование данной добавки, не только приведет к снижению

затрат на реагенты, но и снизит негативное воздействие человека на экологию за счет использования ЗШО.

Добавка на основе гравитационного барита, а также ЗШО, показывает значения магнитной восприимчивости в разы меньше, нежели его аналоги, но и по показателям абразивности, они намного лучше тех же своих аналогов. Рисунок 1.

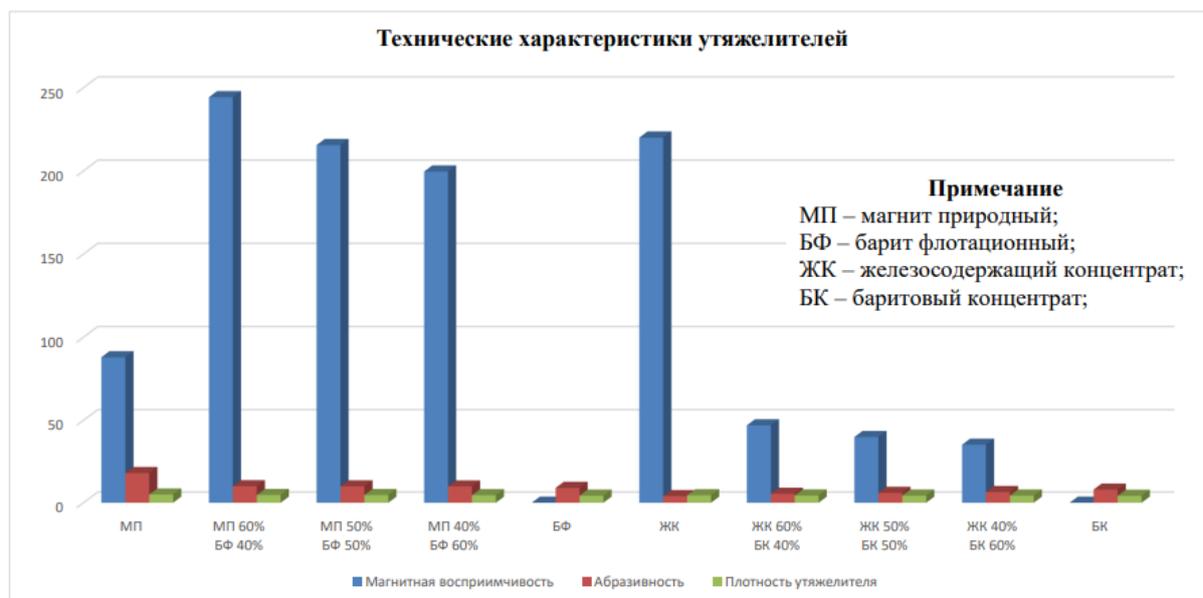


Рисунок 1 – Сравнительный анализ утяжелителей

Проанализировав множество добавок для утяжеления бурового раствора при вскрытии пластов с АВПД, можно остановиться на отдельные, которые позволят добиться максимально низкого абразивного воздействия, а также будут иметь максимально низкую магнитную восприимчивость, что является основополагающим при выборе добавки.

Таким образом, считаю, что утяжеляющие добавки необходимо дальше совершенствовать, чтобы максимально снизить, как и абразивность, так и магнитную восприимчивость, но с упором на минимальное воздействие на экологию.

Библиографический список

1. Патент 2020143542 Российская Федерация Утяжелитель для обработки буровых растворов : опубл. 29.12.2020. / Ёлшин В. В., Богидаев С. А. [и др.]. - Текст : непосредственный.

2. Фенин Г. И. Аномальные пластовых давления в зонах углеводородакопления нефтегазоносных бассейнов / Г. И. Фенин. - Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология.

3. Загорский Ю. А. Роль флюидодинамических процессов в образовании и размещении залежей углеводородов на Севере Западной Сибири: дис. канд. геолого-минералогических наук / Ю. А. Загорский. - Т., 2017. - С. 5 – 15. - Текст : непосредственный.

4. Патент 2003123761/03 Российская Федерация. Утяжелитель для обработки буровых растворов : опубл. 28.07.2003 / Рябоконт С. А. [и др.]. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Щербич Н.Е., доцент кафедры НБ, к.т.н., доцент

ОСОБЕННОСТИ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ С АВПД

Желев А., группа ТВПм-20-1, г. Тюмень, zhelev1996@mail.ru

Для изучения вопроса об особенностях вскрытия пластов с АВПД, необходимо уделить внимание природе их возникновения и их значимость в нефтегазовой отрасли.

Природа возникновения АВПД, на сегодняшний день, остается не до конца изученной. Существуют множество гипотез и предложений, как отечественных, так и зарубежных исследователей.

В свою очередь, такой интерес к данной аномалии связан с самим процессом бурения, поскольку при неправильном выборе технологии проведения работ, а также специального оборудования, возможны финансовые затраты, а также может привести к человеческим жертвам на буровой. Помимо этого, аномально высокое пластовое давление в геологическом разрезе скважины приводит к повышению удельных запасов газа, увеличивает время естественной эксплуатации нефтяных и газовых скважин и т.д., что ставит вопрос о необходимости изучения возникновения данной аномалии для развития нефтегазовой отрасли и возможности бурения в целом.

Аномально высокое пластовое давление (АВПД) – давление, действующее на флюиды, которые содержатся в поровом пространстве самой породы (коллектора), а величина его отличается от гидростатического. Само АВПД характеризуется коэффициентом аномальности, а оно представлено отношением пластового давления к его условному гидростатическому для глубины, взятую при расчете.

Для правильного суждения, что в геологическом разрезе присутствует аномально высокое пластовое давление, должно выполняться следующее условие:

$$R_{пл/у. гидр.} \geq 1,30$$

В свою очередь, на некоторых месторождения Российской Федерации наблюдается соблюдение этого условия, на таких как:

Надымское, Медвежье, Юбилейное, Уренгойское, Саламановское (Утреннее) и др.

Таким образом, изучение вопроса особенности вскрытия пластов с АВПД является приоритетной задачей. Одним из основополагающих факторов при бурении скважин, в разрезе которой присутствует пласт с аномально высоким пластовым давлением, исходя из техники безопасности, обязательный спуск и цементирование обсадной колонны до интервала с АВПД. Таким образом, для вскрытия пласта с АВПД необходимо строгое разделение на интервалы одинаковой буримости, что, в свою очередь, отделит интервал с АВПД от другого, где давление не превышает гидростатическое.

Для бурения интервала с АВПД необходима замена бурового раствора, которая позволит бурить дальше также на репрессии. Для этого, бурение буровым раствором, использованный для предыдущего интервала бурения, нецелесообразно, поскольку давление, создаваемое этим буровым раствором, не сможет создать противодействие на пласт. Но, иногда на практике, процесс бурения осуществляется на равновесии, т.е. забойное давление близко приближено к пластовому. Но при бурении скважины на равновесии, после вскрытия пластов с АВПД, необходима закачка бурового раствора уже с плотностью, создающая большее давление, чем в пласте, во время СПО и прочих работ.

Помимо разделения геологического разреза на интервалы одинаковой буримости, выбора утяжеленного бурового раствора для вскрытия пласта с аномально высоким пластовым давлением (АВПД), необходимо перед его вскрытием спустить промежуточную колонну для перекрытия вышележащих пластов. Спускается и обсаживается данная колонна, с целью предотвращения гидроразрыва пород, слагающие геологический разрез выше интервала с АВПД, поскольку плотность утяжеленных буровых растворов создает такое давление с глубиной, которое значительно может превысить давление гидроразрыва.

Также помимо самого процесса бурения, необходимо не забывать о технике безопасности, а при вскрытии пласта с АВПД, безопасность является превыше всего. Таким образом, необходимо убедиться в правильности установки превенторов, которые могут загерметизировать скважину при внезапном нефтегазоводопроявлении, выбросу или фонтану.

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод, что вскрытие интервалов с АВПД значительно отличается от вскрытия обычных пластов, где давление не превышает гидростатическое. Само вскрытие данного интервала подразумевает под себя, правильность проектных расчетов, подбора бурового утяжеленного раствора, а также быстрая реакция и правильные действия при не приведенных ситуациях.

Научный руководитель: Щербич Н.Е., доцент кафедры НБ, к.т.н., доцент

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В УПРАВЛЕНИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Утемисова Л. Г., место обучения Satbayev University, место работы ТОО «КМГ Инжиниринг», магистр технических наук

В процессе разработки зрелых месторождений возникает ряд геологических, а также технологических осложнений. С целью увеличения бесперебойной работы подземного оборудования скважин, компании применяют различные методы и способы.

Текущая разработка подавляющего большинства нефтегазовых месторождений страны находится на этапе добычи трудноизвлекаемых запасов, обусловленных неблагоприятными для извлечения геологическими условиями залегания нефти и физическими ее свойствами. Данная проблема извлечения нефти и газа из пласта обязывает к совершенствованию технологий всего процесса извлечения углеводородного сырья.

Основной способ добычи на месторождениях национальной компании АО «НК «КазМунайГаз» представлен механизированным способом эксплуатации (УШГН, УЭЦН, УШВН). В зависимости от горно-геологических условий и свойств добываемых флюидов при добыче нефти и газа существует множество осложняющих факторов, сопутствующие механизированной добыче, такие, как частая обрывность штанг, негерметичность насосно-компрессорных труб усиливаются коррозионными процессами, эрозивным износом подземного оборудования, вредным влиянием газа. Анализ отказов скважин на крупнейших предприятиях национальной компании показывает, что обрывы штанг, негерметичность насосно-компрессорных труб, обусловленная протиранием и коррозией, составляют в среднем 25% всех преждевременных отказов предприятий.

Обеспечение бесперебойной работы подземного оборудования является одной из основных задач с целью сокращения времени простоя скважин, а также поддержания показателей нефтедобычи на уровне.

На сегодняшний день, компании вырабатывают ряд мер по борьбе с осложняющими факторами с целью снижения количества отказа подземного оборудования скважин. Методы направлены на снижение влияния осложняющего фактора, либо замену подземного оборудования на новое.

По результатам анализа отказов скважин месторождений национальной компании, был сделан вывод, что порой те или иные

мероприятия оказываются не совсем эффективными, как хотелось бы. И для более эффективных методов, а также для поддержания уровня добычи, необходимо проведение более глубокого анализа исторических данных работы скважин путем агрегации и интеграции всех имеющихся источников данных в единую информационную систему. За счет автоматизации управления режимами погружного оборудования возможно повысить скорость реагирования на изменение целевых параметров эксплуатации скважин.

Основываясь на опыте внедрения и применения автоматизированных информационных систем во многих крупных мировых компаниях, можно сделать вывод, что данные системы внедряются для создания единой базы с целью увеличения эффективности производственной деятельности посредством создания единой платформы для анализа работы скважины и подземного оборудования.

В связи с производственной необходимостью и вопросом реализации системного обоснованного подхода к подбору подземного оборудования на месторождениях национальной компании, а также понимая и высоко оценивая возможности цифровизации производства, возникла идея создания модуля «Подбор ГНО».

Модуль «Подбор ГНО» информационной системы АВАІ – это программный комплекс для корректного подбора подземного (глубинно-насосного) оборудования на основе автоматической агрегации входных параметров из существующих баз данных месторождения, построения модели кривой притока и оценки потенциального режима работы скважины. Повышение эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин, снижение преждевременных отказов глубинно-насосного оборудования, повышение межремонтного периода скважин, что в конечном итоге обеспечивает финансовую прибыль предприятия -является основной целью разработки модуля «Подбор ГНО». При использовании модуля в работе инженер-технолог будет иметь возможность в режиме одного окна отслеживать текущую информацию по скважине, к примеру, оценить историю ремонта скважин, оценить проекцию оси скважины на горизонтальную плоскость, обрисковать текущий потенциал скважины, применить алгоритм оценки потенциала новых скважин по анализу скважин окружения. Применение автоматической агрегации всех данных скважины для расчета и подбора подземного оборудования позволит существенно оптимизировать время подбора глубинно-насосного оборудования, предотвратить ошибки при вводе данных, избавит от рутинных процессов поиска геологических, технических и исторических сведений.

Общая схема, по которой происходит расчет и подбор подземного оборудования скважин, выглядит следующим образом:

- агрегация данных по скважине из существующих баз данных месторождения для функционирования модуля;
- на основе данных по режиму работы скважины строится модель притока, расчет потенциала скважины;
- анализируется потенциал скважины с применением следующих характеристик кривой притока: начального пластового давления, Q_j , Q_n , газового фактора и обводнённости по замерам мобильных установок;
- оценка потенциала новой скважины по результатам ГДИС и по анализу скважин окружения;
- выбор способа эксплуатации на основе оценки технико-экономических показателей эксплуатации двух способов эксплуатации (NPV – чистая приведенная стоимость проектов внедрения);
- подбор подземного оборудования – модуль предоставляет готовый дизайн установки ШГН, ЭЦН, либо рассчитывает все возможные условия фонтанирования скважин при расчете фонтанного способа.

Для оценки результатов расчетов подбора штанговых глубинных насосов с помощью модуля, также параллельно осуществлялся подбор компоновок в другом лицензионном программном обеспечении (далее - ПО), которое широко используется в нефтедобыче.

Критерием оценки корректности подбора компоновок является значение нагрузки в точке подвеса штанг.

На рисунке ниже показано сравнение минимальной нагрузки в точке подвеса штанг. Среднее отклонение от расчетных результатов (нагрузки, при расчете в другом ПО) составило 1%, при максимальном отклонении - 4%.

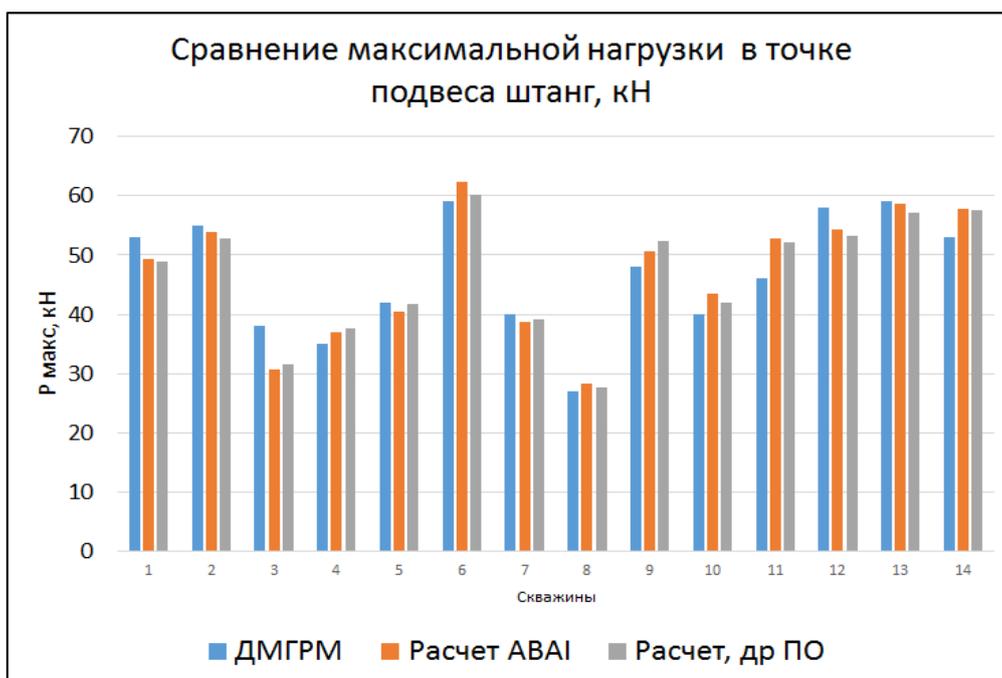


Рисунок 1 – Сравнение максимальной нагрузки в точке подвеса штанг, кН

Учитывая отличные результаты сходимости по нагрузкам в точке подвеса штанг, было начато и успешно завершено опытно-промышленное использование модуля на пилотном месторождении компании.

На сегодняшний день проходит промышленное внедрение модуля «Подбор ГНО» на пилотном месторождении компании. Для оценки эффективности модуля, с целью увеличения межремонтного периода скважин, подбор компоновок осуществляется на часто-ремонтируемом фонде скважин. По результатам оценки эффективности внедрения модуля на пилотном месторождении ожидается тиражирование модуля «Подбор ГНО» на других месторождениях компании, где широко применяется механизированный способ эксплуатации скважин.

Применение специального программного комплекса по подбору подземного оборудования позволит компании оптимизировать финансовые затраты путем снижения количества ремонтов скважин, снижения времени простоя скважин, оптимизации компоновок скважин, снижения трудозатрат на анализ исторических данных по скважине из различных баз данных.

Библиографический список

1. Механизированная добыча нефти и искусственный интеллект : Цифровые технологии в добыче нефти : [сайт]. - URL : - neftegaz.ru. - 2020. - Текст: электронный.

2. «Методика по составлению технологических режимов эксплуатации нефтедобывающих скважин АО «НК «КМГ»». - 2018 г. - Текст : непосредственный.

3. PI TR 11L Design Calculations for Sucker Rod Pumping Systems (Conventional Units) 5-th edition. - 2008 г. – Text : direct.

4. Михайлович Н. Н. «Повышение эксплуатационных характеристик нефтепромыслового оборудования в территориально-производственном предприятии «Лангепаснефтега» / Н. Н. Михайлович // РГУ нефти и газа им Губкина. - 2000 г. - Текст : непосредственный.

5. Ляпков П. Д. «Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине» / П. Д. Ляпков. - Москва: МИНГ, 1987 г. - Текст : непосредственный.

6. Márquez R. Modeling downhole natural separation / R. Márquez. - The University of Tulsa, 2004 г. – Text : direct.

7. «Скважинные насосные установки для добычи нефти» / В. Н. Ивановский. - 2002 г. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Бекбауов Б. Е., PhD, ассоциированный профессор

РАЗРАБОТКА СЕДИМЕНТАЦИОННО-УСТОЙЧИВЫХ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ

*Попова Ж. С., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень,
popovazs@tyuiu.ru*

В настоящее время все чаще встречаются проблемы качественного цементирования газовых скважин, как и вертикальных, так и направленных. Большинство месторождений работают на истощение, по этому также актуально бурение горизонтальных скважин с направленным участком.

В этой связи существует проблема сокращения срока осаждения тампонажных растворов. Поэтому необходимо разработать седиментационно-устойчивый тампонажный раствор, который удовлетворительно себя будет вести при изменении давления в скважине, температуры на забое и скорости подачи раствора на забой. Следовательно необходимо разработать тот тампонажный раствор, который будет подвержен различным технологическим, эксплуатационным факторам, смене рецептуре, отвечающим требованиям при цементировании газовых скважин, находящимся в районах Крайнего Севера.

Для решения поставленной задачи необходима разработка раствора, удовлетворяющего условия Севера Тюменской области, по данным

геологов и предыдущих опытов цементирования, облегченного тампонажного раствора с повышенным сцеплением к металлу и горной породе.

Большинство месторождений в настоящее время находятся на завершающей стадии разработки и большое количество скважин обводнены необходимым раствором, который повысит адгезию цементного камня. Для предотвращения дренирования жидкости в заколонном пространстве до цементирования скважин и в процессе ожидания затвердевания цемента рекомендуем использовать седиментационно-устойчивый тампонажный раствор.

Для решения данной задачи были разработаны следующие действия:

- повышение адгезионных свойств раствора
- увеличение сцепления раствора с обсадной колонной
- применение расширяющихся добавок для увеличения герметичности в затрубном пространстве, увеличивая физическую адгезию.

При проведении исследований были применены водоэмульсионные эпоксиуретановые композиции. В их состав входит:

- эпоксидно-уретановый состав
- отвердитель
- вода
- соэмульгатор, добавка снижающая водопотребление композиции
- наполнитель – комплексная добавка для регулирования плотности, самоуплотнения композиции.

Предел прочности на изгиб определяли после двух суток твердения. Эксперименты с моделями на ЭВМ позволяют осуществить многовариантный анализ рецептурно-технологических решений.

Облегченные тампонажные цементные растворы седиментационно неустойчивы (расслаиваются по высоте). Растекаемость определяли по пробору АЗНИ, который показал 220-250 мм как при введении пластифицирующих добавок, так и без пластифицирующих добавок. Седиментационные процессы в тампонажных растворах повышают неоднородность физико-механических характеристик цементного камня. Это установлено расчетными коэффициентами вариации, которые повышаются с 4-5 % (по норме) до 35-45 %.

В систему «цемент + АСМ + вода + пластификатор» в виде водных растворов при введении ПАА исследуемого состава было получено следующее:

- оптимальный расход ПАА (на сухое вещество) составляет от 0,018 до 0,1 % от массы вяжущего;
- уменьшается водоотделение системы с 16 до 0 мл;
- увеличивается адгезия тампонажного камня к металлической трубе на 30 %;

- устраняется потеря текучести раствора, так как увеличиваются сроки схватывания раствора при росте физико-механических показателей камня.

При введении ПАА исследуемого состава в систему «цемент + АСМ + вода + пластификатор + хлорид натрия» в сухом виде:

- оптимальный расход ПАА (на сухое вещество) составляет от 0,005 до 0,01 % от массы вяжущего;

- снижается водоотделение (при растекаемости 250 мм) с 16-35 до 0 мл;

- возрастает адгезия к металлической трубе в три раза;

- при увеличении ПАА до 0,01 % снижается плотность раствора на 100-150 кг/м³ за счет увеличения водопотребности (В/Ц) раствора при некотором снижении физико-механических характеристик камня. Это явление можно использовать для уменьшения расхода АСМ в тампонажные смеси.

Отработана технология покрытия гидрофобизирующими составами, обеспечивающая временную консервацию гидрофилизированных свойств гранул ПАА. Через заданное технологическое время происходит дезактивация защищенной поверхности и она начинает работать в композиционной системе. Эта технология позволит вводить водонабухающие полимеры без значительного увеличения водопотребности (В/Ц) цементных композиций и обеспечивает стабильную вязкость в течение всего времени закачки тампонажных растворов. Изготовлены образцы на длительные испытания деформативных свойств тампонажных камней: расширения-усадки, самонапряжения тампонажного камня.

Новый ГОСТ 1581-96 на тампонажные цементы разрешает использовать бездобавочные цементы с завышенным содержанием потерь при прокаливании и нерастворимого остатка даже без введения технологических и модифицирующих добавок при помоле цемента. Такая формулировка позволяет использовать в тампонажных цементах и поставлять потребителям:

- цементы на плохоспеченных клинкерах (технологический брак), которые плохо устойчивы в первой группе коррозии;

- цементы с технологическим мусором со склада клинкера;

- лежалые цементы из силосов.

Библиографический список

1. Рябоконт С. А. Седиментационно устойчивые тампонажные составы для цементирования горизонтальных скважин / С. А. Рябоконт, М. О. Ашрафьян, Ю. В. Гринько. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2003. - № 4. – С. 98-101.

2. Исследования кавернозных участков в наклонно направленных скважинах / Б. М. Курочкин [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1991. - № 7. – С. 7-8.

3. Полимерцементные композиции для установки водоизоляционных мостов в сеноманских скважинах / А. А. Ахметов, Г. А. Киряков [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2003. - № 3. – С. 68-69.

4. Облегченные и сверхлегкие тампонажные растворы / В. И. Вяхирев, В. В. Ипполитов [и др.]. – Москва : Недра, 1999. – 180 с. - Текст : непосредственный.

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ КОМПОНЕНТОВ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ

*Тулубаев А.Б., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень,
tulubaevab@tyuiu.ru*

Многообразие типов буровых растворов и их рецептур позволяет успешно проводить работы по строительству скважин практически в любых геологических и термобарических условиях. Такое множество вариантов говорит о сложности физико-химических процессов происходящих как внутри гетерогенных систем так и при взаимодействии промывочного агента с минералами, сланцами, пластовыми водами, углеводородами и прочими компонентами геологического разреза. Именно при взаимодействии с компонентами горных пород происходят условия, определяющие безаварийность процесса бурения, последующее качество крепи скважины и ее долговечность.

Исходя из необходимости предотвращения процессов ведущих к осложнениям, выработан подход к подбору типа бурового раствора, основанный на его инертности. Изучаемая нами технология криогенного бурения, основанная на использовании бурового раствора с отрицательной температурой, также соответствует данному подходу если рассматривать бурение интервалов сложенных многолетними мерзлыми породами.

Технология криогенного бурения [1] предусматривает создание в скважине отрицательной температуры, для чего необходим поиск жидкостей на безводной основе с низкой температурой кристаллизации. Применение данной технологии, при подтверждении своей эффективности, позволит предотвратить основные виды осложнений при строительстве скважин, особенно характерные для районов залегания многолетних мерзлых пород [2]. В перспективе технология криогенного бурения может стать революционной, обеспечив возможность бурения скважин в осложненных условиях по сложным траекториям и в некоторых случаях облегчить конструкцию скважин.

В качестве промывочного агента рассматривается использование специального синтетического вещества кетонового ряда - перфторэтилизопропилкетона. Кетоны представляют собой органические соединения, которые содержат карбонильную группу (атом углерода, двойную связанную с атомом кислорода). Карбонильная группа является односвязной с двумя углеводородными группами, полученными химическими реакциями окисления, гидролиза и др. окислением вторичных спиртов. В молекуле перфторэтилизопропилкетона все атомы водорода заменены на прочно связанные с углеродной решеткой атомы фтора (рисунок 1). Такие свойства делают вещество инертным во взаимодействии с другими молекулами [3].

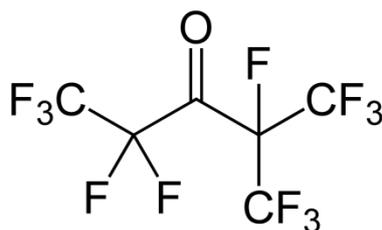


Рисунок 1 – Молекулярная структура перфторэтилизопропилкетона

Исследования физико-химических свойств кетона были проведены в лаборатории ЦПИИР ТИУ. В рамках исследований на первом этапе изучались: скорость фазового перехода в газообразное состояние, зависимость плотности и кинематической вязкости от температуры. Изучалось концентрирование и возможность конденсирования насыщенных паров фторкетона в условиях движущейся воздушной массы, в статических условиях и приближенных условиях подобно наличию гидрозатвора (рисунок 2). Изменение и поддержание температуры эксперимента осуществлялось с помощью жидкостного термостата. Измерения по определению плотности фторкетона проводились при различных температурах (рисунок 3). Определение кинематической вязкости осуществлялось на вискозиметре ВПЖ-4 (рисунок 4).

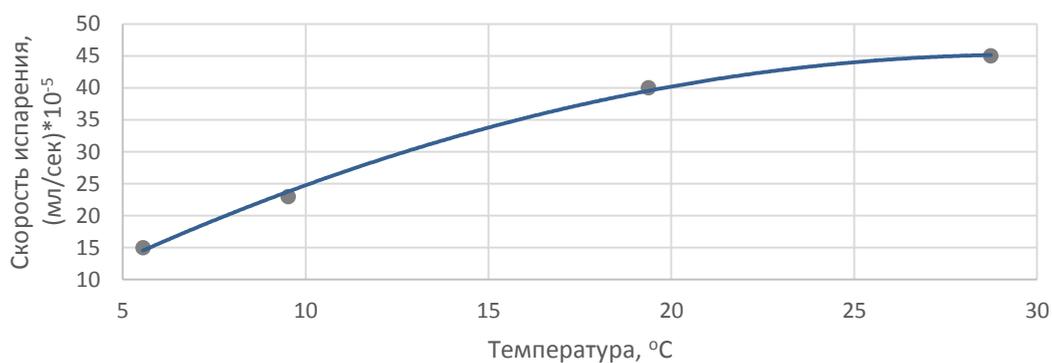


Рисунок 2 – График зависимости скорости испарения фторкетона от температуры

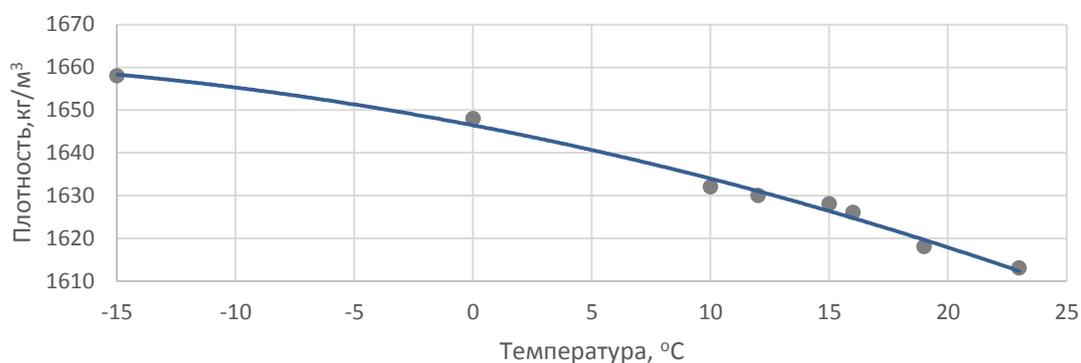


Рисунок 3 – График зависимости плотности фторкетона от температуры

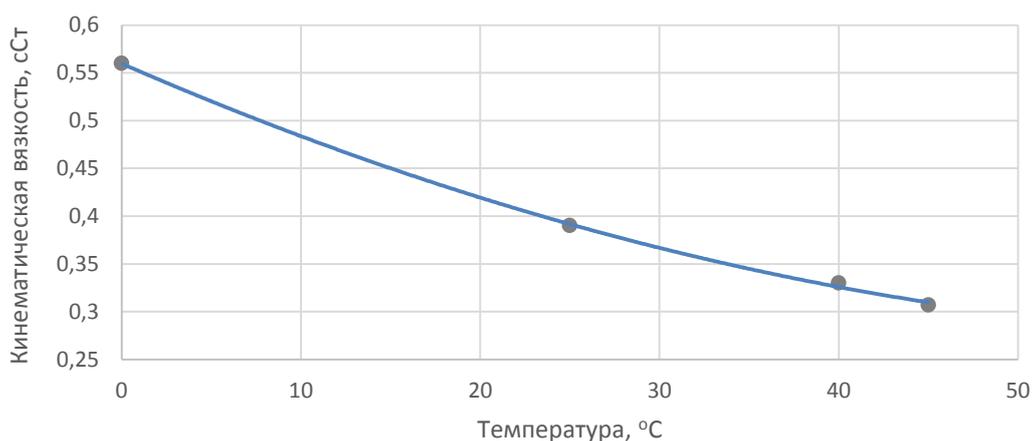


Рисунок 4 – График зависимости кинематической вязкости фторкетона от температуры

На втором этапе исследований проводились эксперименты по определению наличия взаимодействия фторкетона с жидкостями различного природного происхождения: дистиллированная вода, сырая

нефть и растительное масло. Образцы подвергались механическому перемешиванию лабораторным шпателем, а затем надежно закреплялись на платформе настольного шейкера ПЭ-6500 и в течение 15 минут активно перемешивались. По результатам экспериментов выявлено, что жидкости не смешиваются как в чистом виде, так и при наличии некоторых распространенных эмульгаторов (натрий лаудрил сульфанол). В силу высокой плотности фторкетон концентрируется у основания колбы вытесняя менее плотную жидкость.

При добавлении гелеобразующего агента в систему фторкетон-эмульгатор-вода образовывается неустойчивая пена (рисунок 6а), которая быстро разрушается с течением времени, однако с добавлением масла растительного происхождения формируется устойчивая вязкая пенная система, которая не разрушается при условии обеспечения герметичности сосуда хранения.

На заключительном этапе исследований рассматривалось взаимодействие фторкетона и бентонитовых глин (марки ПБМБ). При добавлении фторкетона в мерный цилиндр, содержащий глинопорошок (5 грамм) и дальнейшем перемешивании не происходило образования суспензии: глина концентрировалась у основания цилиндра, вытесняя фторкетон в верхнюю часть сосуда. Также был проведен тест по набуханию глинопорошка ПБМА (вых. $18,0 \text{ м}^3/\text{т}$) на фторкетоне. Результат оказался нулевым.

Для получения эмульсии фторкетон смешивался с различными спиртами и растворителями: 1 Фторкетон растворяется в растворителе НЕФРАС С2 80/120. Для образования раствора нет необходимости в механическом воздействии (рисунок 5а); 2 При введении фторкетона в сосуд с изопропиловым спиртом появляется видимая граница раздела фаз, но при механическом перемешивании или при использовании шейкера, полученный раствор остается однородным (рисунок 5б); 3 Этиленгликоль не вступает в реакцию с фторкетонем, однако при использовании шейкера происходит образование мелкодисперсной эмульсии, которая со временем распадается на исходные компоненты (рисунок 5в); 4 При добавлении ПЭГ (полиэтиленгликоль) и резорцина образуется гораздо более стойкая эмульсия (рисунок 5г).



Рисунок 5 – Смешивание фторкетона со спиртами

На основании полученных экспериментальных данных можно сделать следующие выводы: плотность фторкетона существенно увеличивается с уменьшением температуры, что ограничивает диапазоны допустимых температур применения в качестве промывочной жидкости; фторкетон инертен к пластовым флюидам и горным породам (в частности в отношении бентонитовых глин как к источнику осложнений, связанных с их гидратацией и набуханием); обладает низкой температурой кристаллизации (-108°C), является ингибитором тепловых реакций и имеет низкий класс опасности [4].

Проведенные исследования позволяют предположить, что при дальнейшем изучении свойств перфторэтилизопропилкетона возможно создание промывочной жидкости для криогенного бурения, которая позволит минимизировать риски возникновения осложнений, связанных с растеплением толщи многолетнемерзлых пород. В дальнейшем планируются работы по более детальному исследованию процессов испарения (в особенности, проведение тестов при отрицательных температурах), определению плотности вещества в более широких пределах температур, подбору эмульгатора для создания устойчивой эмульсии и реагентов для придания необходимых параметров промывочной жидкости [5].

Библиографический список

1. Тулубаев А. Б. Технология криогенного бурения нефтяных и газовых скважин / А. Б. Тулубаев. - Текст : непосредственный// Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири: сб. мат. Междунар. академич. конф. – Тюмень : ТИУ, 2018. – С. 145-149.
2. Напряженно-деформированное состояние крепи скважин в криолитозоне: учеб. пособие / Кузнецов В.Г. [и др.]. – Москва : Недра, 2003. - 154 с. - Текст : непосредственный.

3. Тулубаев А. Б. Научно-технологические аспекты и перспективы применения технологии «криогенного бурения скважин» / А. Б. Тулубаев, Е. В. Паникаровский. - Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2020. - № 3. - С. 54-62.

4. Получение перфторэтилизопропилкетона из гексафторпропена / Биспен Т. А., Масленников И. Г., Молдавский Д. Д., Феничев И. М. - Текст : непосредственный // Известия СПбГТИ(ТУ). - 2016. - №37. – С. 29-31.

5. Растворы для низкотемпературных условий бурения / Тулубаев А. Б., Королева И. А., Казанцева А. М., Попова Ж. С. - Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. - 2021. - №6. – С. 54-57.

БУРЕНИЕ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИИ ПРИ НАЛИЧИИ ЗОН ИНТЕНСИВНОГО КАРСТА

Пуляевский М.С., ИРННТУ, группа аТГР-21-1 / АО

*“Верхнечонскнефтегаз, г.Иркутск, maksim_sergeevich@inbox.ru ;
Греков Г.В., АО “Верхнечонскнефтегаз”, г.Иркутск, GrekovGV@mail.ru*

;

*Созыкина Я.С., АО “Верхнечонскнефтегаз, г.Иркутск,
sozykina.yana@mail.ru ;*

Вахромеев А.Г., ИФ ООО “РН-Бурение”, г.Иркутск, andrey_igp@mail.ru .

На одном из месторождений Восточной Сибири на севере Иркутской области была успешно пробурена скважина в уникальных геологических условиях – рифовых постройках венд-кембрийского возраста. Целевым продуктивным пластом являются коллекторы Б-1 и Б-5, наиболее сложным и перспективным считается пласт Б-1. По данным сейсморазведочных работ на исследуемой площади выявлены кольцевые структуры увеличенной мощности - рифовые объекты.

Все ныне пробуренные скважины через рифовые постройки характеризуются различными свойствами и градиентами пластового давления, однако для всех характерно одно – аномально высокое пластовое давление.

Эксплуатационное бурение было начато через одиночные рифовые постройки. В процессе бурения пилотного ствола первой эксплуатационной скважины при вскрытии горизонта Б-1 было зафиксировано газонефтеводопроявление. В попытках ликвидировать проявление и в процессе дальнейшего бурения открылось активное поглощение бурового раствора. Неоднократные попытки по восстановлению контроля над скважиной не дали положительных результатов. В конечном итоге была произведена полная ликвидация скважины.

Было принято решение произвести бурение скважины в тот же продуктивный пласт Б-1 с применением технологии бурения без обратной циркуляции (БОЦ).

При вскрытии горизонта Б-1 в случае избыточной репрессии бурового раствора на пласт возможно открытие катастрофического поглощения, обусловленного предположительно наличием аномально-гидропроводного коллектора жильного типа в кровле горизонта, с последующим газопроявлением.

При превышении фактической плотности бурового раствора над проектной, газопроявления могут возникать при начальном поглощении бурового раствора и последующем газопроявлении.

БУРЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ

Бурение пилотного ствола эксплуатационной скважины началось 23.10.2020. После вскрытия кровли пласта Б-1 отмечен перелив бурового раствора. Для дальнейшего бурения выполнили утяжеление бурового раствора до $1,86 \text{ г/см}^3$. При возобновлении бурения, на глубине 1553 м открылось поглощение (до полного). Суммарное поглощение составило более 1200 м^3 , ликвидировать поглощение не удалось, получен прихват КНБК, ствол ликвидирован. Далее приступили к бурению основного ствола.

Безопасное операционное окно бурения основного ствола определялось путем анализа опыта строительства ее пилотного ствола.

1. Пластовое давление:

В процессе работ после вскрытия пласта Б-1 было зафиксировано газонефтеводопроявление. Замер пластового давления показал 274 атм на 1525 м по вертикали. Расчётный градиент пластового давления составил $1,86 \text{ г/см}^3$. Данное значение использовалось в качестве нижней безопасной границы при бурении скважины.

2. Градиент поглощения / ГРП:

После глушения скважины буровым раствором $1,86 \text{ г/см}^3$ наблюдались незначительные потери раствора в статике. Следовательно, градиент начала поглощения $\leq 1,86 \text{ г/см}^3$.

При бурении на растворе $1,86 \text{ г/см}^3$ было зафиксировано поглощение до полной потери циркуляции, при этом эквивалентная циркуляционная плотность по датчику забойного давления составила $2,07 \text{ г/см}^3$. Следовательно, градиент гидроразрыва $\leq 2,07 \text{ г/см}^3$.

После 3-х попыток бурения скважины классическим методом MPD стало ясно, что он не эффективен в текущих условиях:

1. Отсутствует операционное окно бурения – скважину невозможно вывести на баланс в процессе бурения.

2. Раствор образует стойкую пену, которая выводит из строя сепаратор.

Было принято решение опробовать запасной вариант с бурением в режиме грязевой шапки, который в свою очередь был более безопасным.

ТЕХНОЛОГИЯ

Бурение без обратной циркуляции (далее БОЦ) осуществляется с применением роторного устьевого герметизатора. Основные преимущества данного метода:

- использование обычной системы флюидов;
- минимальная утилизация – отсутствие выносимого шлама на поверхности;
- возможность вскрытия всего коллектора;
- экономическая эффективность.

Принцип действия и основные отличия от обычного бурения приведены на рисунке 1.

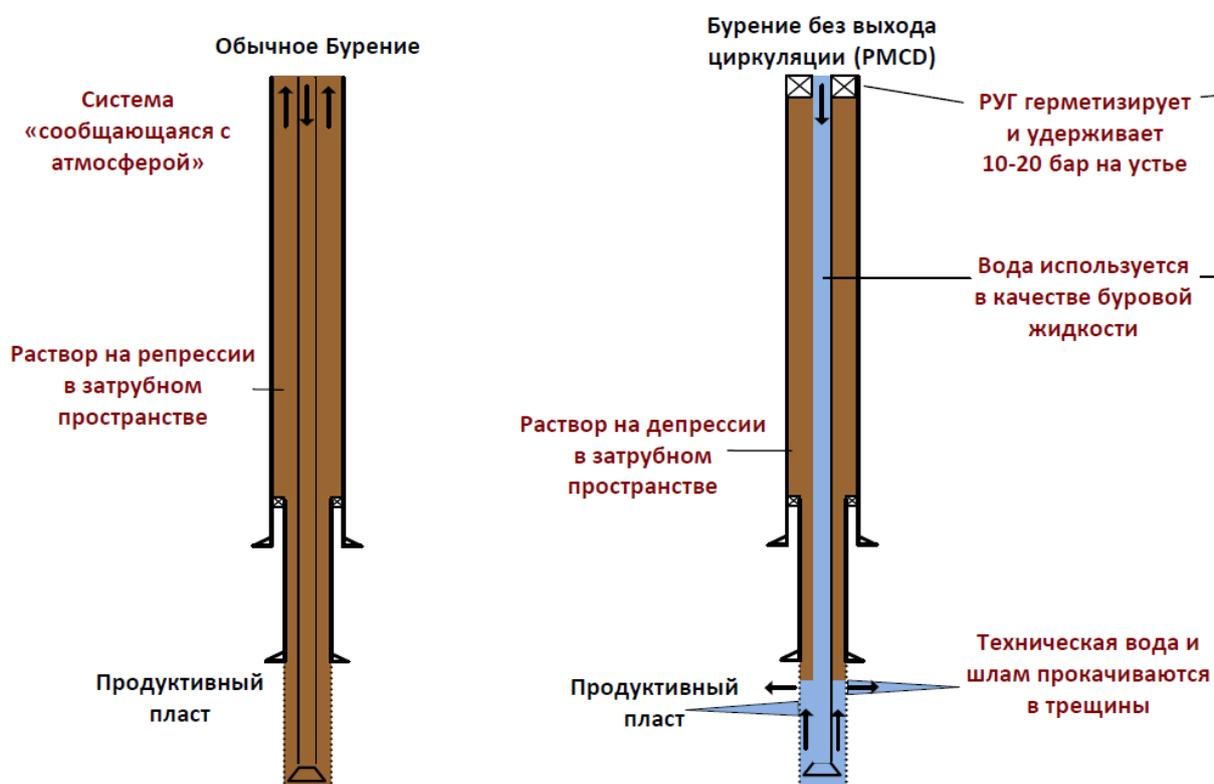


Рисунок 1 – Принцип действия PMCD

ПЕРЕХОД НА PMCD В ИНТЕРВАЛЕ 2904 – 3010 М

Бурение ведётся с закрытыми дросселями MPD, при этом в затрубном пространстве поддерживается положительное давление, по которому ведётся контроль миграции газа. Для закачки в затрубное пространство используется раствор, плотностью меньше градиента пластового давления, для закачки в трубы (на поглощение) используется любая дешёвая и доступная жидкость – техническая вода, рассолы.

Используемые при бурении РМСД жидкости:

1. утяжелённый буровой раствор плотность 1,86-1,9 г/см³;
2. буровой раствор для трубного пространства – 1,4 г/см³, затем рассол и техническая вода;
3. легкий буровой раствор для затрубного пространства – 1,4 г/см³.

ИНТЕРВАЛ БУРЕНИЯ 2904-2914

Перед началом бурения в трубное пространство прокачали утяжелённый буровой раствор в объеме 10 м³ для снижения устьевого давления ($P_{у74} \rightarrow 44$ атм). Бурение в интервале велось с полным поглощением (давление в манифольде - 90-96 атм, $P_{затр}$ - 44-46 атм, МСП - 5 м/ч, расход насоса $Q=300$ л/м). Остановили бурение, так как закончился раствор БРТП.

Во время приготовления раствора $P_{затр}$ выросло с 45 до 120 атм. Для его снижения в затрубное пространство произвели закачку растворов

ИНТЕРВАЛ БУРЕНИЯ 2914-2943

После снижения $P_{затр}$ возобновили бурение, в качестве бурового раствора для трубного пространства применялся рассол. Расход насоса $Q=500$ л/мин. После того, как объемы рассола достигли критических значений, еще один метр до забоя 2944 м бурение осуществляли с буровым раствором плотностью 1,40 г/см³ в качестве бурового раствора для трубного пространства. Далее подняли инструмент до башмака обсадной колонны, приступили к приготовлению бурового раствора.

За это время затрубное давление выросло до 154 атм за 14 часов. Для снижения $P_{затр}$ произвели закачку утяжелённого бурового раствора и легкий буровой раствор для затрубного пространства, затрубное давление снизилось до 54 атм.

ИНТЕРВАЛ БУРЕНИЯ 2944-3010

Возобновили бурение, в качестве бурового раствора для трубного пространства применялась техническая вода. Во время бурения еще дважды производили снижение $P_{затр}$ путем закачки растворов в затрубное пространство. Отмечена более высокая эффективность закачки пачек в порядке утяжелённый буровой раствор \rightarrow легкий буровой раствор для затрубного пространства, нежели легкий буровой раствор для затрубного пространства \rightarrow утяжелённый буровой раствор. Когда добурили до финального забоя (3010 м), $P_{затр}$ составило 65 атм.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Бурение скважины в режиме БРД «на равновесии» не представлялось возможным из-за наличия зон несовместимых условий бурения и сопряжённых с ними осложнений, таких как:

- а) Отмечалось интенсивное поглощение и одновременное проявление пластового флюида.

б) Буровой раствор при взаимодействии с пластовым флюидом приобретал нетекучие свойства, на выходе из скважины наблюдался поток пены, забивающий сепаратор и газовую линию БРД. При этом требовалось проводить герметизацию устья скважины, так как циркуляция через БРД не представлялась возможной.

2. С целью решения поставленной задачи была оперативно разработана и протестирована альтернативная методика по бурению скважин с подобными условиями – бурение «на грязевой шапке» под давлением (PMCD).

Библиографический список

1. Особенности первичного вскрытия бурением карбонатных биогермных построек с каверново-связанным пустотным пространством и АВПД флюидных систем на юге Сибирской платформы / Вахромеев А. Г., Сверкунов С. А., Иванишин В. М. [и др.]. - Текст : непосредственный // Mongolian Geoscientist, Т. 45, Геология и минерагения центральной Азии. Мат-лы XX междунар. научно-техн. Конф. – Ulaanbaatar. – 2017. - С. 374-378.

2. Красневский Ю. С. Новый тип нефтяных залежей: кольцеобразные, опоясывающие тело рифа / Ю. С. Красневский, Е. В. Лозин. - Текст : непосредственный // Oil & Gas Journal Russia. - №1, 201. - С. 38-42.

3. Ильин В. Д. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов / В. Д. Ильин, Н. К. Фортунатова. - Текст : непосредственный // Москва : Недра. – 1988. - 201 с.

4. Калинин Л. И. Рифогенные отложения среднемоготской подсвиты Непского свода юга Сибирской платформы / Л. И. Калинин, Г. Я. Шутов. - Текст : непосредственный // Советская геология. - 1981. - № 1.

РАВНОВЕСИЕ ПРИРОДНО-ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

*Сверкунов С.А., Иркутский Национальный Исследовательский
Технический Университет, Институт земной коры СО РАН,
Иркутский Научный центр СО РАН,
Вахромеев А.Г., Иркутский Национальный Исследовательский
Технический Университет, Институт земной коры СО РАН*

Отталкиваясь от практики первичного вскрытия горизонтальными стволами, которая десятилетиями нарабатывается буровиками на кустовых площадях месторождений нефти, газа и промышленных рассолов юга

Сибирской платформы [Фукс А.Б. 1979, 2000; Фукс Б.А., 1982, 1997 и др.], мы пришли к следующему заключению. Совокупность процессов в призабойной зоне пласта (ПЗП) и горизонтальном стволе, которыми вскрывают трещинный резервуар, вмещающий углеводородную (УВ)-систему с аномально низким пластовым давлением (АНПД) и высоким газовым фактором, корректнее всего описывается волновым подходом [Ганиев Р.Ф. и др., 2008], далее развивая волновые технологии для топливно-энергетического комплекса (ТЭК) России. Подход отражает взаимное влияние, взаимодействие природных, и технически возбужденных волновых процессов изменения давления флюидной системы залежи, непрерывно протекающих в скважине и пласте (в области воронки депрессии / репрессии) с момента сдвига природного равновесного состояния флюидной и трещинной систем, ее возмущения при вскрытии бурением [Сверкунов и др., 2013, 2020 и др.]. Именно волновые колебания давления флюидной системы страгивают равновесное состояние многофазной системы залежи УВ, далее меняя напряженное состояние деформируемой трещинной системы резервуара, а несколько позже и поверхность контактов залежи на локальных участках трещинного резервуара.

Важнейшим, базовым выводом изложенной здесь концепции волновой технологии первичного вскрытия бурением авторы считают положение о «линии нуля», т. е. о главном параметре – осевой линии волновых колебаний динамического забойного давления в скважине на уровне горизонтального ствола (ГС), как в возбужденной природно-технической системе (ПТС). В не нарушенном, природном состоянии эта линия отражает на графике значение пластового давления флюидной (здесь углеводородной) системы. Причем это положение справедливо как для пластовой углеводородной АНПД-системы, так и для систем, близких к гидростатическим с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) до максимальных значений 2,35–2,50, которые встречены нами в практике бурения скважин на Сибирской платформе. Это справедливо также для УВ-систем и трещинных резервуаров с искусственно сниженным значением текущего пластового давления на месторождениях, которые вовлечены в разработку, т. е. находятся в процессе отбора нефти и газа. Здесь линия нуля отвечает текущему значению $P_{пл. Тек.}$

Производственным опытом буровиков [Иванишин и др., 2012; Технология., 2016 и др.] уверенно доказано, что при создании гидродинамических возмущений, при отклонении значений текущего $P_{заб.}$ системы (в ГС) от значения $P_{пл.}$ наблюдается «разбалансировка» основных «составляющих» параметров ПТС. А именно: увеличение ΔP (как в «-»), так и в «+») провоцирует приток пластовой УВ-системы в скважину или утечку, поглощение бурового раствора через вскрытые забоем фильтрующие трещины в пласт-коллектор. Установлено, что в ГС

большой протяженности эти два процесса – поглощение и проявление происходят одновременно [Сираев и др., 2016 и др.]. Бурением ГС установлено, что при переходе давления пластовой флюидной системы в область с значениями ниже $P_{нас.}$ из однофазной в двухфазную (нефть+газ) быстро проявляются эффекты газонефтеводопроявлений (ГНВП). Одновременно колебания $P_{тек. заб.}$ в стволе в область депрессии ведут к необратимой деформации фильтрующих трещин в ПЗП [Вахромеев и др., 2017, 2018, 2019].

Таким образом, авторы пытаются показать всю важность понимания геологически обусловленных процессов, прямо влияющих на эффективность технологии первичного вскрытия бурением ГС большой протяженности и МЗС, технологического обеспечения физической картины волновых колебаний давления в допустимом диапазоне значений относительно $P_{пл.}$ (линии 0). При этом параметры трещинной системы ПР являются тем природным ограничением амплитуды волны $P_{тек.дин.}$, который прямо зависит от интегральной проницаемости вскрытых забоем ГС фильтрационных трещин. Показано, что при относительно низкой проницаемости допустима большая амплитуда (здесь – до 12–15 атм), при аномально-гидропроводном коллекторе транзитного типа – амплитуда не превышает 0,5 МПа.

Важно отметить еще один вывод. По мере углубления горизонтального ствола (и/или МЗС) рост $P_{экв.}$ ведет к снижению допустимой амплитуды волновых колебаний текущего $P_{заб.}$ и поэтому для ГС большой протяженности технологически допустимая амплитуда волны текущего динамического забойного давления в целом уменьшается по мере вскрытия проницаемых кластеров трещин. Именно это явление рассмотрено авторами в патенте Российской Федерации (РФ) [Патент, 2015], решение позволяет оценить максимально достижимую (технологически) длину ГС в условиях трещинного резервуара с АНПД. Именно значение АНПД является «критическим» параметром, оно ограничивает нижнюю, минимально приемлемую рабочую плотность бурового раствора, даже в условиях азотирования.

Работая с результатами бурения ГС большой протяженности в трещинном коллекторе, авторы пришли к новому техническому решению о периодическом экспресс-закреплении проппантом фильтрующих трещин в ПЗП в периоды положительной полуволны [Иванишин и др., 2019]. Такое пионерное решение может быть реализовано в практике горизонтального бурения (первичного вскрытия) трещин деформируемых коллекторов, и исключит последующую неуправляемую деформацию трещинных систем в области ПЗП, которая ранее считалась необратимой [Белонин, 2005; Боровский, 1986; Кашников, 2011, 2013].

Авторами продолжается обобщение и анализ геолого-промысловых данных бурения и результатов по другим месторождениям

углеводородного и гидроминерального сырья в трещинных природных резервуарах [Харахинов, 2011, 2015].

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; ред. Н.С. Окнова. – 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 / Л. В. Боровский. - Текст : непосредственный // Методы изучения и оценка ресурсов глубоких подземных вод / ред. С. С. Бондаренко, Г. С. Вартанян. – Москва : Недра, 1986. – 479 с.

3. Сложные горно-геологические условия разведки и разработки деформируемых трещинных коллекторов нефти и газа горизонтальным, наклонным и вертикальным бурением / А. Г. Вахромеев, В. М. Иванишин, С. А. Сверкунов, Р. Х. Акчурин. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - Москва : ВНИИОЭНГ, 2018. - №8. - С. 14-20.

4. Глубокая скважина как стенд гидравлических «on-line» исследований напряженного состояния горного массива флюидонасыщенных трещинных коллекторов / Вахромеев А. Г., Иванишин В. М., Сверкунов С. А. [и др.]. - Текст : электронный // Геодинамика и тектонофизика. – 2019. - №10 (3). – С. 761-778. - URL : <https://doi.org/10.5800/GT-2019-10-3-0440>.

5. Бурение скважин на нефть и газ в сложных горно-геологических условиях : трещинные природные резервуары, АНПД и АВПД пластовых флюидных систем: монография / Вахромеев А. Г., Сверкунов С. А., Иванишин В. М., Ильин А. И. – Иркутск : ИРНТУ, 2019. – 420 с. - Текст : непосредственный.

6. Геодинамические аспекты исследования сложных горно-геологических условий бурения древнейших карбонатных резервуаров нефти и газа рифея: обзор проблемы на примере месторождений Байкитской нефтегазоносной области / Вахромеев А. Г., Сверкунов С. А., Иванишин В. М. [и др.]. - Текст : непосредственный // Геодинамика и тектонофизика. - 2017.

7. Проблемы и перспективы волновой технологии многофазных систем в нефтяной и газовой промышленности / Ганиев Р. Ф., Украинский Л. Е., Андреев В. Е., Котенев Ю. А. – Санкт-Петербург : ООО «Недра». – 2008. – 212 с. - Текст : непосредственный.

8. Иванишин В. М. Новые технологии в проводке нефтедобывающих скважин с горизонтальным окончанием в

анизотропных карбонатных коллекторах (на примере Юрубчено-Тохомского НГКМ.) / В. М. Иванишин. - Текст : непосредственный // Вестник ИрГТУ. - Иркутск : ИрГТУ. - 2012. – № 6 (65). - С. 32–38.

9. Искусственное опережающее закрепление естественных трещин в цикле заканчивания горизонтальных стволов большой протяженности / Иванишин В. М., Вахромеев А. Г., Сверкунов С. А., Мартынов Н. Н. - Текст : непосредственный // Булатовские чтения : материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.). В 5 т. Т. 2 : Разработка нефтяных и газовых месторождений : сб.ст. / ред. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – 2019. – С. 88 – 92.

10. Ашихмин С. Г. Экспериментальные и теоретические исследования изменения трещинной проницаемости коллекторов Юрубчено-Тохомского месторождения / С. Г. Ашихмин, Ю. А. Кашников, С. Ю. Якимов. - Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2013. - № 2. - С. 36-41.

11. Гидродинамическое моделирование первоочередного участка разработки Юрубчено-Тохомского месторождения с учетом гидродинамического эффекта смыкания трещин / Кашников Ю. А., Гладышев С. В., Разяпов Р. К. [и др.]. - Текст : непосредственный // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. - 2011. - № 4. - С. 104–107.

12. Пат. 2598268 Российская Федерация, МПК E21B21/08. Способ первичного вскрытия сложного кавернозно-трещинного карбонатного нефтегазонасыщенного пласта горизонтальным стволом большой протяженности : заявл. 13.10.2015 : опубл. 20.09.2016 / С. А. Сверкунов, А. Г. Вахромеев, Р. У. Сираев. - Текст : непосредственный.

13. Сверкунов С. А. Анализ результатов первичного вскрытия продуктивного пласта горизонтальными стволами на первоочередном участке разработки Юрубчено-Тохомского месторождения / С. А. Сверкунов, А. Г. Вахромеев. - Текст : непосредственный // Вестник ИрГТУ. – 2013. – № 8 (79). – С. 53–58.

14. 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. - Текст : непосредственный // Вологда : «Инфра-Инженерия», 2020. – 240 с.

15. Сираев Р. У. Горно-геологические условия отбора керна на месторождениях Байкитской НГО. Гл. 6. / Р. У. Сираев, Е. М. Данилова. – Иркутск : ИРНТУ, 2016(2). – С. 165– 204 . - Текст : непосредственный.

16. Технология и геологопромысловое сопровождение кустового горизонтального бурения нефтедобывающих скважин в сложных карбонатных коллекторах рифея Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения : монография // Акчуринов Р. Х.,

Бурмистров И. А., Вахромеев А. Г. [и др.] ; ред. А.Г. Вахромеева. – Иркутск : ИРНИТУ. – 2016. – 224 с. - Текст : непосредственный.

17. Фукс А. Б. Пластовые углеводородные системы и продуктивность месторождений южной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции : автореф. дисс на соиск. уч. степени доктора наук. / А. Б. Фукс. - Москва, 2000. - 32 с. - Текст : непосредственный.

18. 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.

19. Фукс Б. А. Промысловая характеристика продуктивных пластов юга сибирской платформы / Б. А. Фукс. – Москва : Недра, 1982.- 184 с. - Текст : непосредственный.

20. Результаты гидродинамических исследований нефтенасыщенных трещиноватых карбонатов Юрубчено-Тохомской зоны / Фукс Б. А., Иванов Я.И., Фукс А. Б. [и др.]. - Текст : непосредственный // Геология и геофизика. - 1997. - Т. 38. - № 7. - С. 1297–1304.

21. Промысловая характеристика продуктивных пластов юга Сибирской платформы / Фукс Б. А., Москалец А. Г., Фукс А. Б. [и др.]. – Москва : Недра. - 1982. - 184 с. - Текст : непосредственный.

22. Харахинов В. В. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления / В. В. Харахинов, С. И. Шленкин. – Москва : Научный мир. - 2011. - 420 с. - Текст : непосредственный.

23. Харахинов В. В. Трещинные резервуары нефти и газа / В. В. Харахинов, С. И. Шленкин. – Москва : Научный мир. – 2015. – 284 с. - Текст : непосредственный.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТУРБИННОГО БУРЕНИЯ ПУТЕМ УЛУЧШЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ТУРБОБУРА В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ ANSYS

Урсу В.И., группа ТВПм-20-1, г. Тюмень, valeriy-94@yandex.ru

Во всем мире страны заинтересованы в бурении глубоких и сверхглубоких скважин. У каждой страны есть свои интересы; некоторым нужны добывающие скважины, а некоторым - исследовательские. Однако их объединяет сложность бурения таких скважин, так как работы ведутся в очень крепких породах при высоких температурах и с использованием буровых растворов высокой плотности.

На данный момент в России имеются высокоскоростные турбобуры, частота вращения которых не превышает 1300 об/мин (оборотов в минуту),

например, турбобуры разработки ВНИИБТ-Буровой инструмент. К ним относятся модели турбобуров Т-4 3/4, Т-6 3/4, ТСШ-178Т.

За рубежом имеются турбобуры, частота вращения которых достигает 2500 об/мин, например, Neyrfor ТТТ 2 1/8 и Neyrfor ТТТ 2 1/8 р ТТТ 2 7/8, разработанные компанией Schlumberger. Однако данные турбобуры имеют существенное ограничение, связанное с их диаметром, отсюда и малая рабочая площадь лопастей, благодаря чему гидравлическая энергия потока бурового раствора преобразуется во вращение вала турбобура.

Из приведенного технического ограничения следует, что необходимо разработать турбобур со скоростью вращения равной 2500 об/мин, и с возможностью увеличения механической скорости бурения в твердых и абразивных породах, сокращения времени бурения и снижения экономических затрат, при этом сохраняя высокую надежность.

Для повышения выходных характеристик турбобура предложена следующая методология:

Во-первых, предлагается квазитрехмерный метод проектирования лезвия, который считает, что тангенциальная шкала лезвия пропорциональна радиусу, в то время как осевая шкала остается прежней.

Во-вторых, устанавливается математическая модель расчета крутящего момента лопасти. Кроме того, различные лопасти строятся путем регулировки трехмерного параметра представленного метода.

В-третьих, численное моделирование лопастей проводится с использованием вычислительной гидродинамики (Computational Fluid Dynamics, CFD) [2, 3]. CFD — это анализ системы, содержащей поток жидкости, посредством расчетов компьютерного численного моделирования и отображения изображений. С помощью 3D-моделирования и создания сетки канала лопасти турбобура и последующего использования программного обеспечения CFD для задания граничных условий и выполнения итерационных расчетов можно точно и интуитивно отразить распределение скорости и давления в каналах на разных скоростях. [4, 5].

Существующее численное моделирование показало, что крутящий момент одноступенчатой турбины составлял всего 22,6 Н м, что значительно отставало от целевого значения.

Цель состоит в том, чтобы спроектировать буровую турбину с медленной скоростью вращения и высоким крутящим моментом, которая содержит 100 ступеней. Номинальная скорость вращения находится в диапазоне 300–450 об/мин при условии потока перекачки 25–30 л/с. Крутящий момент должен быть 2542–3660 Н м, или не менее 25 Н м для одноступенчатой турбины.

Некорректно наблюдать за результатами в полноканальной модели, поскольку периодически распределенные лопасти теоретически имеют

одинаковые поля потока, на следующих рисунках просто показаны два канала рядом с одним лезвием. Трехмерный поток вдоль осевой ориентации представлен двумерным полем потока на плоскости в радиусе 58 мм. Считывается результат вычисления при 400 об/мин. Вектор скорости построен на рисунок 1 сначала для оценки профиля лопасти, где поле скорости в зоне ротора является относительной скоростью. Показано, что граничное разделение не проявляется на всасывающих поверхностях и происходит только на ограниченной площади вблизи задних кромок. Это доказывает, что проектируемый низкоскоростной профиль лопастей с высоким крутящим моментом является разумным, благодаря чему приемлемы локальные гидравлические потери.

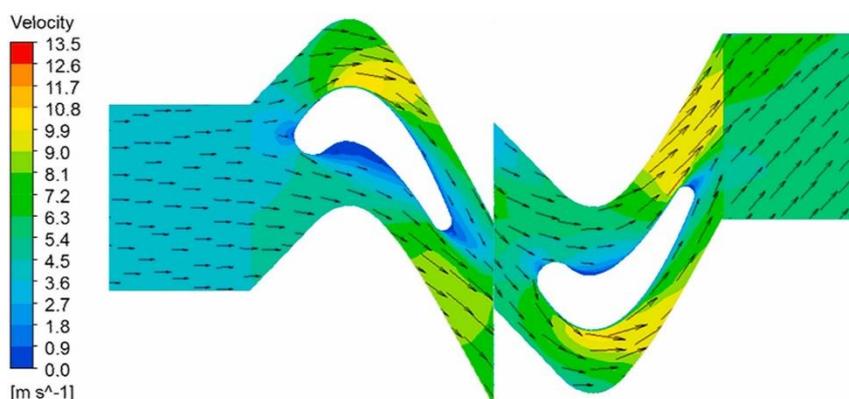


Рисунок 1 – Поле скоростей прохождения потока

После сравнения и анализа лезвие с R0 53 мм принято на вооружение, по сравнению с оригинальным прямым лезвием, одноступенчатый крутящий момент при номинальной частоте вращения увеличен на 31,4%, в то время как КПД снижается всего на 2,6%. Благодаря оптимизированной лопатке одноступенчатая турбина достигает гидравлических характеристик 27,4 Н м крутящего момента, 85,5 кПа перепада давления, выходной мощности 1146 кВт и эффективности 44,7%, что соответствует требованиям проектирования.

После обработки данных кривые характеристик производительности строятся на рисунке 2. Считывание значений производительности при 400 об/мин: Прямое лезвие имеет $M = 20,82$ Н м, $P_0 = 872$ Вт, $\Delta P = 61,48$ кПа, $\eta = 47,2\%$, в то время как витая лопатка имеет $M = 21,16$ Н м, $P_0 = 886$ Вт, $\Delta P = 60,02$ кПа, $\eta = 49,2\%$.

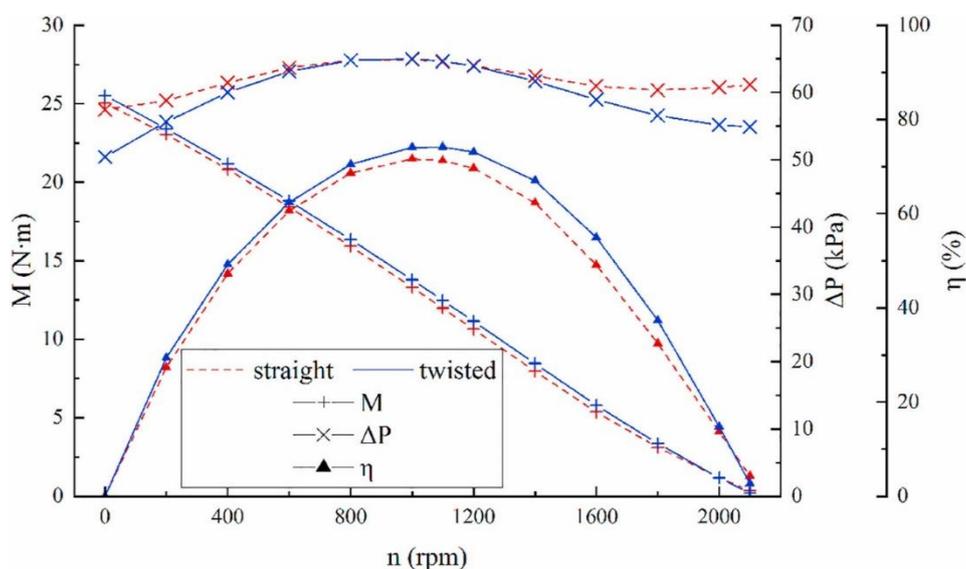


Рисунок 2 – Сравнение характеристик двух лопастей

Методология оптимизации и соответствующая теоретическая модель апробированы на примере, и сделаны следующие выводы:

1. Применяя равноканальную лопатку в турбинах, можно улучшить распределение поля потока. Уменьшается как градиент давления, так и пиковое значение. Поле скоростей более равномерно по радиусу; следовательно, вторичный поток, очевидно, подавляется. В результате снижается падение давления через турбину, а гидравлическая эффективность улучшается.

2. Согласно результатам тематического исследования, крутящий момент и КПД могут быть улучшены на 1,6% и 2% соответственно при номинальной скорости вращения. За счет смещения расчетного сечения на 5 мм внутрь крутящий момент может быть дополнительно улучшен на 31,4%, при этом КПД снижается на 2,6%. Выполнены конструктивные требования к низкооборотной высокомоментной турбине.

Установленная теоретическая модель применяется для прогнозирования эффекта оптимизации гидравлических характеристик. Согласно сравнению между теоретическим анализом и моделированием, теория надежна для оптимизации крутящего момента, выходной мощности и потребляемой мощности. Для оптимизации крутящего момента отклонение между теоретическим результатом и наименьшими квадратами соответствия результатов моделирования составляет 5%, что подтверждает теоретическую модель.

Библиографический список

1. Сызранцева К. В. Компьютерное моделирование процесса гидравлических испытаний корпуса превентора / К. В. Сызранцева, Ю. И.

Князев, Е. В. Сеньков. - Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. – 2009. – №6. – С. 27-34.

2. Сызранцева К. В. Компьютерный анализ нагруженности и деформативности элементов нефтегазового оборудования : монография / К. В. Сызранцева. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2009. – 124 с. – Текст : непосредственный.

3. Урсу В. И. Исследование напряженно-деформированного состояния вала-шестерни ротора Р-560 методом конечных элементов / В. И. Урсу. - Текст : непосредственный // Кристаллы творчества САН. – Тюмень : ТИУ, 2018. – С. 32-35.

4. Урсу В. И. Компьютерный инженерный анализ дна капилляриметра группового методом конечных элементов / В. И. Урсу. - Текст : непосредственный // Новые информационные технологии в нефтегазовой отрасли и образования – Тюмень : ТИУ, 2019. – С. 27-29.

Научный руководитель: Закиров Н. Н., д.т.н., профессор

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССА И КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН

Злобин И.И., группа ТВПм-20-1, г. Тюмень, ilya.zlobin.98@mail.ru

Большинство газовых и газоконденсатных месторождений, открытых в районах Крайнего Севера характеризуются наличием в геологическом разрезе массивных слоев многолетнемерзлых пород.

К основным трудностям, возникающим при бурении и креплении скважин в интервалах размещения ММП, можно отнести интенсивное кавернообразование, образование приустьевых воронок, недоподъем тампонажного раствора до устья, неудовлетворительное сцепление тампонажного камня с породой. Низкие статические температуры в интервалах размещения ММП приводят к увеличению сроков схватывания и формирования тампонажного камня.

По данным геофизических исследований, цементное кольцо негерметично за кондукторами, размещаемыми в зонах ММП, в 50 % случаев. Однако характеристика особенностей геологического строения криолитозоны будет неполной без описания включенных в структуру многолетнемерзлых пород массивных газогидратных отложений. [1]

В качестве примера, рассмотрим геологический разрез в интервалах спуска и крепления кондуктора и направления на Харасавэйском месторождениях: верхние слои, перекрываемые направлением (до 120 м), представляют собой мерзлые песчаники с высокой льдистостью от 40 % до 80 %. Интервалы от 120 до 150 м характеризуются меньшей льдистостью, однако при этом отмечается присутствие газогидратов, криопэгов и

таликов. Более глуболежащие интервалы - от 300 м представляют собой переслаивание слабодистых песчаников, глин и характеризуются положительными значениями статических температур.

Согласно данным разведочного бурения, наиболее опасным с точки зрения газопроявлений и выбросов при бурении и креплении кондуктора и направления является интервал от 80 до 150 м, где коэффициент аномальности гидратной залежи может иметь значение 1,4; с глубиной он уменьшается и на 250 м имеет значение 1. Под воздействием температуры промывочной и тампонажной жидкостей провоцируется гидраторазложение.

При этом возможен следующий механизм возникновения газопроявлений и выбросов раствора при креплении кондукторов и направлений в интервалах ММП:

- во время бурения нарушаются геологическая целостность системы и сформировавшиеся температурные градиенты пластов, это провоцирует необратимые процессы таяния слоев многолетнемерзлых пород;

- данные процессы существенно ускоряются в ходе крепления, в результате интенсивно выделяющейся теплоты гидратации цемента и, как следствие, происходит разложение газогидратов;

- разложение газовых гидратов приводит к неконтролируемому увеличению пластового давления, что является причиной газопроявлений в период ОЗЦ или выброса тампонажного раствора;

- в итоге, при бурении и креплении колонн ниже глубины 70 м происходят газо- и водопроявления, наблюдается образование приустьевых воронок диаметром 2,5 м и более.

Таким образом, необходим комплексный подход к разработке составов тампонажных растворов для крепления кондукторов и направлений: с одной стороны, нужно принимать меры для повышения морозостойкости камня, минимизации выделяющейся теплоты гидратации цемента, снижения коэффициента теплопередачи тампонажного камня, минимизации разницы в значениях прочностных характеристик тампонажного камня, расположенного на забое и на устье. С другой стороны, обоснованно повышать устойчивость раствора и камня тампонажного раствора к газопроявлениям, аналогично технологиям цементирования промежуточной и эксплуатационной колонн.

Библиографический список

1. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин / Овчинников П. В. [и др.]. – Москва : Недра, 2002. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Щербич Н.Е., доцент кафедры НБ, к.т.н.

ПРОИЗВОДСТВО И ПРИМЕНЕНИЕ КЕРАМИЧЕСКИХ МИКРОСФЕР

*Уткин Д.А., группа ТВПм-20-1, г. Тюмень, dmitry.ut@mail.ru
Коростелев А.С., исполнительный директор группы компаний
«Гранула-СпецЦемент»*

*Цыпкин Е.Б., председатель совета директоров группы компаний
«Гранула-СпецЦемент»*

Щербич Н.Е., доцент кафедры НБ, к.т.н.

В настоящее время (начиная с 2000 г.) для цементирования скважин на месторождениях Крайнего Севера Западной Сибири, разбуриваемых предприятиями «Тюменбургаз», широко применяются тампонажные растворы с добавками мелкодисперсных алюмосиликатных полых микросфер в количестве 12 – 15 % (от массы цемента) при В/Т = 0,6 – 0,7 и стеклянных высокопрочных газонаполненных микросфер (ВМС) в количестве 4 – 9 % при В/Т = 0,65 – 0,75. Плотность получаемого раствора может быть понижена от 1000 кг/м³ до 1400 кг/м³, при этом прочность тампонажного камня превышает требования ГОСТ 1581 – 96. Для ускорения сроков схватывания вводится 3 – 5 % хлористого кальция. По сравнению с вермикулитоцементными смесями тампонажный раствор с добавкой микросфер более седиментационно устойчив (коэффициент водоотделения не превышает 3 %), имеет меньшую проницаемость и более высокую прочность тампонажного камня. Для предотвращения усадочных деформаций рекомендуется вводить расширяющую добавку – двуводный гипс с карбоалюминатом кальция. При их взаимодействии образуется гидросульфокарбоалюминат кальция, который способствует расширению системы. Физико-механические свойства тампонажного раствора и камня, технология приготовления, способы цементирования приведены в [1].

ГК «Гранула-СпецЦемент», является основным производителем, который более 20-ти лет занимает доминирующие позиции в области производства микросфер, минеральных компонентов для различных отраслей промышленности и композиционных решений на их основе.

Эффективность применения смесей заводской готовности в РФ подтверждена рынком, и составляет 75% от общего объема тампонажных материалов.

Среднегодовой объём производства ГК специальных тампонажных смесей и материалов для нефтегазовых скважин составляет более 220000 тонн в год.(рис.1)



Рисунок 1 – Объемы производства тампонажных смесей

Производство осуществляется на производственной площадке (рис. 2).



Рисунок 2 – Производственная площадка

Разработку тампонажных смесей и облегчающих добавок осуществляют институты АО «НИИпроектасбест» и ООО «УралНИПИнефть», аккредитованные лаборатории. Сумма компетенций в обогащении минерального сырья и производства высококачественных минеральных добавок, разработки и производства тампонажных материалов для сложных термобарических условий.

На производственной площадке (рис. 2) осуществляется производство: микросфер; керамосфер; расширяющихся добавок; тампонажного гипса.

Полые Микросферы «Granulite» и «Gransphere» (Керамосферы) обладают оптимальным соотношением прочности и плотности, «нулевым» водопоглощением и высокой температурой плавления. Общий объем

производства сегмента «Минеральные добавки» на внутреннее и внешнее потребление составляет более 35 тысяч тонн в год.

При производстве облегчающих добавок используется:

- Безотходное использование чистого природного минерального сырья;
- Экологически чистая технология. Замкнутый производственный цикл;
- Передача энергии ИК излучением (без теплотерь);
- Полное отсутствие отходящих газов (нулевые выбросы углерода), низкий уровень шума и запыленности.

Производство керамосфер осуществляется в электронной печи ИК излучения (рис. 3) на производственной площадке (рис. 2).

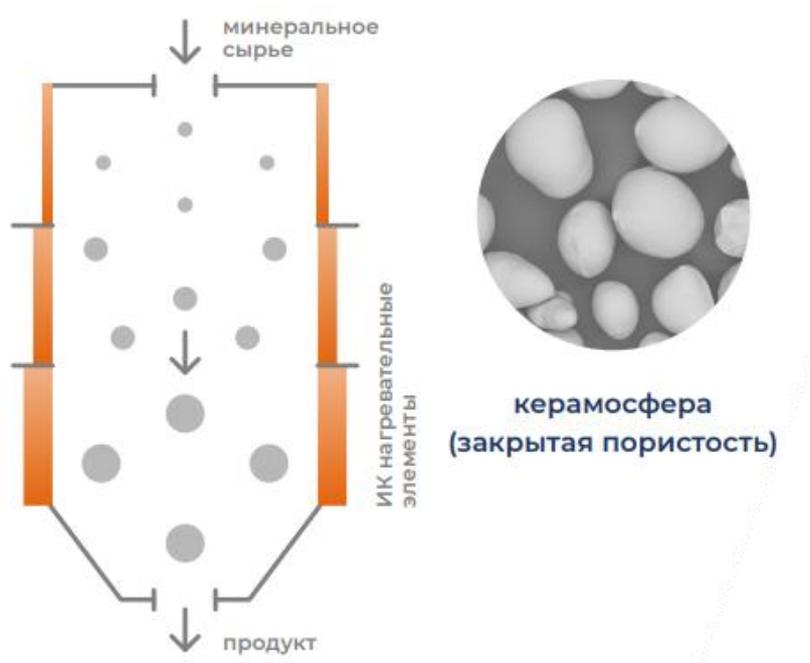


Рисунок 3 – Электрическая печь ИК излучения. Полный автоматизированный контроль процессов

Получаемые керамосферы (легкий наполнитель) на установке (рис. 3) обладают следующими преимуществами:

- Стекловидные частицы с закрытой пористостью;
- Высокая механическая прочность;
- Сферическая форма для лучшей реологии;
- Нет водопоглощения;
- Белый цвет;
- Высокая адгезия со связующим и к поверхностям;
- Экологичные;
- Отличные изоляционные свойства;

- Негорючие, инертные;
- Высокая температура плавления.

Размер и плотность выпускаемых керамосфер представлены на рисунке 4.

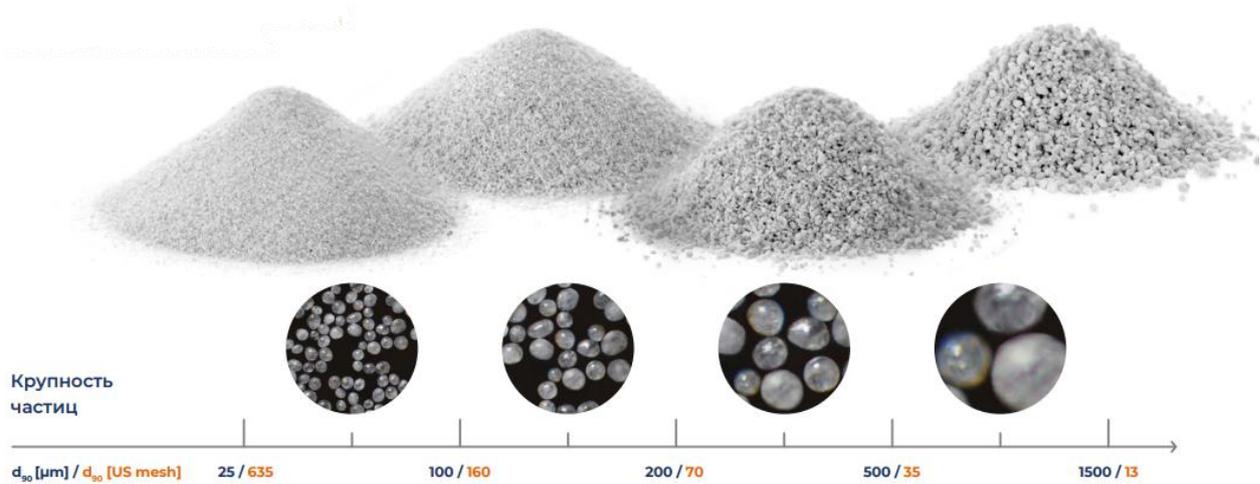


Рисунок 4 – Плотность и размер керамосфер

На рисунке 5 представлены результаты прочности и плотности в зависимости от прилагаемого давления. По результатам исследования установлено:

- Абсолютная плотность «Gransphere» аналогична плотности ценосфер и, в зависимости от марки, регулируется в пределах от 0,75 до 0,95 SG (г/см³);
- При давлении меньше 2000 psi значительно превосходит ценосферу по прочности;
- При давлении в предел 2000 – 2500 psi Керамосфера и ценосфера имеют сопоставимые показатели по росту плотности тампонажного раствора;
- При 3000 psi значения этих добавок очень близки, и учитывая экономические преимущества «Gransphere», легко корректируются рецептурой.

С применением керамосферы подобран состав тампонажного раствора плотностью 14000кг/м³ для цементирования колонн в скважинах Приобья глубиной 2500м при забойной температуре от 60 °С до 70 °С. Результаты качества цементирования представлены на рисунке 6, на котором видно преимущество керамосфер по сравнению с обычными алюмосиликатными микросферами.



Рисунок 5 – Изменение плотности и прочности от приложенного давления

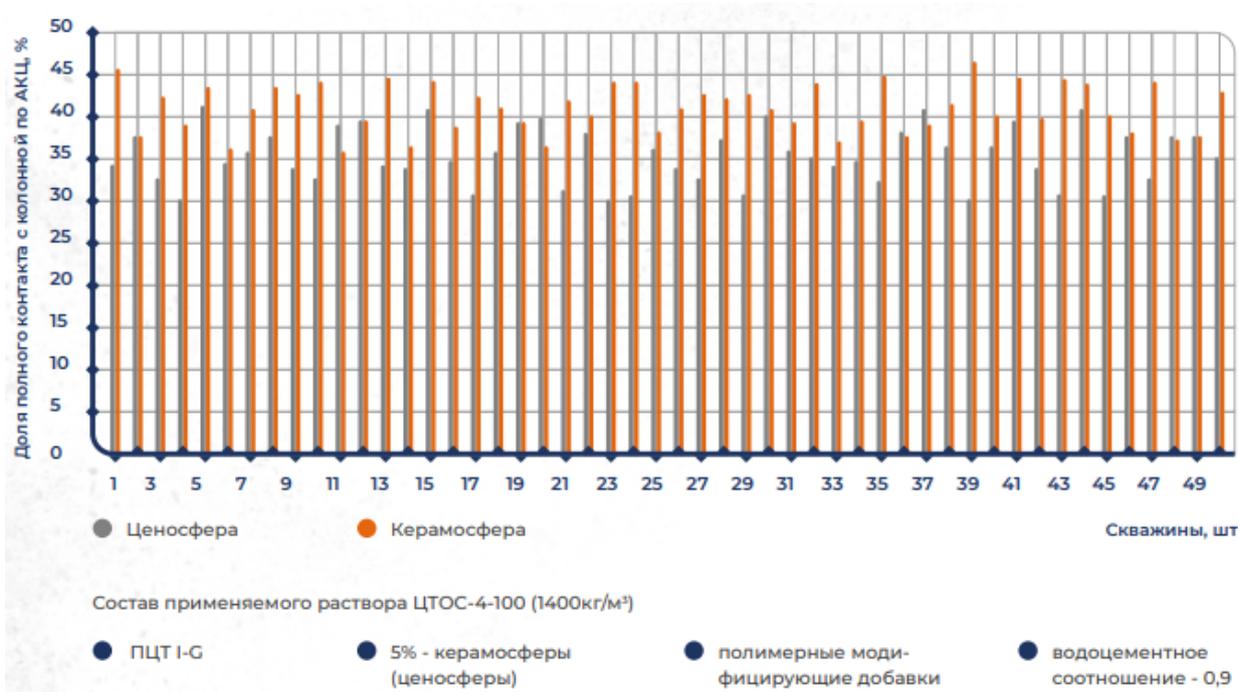


Рисунок 6 – Показатели качества цементирования эксплуатационных колонн тампонажной смесью ЦТОС-4-100 (1400 кг/м³)

На 20 скважинах проведены замеры плотности тампонажного раствора при затворении и на устье в конце продавки. Результаты приведены на рисунке 7.

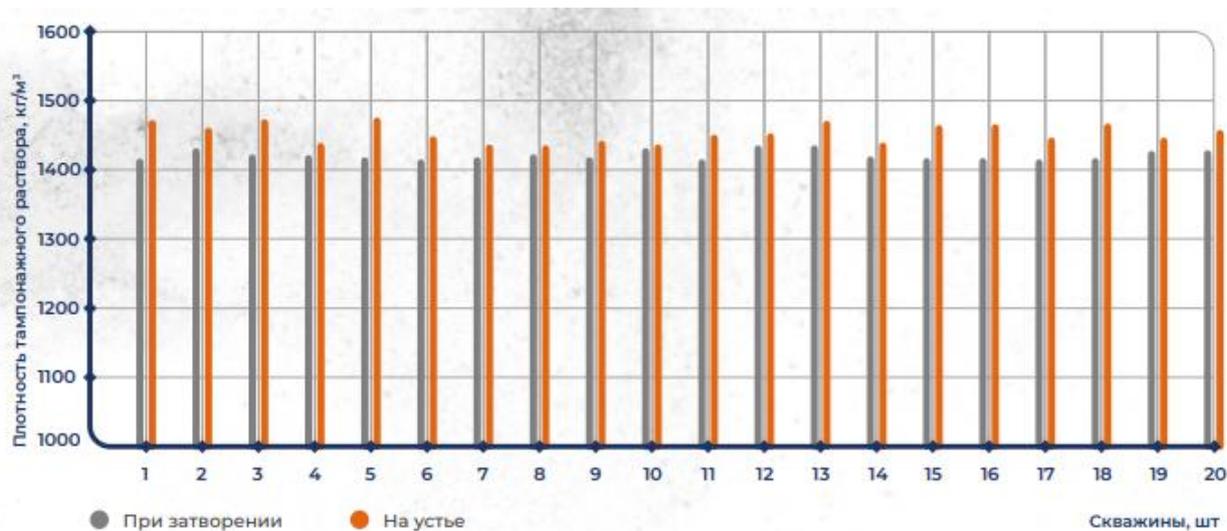


Рисунок 7 – Соотношения плотностей тампонажного раствора при затворении и после продавки на устье

По результатам исследований следует что, Данные лабораторных испытаний надежно согласуются с результатами многочисленных промысловых исследований по замеру плотностей тампонажного раствора в момент затворения и после выхода из межтрубного пространства на устье, при этом параметры глубины спуска эксплуатационной колонны, термобарических условий цементирования и применяемых рецептов аналогичны условиям на рисунке 6.

Рост плотности цементного раствора после прохождения через забой не более 2-3%, что также типично для большинства растворов на зольных микросферах

В цементных составах ГК «Гранула–СпецЦемент» освоено производство, и планомерно осуществляется масштабный переход в облегченные цементные растворы от ценосфер к керамосферам «Gransphere». Основываясь 20-ти летнем опыте, компанией разработаны и внедрены в промышленное применение различные составы облегченных тампонажных смесей на основе «Gransphere».

Керамосферы «Gransphere» являются реальной и полноценной заменой ценосфер, превосходя их по технико-экономическим и экологическим характеристикам. Возможность производства в требуемых объемах обеспечит стабильные цены, что исключит спекулятивный рост цен в обозримом будущем на облегченные тампонажные материалы для строительства скважин.

Таким образом из опыта применения «Gransphere» следует что «Gransphere» — полые стекловидные сферические частицы, которые имеют:

- закрытую пористость;

- «нулевое» водопоглощение;
- устойчивость к воздействию давления.

Это позволяет им заместить ценосферы не только в строительной индустрии, огнеупорах и композитных материалах, но и на более требовательных к стабильности работах — при бурении и креплении.

Пуццолановая активность частиц «Gransphere» позволяет заполнителю более эффективно встраиваться в матрицу цементного камня при твердении, обеспечивая отличную адгезию к цементу и поверхностям. Абразивный эффект способствует очистке ствола скважины при промывке и прокачке. За счет уникальной, однородной стекловидной структуры оболочки, акустические свойства «Gransphere», как проводника ультразвука, способствуют повышению скорости прохождения АКЦ-сигнала по сравнению с ценосферой при прочих равных условиях (одинаковые объемная доля твердой фазы, предел прочности камня при сжатии).

Таким образом из лабораторных и промышленных исследований можно сделать следующие выводы о преимуществах керамосфер:

- Керамические микросферы можно регулировать по грансоставу, плотности и прочности;
- Частицы обладают пуццолановой активностью и обеспечивают отличную адгезию к цементу и поверхностям;
- Однородный алюмосиликатный состав без посторонних включений и со стабильной водопотребностью;
- Стабильное качество. Стабильная производительность;

Предсказуемое ценообразование (независимо от доступности ценосфер и экономических циклов).

Библиографический список

1. Особенности строительства скважин в мерзлых породах / Н. Е. Щербич, В. Г. Кузнецов, А. Ф. Семенов, Д. А. Щербич. – Тюмень : ПД «Каравелла», 2021. - 304 с. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Щербич Н.Е., доцент кафедры НБ, к.т.н.

ОБЗОР АНАЛОГОВ АЭРИРОВАНИЮ БУРОВОГО РАСТВОРА

Жданов И.И., группа БСб 19-2, г. Тюмень, [i_jdanov@mail.ru](mailto:ijdanov@mail.ru)

При бурении скважин на депрессии необходимо использовать буровой раствор с низкой плотностью, чтобы создаваемое им гидростатическое давление было меньше пластового. С этой целью, помимо аэрированных буровых растворов могут применяться:

- Воздух/газ
- Туман
- Пены
- Стекланные микросферы

Продувка воздухом применяется для бурения в условиях многолетней мерзлоты. Суть метода заключается в том, что для очистки забоя от выбуренной горной породы используется сжатый воздух. Воздух подается в бурильные трубы через нагнетательный шланг посредством компрессора. Выходя из долота воздух расширяется и поднимается вверх, вдоль ствола скважины, увлекая шлам за собой, в выкидную линию, а затем в шламособорник, где он отделяется от воздуха. Очищенный от шлама воздух попадает обратно в атмосферу. Данный метод очистки скважины в определенных условиях способен значительно повышать производительность, а также снижать стоимость буровых работ.

Воздух отличается от привычных промывочных жидкостей своей сжимаемостью, малой вязкостью, и весьма малой плотностью. В связи с чем без каких-либо проблем может быть обеспечена высокая скорость и турбулентность восходящего потока. Поток воздуха быстро выносит весь шлам, охлаждает породоразрушающий инструмент, а также в меньшей степени препятствует движению буровой колонны и процессу разрушения породы. В сравнении с жидкостными буровыми растворами возрастает механическая скорость и рейсовая проходка. Продуктивные пласты не загрязняются. Поскольку продувка как правило применяется для бурения многолетних мерзлых пород – необходимо применение технологий, предотвращающих растепление почв, поэтому при воздушной продувке скважины может использоваться вихревой холодильник. Данный механизм встраивается в состав бурового снаряда над колонковой трубой. Сжатый воздух из ресивера компрессора по шлангу и бурильным трубам подается в вихревую камеру, где разделяется на два потока – горячий и холодный. Последний направляется внутрь колонковой трубы, попадает на забой и по узкому кольцевому зазору между стенками скважины и колонковой трубой направляется вверх, транспортируя шлам с забоя. Горячий поток воздуха попадает в широкий зазор между стенками скважины и бурильными трубами, где смешивается с холодным воздухом. После смешения температура становится примерно равной изначальной, но так как на узком участке шлам транспортируется холодным воздухом – условия для очистки забоя остаются нормальными [1].

Туман – это раствор созданный с применением туманообразующего агента, вещества, которое снижает поверхностное натяжение воды и помогает ей образовывать туман. Также в туман добавляются антикоррозийные средства. Основной минус бурения при помощи тумана – невозможность бурения скважин глубиной более 4500 метров [2].

Пена – еще один вид буровых растворов с малой плотностью. Применение пен способствует увеличению скорости бурения, сокращению времени простоя, улучшению контроля над потерями давления, а также повышает дебит скважин. Они подходят для бурения в интервалах с активным поглощением бурового раствора, в зонах многолетних мерзлых пород, а также для ремонта и очистки эксплуатационных скважин [3].

В состав пен могут входить различные компоненты в виде поверхностно-активных веществ, к примеру, смазывающие, повышающие устойчивость к низким температурам, ингибирующие и т.д. Также важными ингредиентами пены являются стабилизаторы и пенообразователи [4].

Для производства пен применяются: компрессоры, дозаторы, пеногенераторы (могут быть заменены компрессорами), устройство для повышения показателя давления и насос, обеспечивающий подачу жидкости с введенными в нее ПАВ. Иногда приготовление пены может происходить без применения компрессора – прямо в стволе скважины [4].

В зависимости от концентрации ПАВ можно получить следующие типы растворов [5]:

- 0,25 - 0,5% - Туман
- 0,5% - 1,5% - Пена
- 1,5% - 3% - Густая пена



Рисунок 1 – Виды буровых растворов по содержанию в них ПАВ

Полые стеклянные микросферы представляют собой свободно текущий порошок. Диаметры сфер составляют лишь несколько десятков микрон, а толщина их стенок около 1 микрометра. Будучи изготовленными из натрийборосиликатного стекла они являются легкими, химически инертными и прочными, причем прочными настолько, что даже PDC долота не сильно влияют на их число после прохождения через насадку долота.

В отличие от растворов на нефтяной основе, растворы со стеклянными сферами не пожароопасны и не имеют ограничений по применимости в условиях, когда важны вопросы охраны окружающей среды. В отличие от пен, они не требуют применения дорогостоящего

оборудования и не являются сжимаемыми, а также при их использовании можно применять забойные двигатели и осуществлять телеметрическое сопровождение бурения. Теоретическим пределом плотности бурового раствора является значение равное $0,66 \text{ г/см}^3$ [6].

Необходимость бурения скважин на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, а также современные экологические тренды заставляют нефтяные компании применять бурение на депрессии, и, как следствие, низкоплотностные буровые растворы.

Применение азрированных буровых растворов и их аналогов перспективно на территории Российской Федерации, поскольку в нашей стране существует большое количество месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, а также месторождений, находящихся в зонах вечной мерзлоты. Бурение на депрессии в первом случае позволит получать бóльшие дебиты, чем при обычном бурении за счет сохранения изначальных свойств коллектора, а во втором случае позволит скважинам отвечать современным экологическим стандартам, а также позволит снизить эффекты растепления многолетних мерзлых пород. Стоит учитывать, что некоторые месторождения относятся сразу к обеим группам.

Библиографический список

1. Джураев Р. У. Анализ бурения скважин с продувкой воздухом / Р. У. Джураев. – Текст: непосредственный // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2014. – №12. – С.327-330.
2. Rehm B. Air and Gas Drilling / B. Rehm. – Amsterdam: Underbalanced Drilling: Limits and Extremes. - 2012. – 629 p. – Text : direct.
3. Логинова М. Е. Бурение скважин с пеной / М. Е. Логинова. – Текст: непосредственный // Новшества в области технических наук. – 2016. – №1. – С. 17-19.
4. Пена для промывки скважин при бурении. – Текст: электронный // «Российское промышленное бурение»: официальный сайт. – 2021. – URL: <https://rosprombur.ru/pena-dlya-promyvki-skvazhin-pri-bureni.html> (дата обращения: 15.07.2021).
5. Основные принципы бурения с пеной. – Текст: электронный // «DrillPoint»: официальный сайт. – 2019. – URL: <http://drillpoint.ru/PDF/Osnovnie.principi.bureniya.s.penoy.drillpoint.ru.pdf> (дата обращения: 16.07.2021).
6. Папков С. Микросферы для бурения / С. Папков. – Текст: непосредственный // The Chemical Journal. – 2017. – №1. – С. 36-38.

АНАЛИЗ И РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГРП

*Рушков Д.Р., группа ТВПм-20-1, г. Тюмень, rushkov.98@yandex.ru ;
Шарифулин Р.Р., группа ТВПм-20-1, г. Тюмень;
Коврига В.Д., группа ТВПм-20-1, г. Тюмень;
Закиров Н.Н., доктор технических наук, профессор*

В данный период времени одним из эффективных методов по увеличению количества добываемой нефти является гидроразрыв пласта. Основными качествами данного метода является улучшение гидродинамической связи между скважиной и пластом, за счет ликвидации области с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами. Так же существенным преимуществом является высокий конечный коэффициент извлечения нефти, увеличивая зону дренирования, путем ввода в разработку интервалов с плохо выработанными зонами с низкой проницаемостью коллектора.

Порой при проведении ГРП не всегда удается получить желаемый результат. Причиной может служить понижение пластовой энергии, мгновенное понижение фазовых проницаемостей в переходных областях зоны пласта при росте скорости в притрещинной зоне фильтрации пластового флюида, кольматация трещин из за оседающего геля, вынос пропанта, прорыв фронта из за создания трещин, что приводит к увеличению обводнённости.

Все что было описано ранее, приводит к снижению ГРП, что приводит к экономической и технической потере от данного метода. Некоторые факторы невозможно решить с помощью оптимизацией разработки и дизайном ГРП, а только дополнительными технологическими решениями для снижения неэффективности от ГРП.

Одним из наибольших проблем при проведении ГРП является вынос пропанта. Причиной служит не только быстрый износ скваженного оборудования, но и снижение проводящей ширины трещины под эффектом расклеивания.

Причиной выноса пропанта является неустойчивое состояние пропантной массы в трещине, характеризующаяся высокой скорости пропанта из-за фильтрующихся газов и пластовых жидкостей. Для снижения выноса возможен способ уменьшения депрессии на пласт и как результат, скорости фильтрации флюида. Главным фактором выноса пропанта является его вымывание из призабойной зоны пласта, в следствии чего появляется трещины у ствола скважины, что приводит к снижению проводимости трещин и их эффективности.

Существует множество технологий и способов по решению проблем с выносом пропанта из трещины. Одной из таких является PropNET, ее преимущество заключено в закачке в пласт вместе с пропантом гибкого

стекловолокна, который наполняет разрывы между частицами проппанта, что в свою очередь увеличивает устойчивость проппантной набивки.

Так же не мало важной причиной служит кольматация неразложившимся гелем где жидкость разрыва, которая осталась в пласте после использования ГРП. Данная проблема оказывает отрицательное воздействие на продуктивность в скважине. За основу жидкости разрыва принимают гели гуровой смолы с добавкой полимеров и сшивателей. Порой возникают случаи, когда после распределения проппанта в трещине остаются неразрушенные полимеры. В следствии появляются гелеобразные массы, которые являются сверх вязкими. Данная масса блокирует не только область трещины, но и участок призабойной зоны. Еще одной проблемой данных жидкостей плохая песконесущая способность и большая фильтратоотдача при закачки геля. Выходом из этой проблемы является использование в качестве жидкости ГРП совершенных составов. К таким можно отнести FRAQ. Жидкость, обладающая эксплуатационными свойствами полимерной жидкости. Либо использование низкополимерной жидкости LowGuar. Можно применять жидкость незагрязняющие пласт ClearFrac.

Подводя итоги можно сделать вывод, что проектирование ГРП является ответственной работой, от которой зависит эффективность разработки проекта и ее дальнейшее функционирование. Есть причины, приводящие к техническим и экономическим убыткам, однако и существует ряд технологий способные решать данные проблемы для избежания проблем, связанные с проведением ГРП

Библиографический список

1. Шагалева Р. К. Совершенствование технологии гидроразрыва пластов с целью обеспечения стабилизации продуктивности объектов воздействия во времени / Р. К. Шагалева. - Текст : непосредственный // Нефтепромышленное дело. - 2014. - С. 45-54.

2. Высокоэффективная жидкость для ГРП Diamond FRAQ, не содержащая полимеров // Oil&Gas Eurasia. - 2008. - №2. - С. 8. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Закиров Н.Н., доктор технических наук, профессор

СИСТЕМА УПРАВЛЯЕМОГО СПУСКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН КОМПАНИИ TESCO

***Коврига В.Д., ТВПм-20-1, г. Тюмень
Шарифуллин Р.Р., ТВПм-20-1, г. Тюмень***

Рушков Д.Р., ТВПм-20-1, г. Тюмень
Щербич Н.Е., доцент, кандидат технических наук, г. Тюмень

В последнее время происходит увеличение объемов горизонтального бурения для добычи нефти и газа на суше и на шельфе России, при этом наблюдается повышение сложности горно-геологических и технико-технологических условий строительства и эксплуатации скважин. Это проявляется в повышенной сложности профилей (траекторий) стволов скважин, увеличении пространственной интенсивности искривления, также в увеличении отходов от устья (отклонение от вертикали), а зачастую в необходимости строительства скважин в условиях геологической несовместимости, в том числе из-за выработки ряда месторождений. Все эти факторы отрицательно влияют на качество условий разобщения и крепления пластов, а соответственно, требуют постоянного поиска новых и совершенствования известных технических и технологических решений в области крепления скважин. В работе представлены технические особенности и преимущества инновационных разработок TESCO – CDS™.

Крепление скважин – это очень сложный и значимый процесс. При выполнении операций по креплению скважины могут возникнуть следующие осложнения: недохождение обсадной колонны до проектной глубины, обрыв колонны по резьбовым соединениям, высокий риск возникновения прихвата при оставлении обсадной колонны без движения более 5 минут, ГНВП.

Все эти осложнения приводят к существенному увеличению затрат на их устранение в процессе строительства скважины.

Для проведения качественного крепления необходимо на всех этапах, начиная от подготовки ствола скважины под спуск обсадной колонны и заканчивая её спуском и цементированием, обеспечить правильный выбор технологий, оборудования и материалов, применяемых для осуществления данных операций.

Система управляемого спуска обсадных колонн TESCO Casing Drive System создана корпорацией TESCO для работы в комплексе с системой бурения на обсадной колонне Casing Drilling и обеспечивает реализацию всех преимуществ систем верхнего привода при выполнении работ по спуску колонны. Система CDS заменяет собой машинные ключи и элеваторы, обеспечивая одновременное вращение и расхаживание обсадной колонны, а так же возможность запустить циркуляцию в любой момент времени, что значительно повышает безопасность при проведении работ и снижает риск возникновения аварийных ситуаций.

Корпорация Tesco предлагает системы CDS как элемент комплексного решения по спуску обсадных колонн. Системы CDS легко устанавливаются на СВП любых производителей и за время эксплуатации

zareкомендовали себя, доказав наивысшую в отрасли универсальность и эффективность.

ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ СИСТЕМЫ Система Casing Drive System имеет соединение 3-171 по ГОСТ Р 50864-96 с правой резьбой и наворачивается на СВП (комплектация CDS™ 750 т имеет соединение с наружной резьбой 3 -185). CDS™ оснащена регулируемыми штропами (3м – 5,2м) на которых расположен гидравлический элеватор. Гидравлические элеваторы Tesco обеспечивают полную автоматизацию работ по спуску обсадной колонны. Автоматические элеваторы устраняют риск защемления, а так же необходимость нахождения членов бригады вблизи труб и оборудования. Срабатывающий под действием веса предохранительный замок удерживает элеватор от раскрытия. Один комплект элеваторов Tesco может применяться с различными типоразмерами обсадной колонны от 114,3мм до 508мм простой заменой вкладышей.

Встроенная система отклонения штропов обеспечивает затаскивание трубы через приемный желоб, избавляя от необходимости использования ручных элеваторов и значительно снижая физическую нагрузку и риск травматизма персонала. Система отклонения штропов подвешивает трубу и удерживает ее при опускании верхнего привода. Лапа захвата системы CDS™ принимает трубу и универсальный гидравлический привод без труда обеспечивает плавное свинчивание без изгибающей нагрузки, с точным контролем окончательного момента. Система TTMS по беспроводному каналу связи позволяет контролировать скорость спуска обсадной колонны и момент свинчивания обсадных труб.

Можно осуществлять спуск колонны с доливом, с циркуляцией во время спуска и одновременным расхаживанием, вращением при спуске, с проработкой при спуске колонны с созданием (передачей) нагрузки (части веса СВП). Данная технология позволяет минимизировать риски получения дифференциального прихвата, посадок, прилипания колонны. Возможность вращения с нагрузкой в зоне осложнений (обвалов/осыпей горных пород, сужение, «выпучивание» и т.д.) способствует достижению плановых глубин спуска колонн. Также спуск с циркуляцией и вращением позволяет достичь снижения коэффициента трения, что особенно актуально для скважин со сложными горно-геологическими условиями и сложными профилями (траекториями) ствола скважин, горизонтальных скважин. Также блокировка системы CDS™ устраняет опасность падения колонны в скважину, не позволяя системе высвободить трубу до посадки в клинья.

Система CDS™ позволяет снизить вероятность возникновения следующих осложнений: недохождение обсадной колонны до проектной глубины, обрыв колонны по замковым соединениям, высокий риск

возникновения прихвата при оставлении обсадной колонны без движения более 5 минут, ГНВП.

Благодаря техническим и технологическим преимуществам оборудования производства TESCO буровые установки, оснащенные системами CDS™ выполняют операции по спуску обсадной колонны более безопасно и эффективно, сводятся к минимуму ручные операции с обсадными трубами на буровой площадке и снижаются повышенные риски при применении стандартных приводных (гидравлических) ключей.

Заказчиками и Операторами в России являются – ПАО «НОВАТЭК», ОАО «Ямал СПГ», АО «Роспан Интернешнл», АО «Мессояханефтегаз», АО «Инвестгеосервис», «Эриелл НГС», ОАО «ССК», ГК «Интегра» и другие. Производится ряд работ в Республике Казахстан.

В сравнении с обычным методом спуска колонн применение CDS™ позволило снизить временные затраты на 20 %;

В сравнении с конкурентами CDS™ монтаж системы спуска быстрее в четыре раза, скорость спуска выше на 27 – 35 % (в зависимости от типоразмера колонн), монтаж цементировочной системы быстрее в восемь раз, демонтаж систем быстрее в 2 – 3 раза.

С использованием CDS™ во всем мире уже произведено спуски более 40 миллионов метров обсадных труб.

Таким образом, использование CDS™ производства TESCO является целесообразным и экономически эффективным, так как существенно сокращается количество оборудования и персонала, требуемого для спуска обсадной колонны, обеспечивается высокий уровень механизации работ, устраняется необходимость работы персонала в особо опасных условиях, а также снижается риск возникновения осложнений и аварийных ситуаций.

Предотвращая риск прихватов обсадных колонн, обрыва резьбового соединения, исключая использование промывочного переводника и снижение травматизма во время спуска обсадной колонны, можно достичь высокого экономического эффекта.

Библиографический список

1. Новейшие техни-ческие решения для крепления скважин / А. Гулов, С. Новиков, В. Журавчак, М. Ахметов. – Текст : электронный // Бурение и Нефть. – 2018. - № 1. – URL : <https://burneft.ru/archive/issues/2018-01/55> (дата обращения: 20.01.2022).

2. Tesco Bottom Drilling Recoverable Casing Drilling System / Zh. Lanjiang [et al.]. - Text : direct // Petroleum Machinery. – 2003. - № 31 (12). – P. 46-48.

Научный руководитель: Щербич Н.Е., доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», к.т.н., доцент

РАЗРАБОТКА НАУЧНЫХ ОСНОВ СНИЖЕНИЯ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

*Абилева С. Ж., Докторант кафедры «Нефтяная Инженерия»,
Казахстан, Алматы, E-mail: saulezh007@gmail.com
Молдабаева Г. Ж., д.т.н., ассоц. профессор кафедры «Нефтяная
Инженерия», E-mail: g.moldabayeva@satbayev.university*

В данной работе описывается процесс смешивающегося вытеснения, одного из действенных методов увеличения нефтеотдачи и снижения вязкости нефти, который происходит при закачке разных видов газа в пласт. По большей части закачивание газа нужно для поддержания пластового давления, снижения вязкости, а также для проталкивания остаточной нефти, и является хорошим решением для утилизации. Закачка газа с помощью фазовых треугольников Гиббса, помогает убедиться в наличии смешивания в пласте при пяти видах газа: трех легких газа, азота и диоксид углерода. При конвертации их в прямоугольные треугольники представленных по осям x и y , описываются композиционный состав их при смешивании и площадь, где нефть в пласте и закачиваемый газ смешиваются. Использовались такие программы как Eclipse, для симуляции. В основе этой работы лежат данные по месторождению X. За модель месторождения X был принят карбонатный коллектор со сложной трещинновато-кавернозной геологической структурой

1. Закачка газа

Процесс закачки газа известен как наиболее широко применяемый метод среди всех методов повышения нефтеотдачи (МУН) в карбонатных коллекторах, который также считается эффективным с точки зрения технологии и экономики. Благодаря закачке газа в нефтяной пласт можно повысить нефтеотдачу за счет поддержания пластового давления, а также реализовать такие концепции, как вытеснение нефти и испарение промежуточных и тяжелых фракций.

Когда чистый газ или газовая смесь вводится в пористую среду, происходят различные типы взаимодействий. Процесс начинается с растворения компонентов газа в нефти, тогда как компоненты нефти переходят в газовую фазу за счет установления химического равновесия. Когда газовая и жидкая фазы движутся под наложенным градиентом давления, они сталкиваются с исходной нефтью в пласте, образуя новые смеси, и достигают равновесия.

2. PVTi эксперименты

При исследованиях с моделированием коллектора очень важным фактором является точное определение характеристик пластового флюида. PVT-эксперименты, основанные на компьютерном моделировании

уравнения состояния, широко используются для прогнозирования и оценки свойств флюидов в подземных и наземных условиях в широком диапазоне температуры, давления и композиционного состава. Уравнение состояния необходимо для точности результатов композиционного моделирования. В этой работе с использованием модуля PVTI программного обеспечения моделирования ECLIPSE проиллюстрированы тройные диаграммы для различных растворителей, исходный состав нефти пласта X представлен в таблице 1.

В качестве растворителей для закачки исследовались как чистые газы, так и смеси, которые представлены в Таблице 2.

Эксперимент проводился с закачки CO₂, так как он улучшает нефтеотдачу за счет снижения межфазного натяжения, расширения нефти, снижения вязкости флюида и подвижности более легких компонентов нефти. Тем не менее, следует отметить некоторые проблемы, связанные с закачкой CO₂: ранний прорыв газа, цена на CO₂ и проблемы, связанные с транспортировкой, высокое содержание CO₂ в извлеченной продукции.

Азот также является экономичной альтернативой другим растворителям для добычи нефти, но такие инертные газы, как азот, требуют очень высокого давления для достижения смешиваемости.

Таблица 1 – Композиционный состав нефти коллектора

Компоненты	Z (% моль)
H ₂ S	0,0006
C ₁	0,273
C ₂	0,4986
C ₃	0,0612
i-C ₄	0,015
n-C ₄	0,017
i-C ₅	0,0078
n-C ₅	0,0065
C ₆	0,0302
C ₇₊	0,0901

Таблица 2 – Состав закачиваемого газа

Компоненты	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5

CO2				100%	
N2					100%
C1	30%	40%	50%		
C2	70%		25%		
C3		60%	25%		

На приведенных ниже рисунках построены трехкомпонентные графики для трех смесей углеводородных газов с помощью раздела PVTi программного обеспечения ECLIPSE. Видно, что каждое нагнетание по-разному влияет на один и тот же композиционный состав нефти, представленный в пласте. На рисунке 1 была закачана смесь углеводородных газов, 30% C1 и 70% C2 при P = 200 бар с 40% мольной долей. На Рисунке 2 смесь закачиваемого газа состоит на 40% из C1 и 60% C3 при тех же условиях, а на Рисунке 3 она состоит из трех компонентов, таких как C1 (50%), C2 (25%) и C3 (25%) при P = 200 бар с 40% мольной долей.

На рис. 5 показана закачка CO2 с мольной долей 40% при давлении 200 бар.

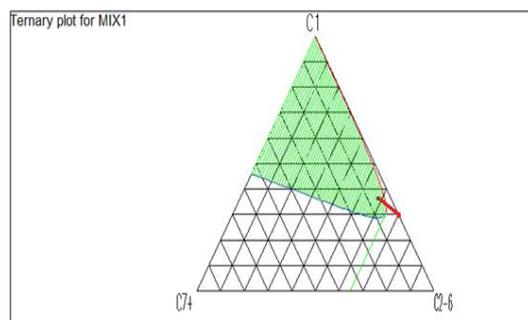


Рисунок 1 – Фазовая диаграмма смеси пластовой нефти с углеводородными газами (C1 и C2)

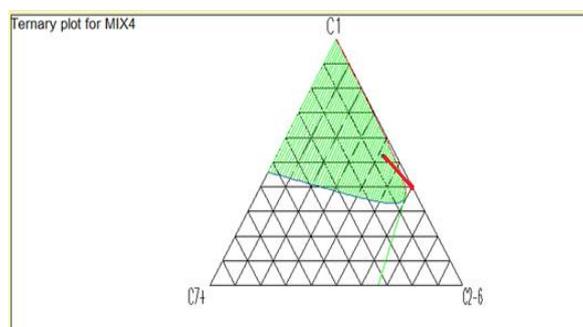


Рисунок 2 – Фазовая диаграмма смеси пластовой нефти с углеводородными газами (C1 и C3)

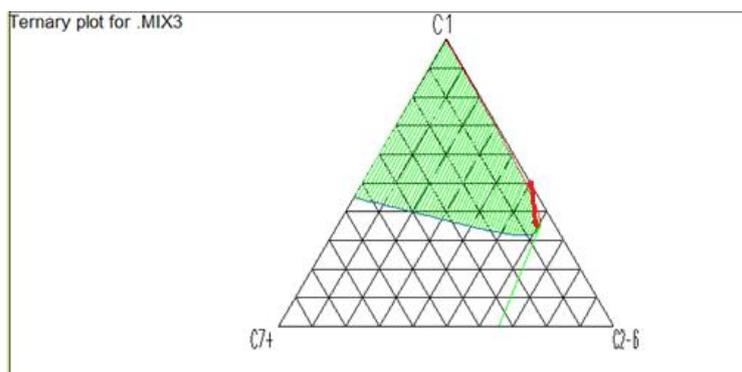


Рисунок 3 – Фазовая диаграмма смеси пластовой нефти с углеводородными газами (C1 и C3)

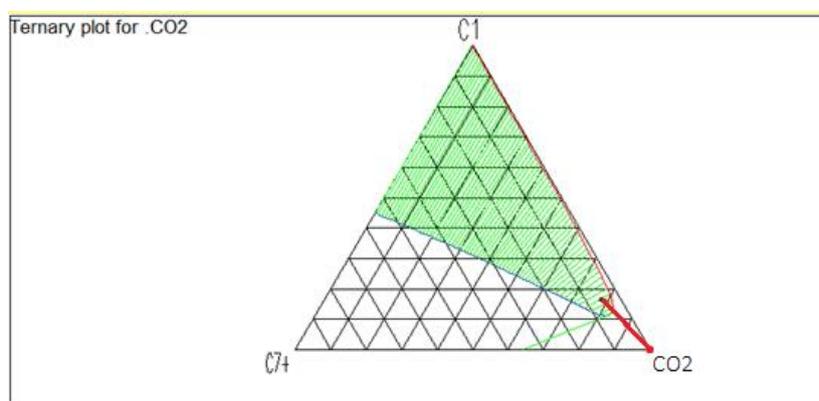


Рисунок 4 – Фазовая диаграмма смешения пластовой нефти с диоксидом углерода

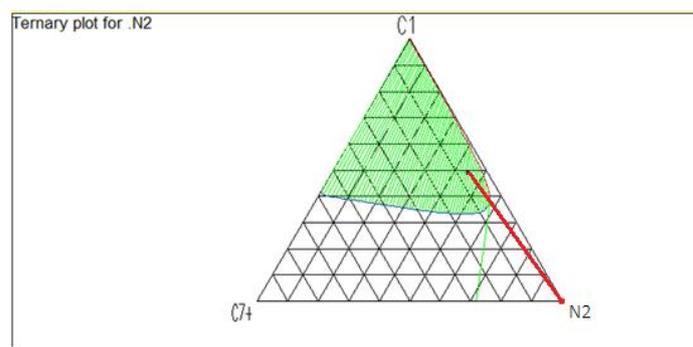


Рисунок 5 – Фазовая диаграмма смешения пластовой нефти с азотом

Обычно такие тройные диаграммы представлены для определения концепции смешивающегося вытеснения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Вытеснение нефти растворителями касается тех методов повышения нефтеотдачи, где главная нефтедобывающая функция реализуется благодаря экстрагированию, испарению, растворению, солубилизации, конденсации, тому или иному фазовому изменению, в котором участвует нефть. В данных методах задействованы значимые механизмы нефтеотдачи: увеличение объема нефти из-за обогащения ее газом, уменьшение вязкости, режим растворенного газа.

Коллекторы с высокой вязкостью и низкой проницаемостью широко распространены в разных странах. Литология месторождения карбонатная, трещиновато-кавернозная. Была выполнена оценка эффекта смешиваемого вытеснения.

В результате расчетов был выбран наиболее эффективный и подходящий газ для смешиваемого вытеснения;

В Eclipse был смоделирован процесс закачки газа с помощью Eclipse 300, а также были получены числовые и графические значения.

В резервуар было закачено пять видов газа: три смеси легких углеводородов, углекислый газ и азот. В результате проделанной работы первый газ, состоящий из метана (30%) и пропана (70%), был выбран как наиболее эффективный и подходящий газ, так как он имеет высокую производительность и смешивается с жидкостью, расходуя небольшое количество компонентов (5%).

Обычно такие тройные диаграммы представлены для определения концепции смешиваемого вытеснения, но этого недостаточно для выявления более подробной информации о точных составах, при которых начинается смешиваемость. Далее для того чтобы определить точный состав, необходимо выполнить некоторые расчеты мгновенного испарения, которые будут представлены в следующих работах.

Библиографический список

1. Panfilov M. Physicochemical Fluid Dynamics in Porous Media / Panfilov M. - Text : direct // Applications in Geosciences and Petroleum Engineering- Institute Elie Cartan. – University of Lorraine CNRS bd. Aiguillettes, BP 70239 54506, Vandoeuvre-lès-Nancy France.
2. Boersema D. M. Nitrogen Flooding Versus Methane Flooding in Volatile Oil Reservoirs / D. M. Boersema. - Delft University of Technology, Faculty of Mining and Petroleum Engineering. - 1990.
3. Kozyaev A.A. Fracture Modeling / A. A. Kozyaev, R. M. Shukovskiy, K. E. Zakrevskiy. - Text : direct // DFN practicum in Petrel 2016-2019. - Moscow, 2019.

4. Shell International Exploration and Production. Gas Flooding lectures. – 2016. - Text : direct.

5. Danesh A. PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids / A. Danesh. - Text : direct // Elsevier Science & Technology Books, 1998.

Научный руководитель: Молдабаева Г. Ж., д.т.н., ассоц. профессор кафедры «Нефтяная Инженерия»

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ПОЛИФУНКЦИОНАЛЬНОЙ ДОБАВКИ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ТЭП ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Гаймалетдинова Г.Л., ст. преподаватель кафедры «БНГС», ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, gaymaletdinova@mail.ru

Нефтегазовый комплекс РФ обеспечивает до 40 % ВВП страны. Для поддержания этого уровня сегодня наравне с крупными месторождениями приходится разрабатывать и мелкие. Бурение скважин осуществляется кустовым методом ради сохранения не только земельных участков, но и строительно-монтажные работы сводятся к минимуму. Скважины сложными профилями и горизонтальными участками значительной протяженности, с целью вовлечения в эксплуатацию больших площадей и увеличения дебитов и коэффициентов извлечения нефти. При этом величины отходов достигают нескольких тысяч метров, что значительно усложняет условия бурения. Возникают трудности в создании нагрузки на долото, очистки ствола от шлама, предъявляются высокие требования к буровым промывочным жидкостям. В работах [1-5] ранее подробно рассмотрены вопросы создания специальных добавок в БПЖ с целью снижения коэффициента трения стальных труб о горную породу и стальных труб о стенки кондукторов и технических колонн, создание БПЖ экологически чистых, пожаробезопасных, не токсичных, не вступающих в физико-химические реакции с горными породами, слагающими продуктивные пласты.

В настоящей работе сделана попытка создания такой комплексной добавки, которая обладала бы всеми ранее перечисленными свойствами. Это особенно важно при бурении сложнопрофильных скважин с горизонтальными окончаниями значительной протяженности, когда БПЖ продолжительное время контактирует с продуктивным пластом, в котором имеют место перемишки из глины и других материалов.

Активная основа реагента является продуктом взаимодействия борной кислоты, смеси жирных кислот, окисленных растительных масел и фосфатидного концентрата. Высшие жирные кислоты природных

растительных масел, по отдельности обладающие низкими значениями смазывающих свойств и не содержащие воду, хорошо совмещаются, и в совокупности с другими компонентами реагента обеспечивают синергетический эффект, проявляющийся в повышении смазочных свойств добавки по сравнению с известными высокоэффективными смазочными добавками [2-5]. Растительные масла состоят из триглицеридной структуры. Триглицериды защищают поверхность в условиях граничной смазки следующим образом. Свободные жирные кислоты действуют как граничные добавки, образуя защитные комплексы кислоты с металлическими поверхностями [6]. Триглицериды адсорбируются на поверхности, покрытой жирными кислотами, образуя граничный смазочный слой. Содержание окисленных жиров в реагенте обуславливает повышенные смазывающие и противоприхватные свойства. Механизм этого влияния можно объяснить следующим образом. Жирные кислоты реагируют с поверхностью, образуя защитный слой, прочность которого сильно зависит от силы взаимодействия между молекулами, составляющими пленку. Наличие двойной связи в ненасыщенных кислотах препятствуют вращению фрагментов молекулы вокруг нее, в результате чего молекулы кислот труднее упаковываются, что приводит к формированию более слабого защитного слоя. Окисленные жиры имеют в своем составе меньшее количество фрагментов ненасыщенных кислот. Поэтому тонкие слои окисленных молекул жирных кислот обеспечивают более плотную упаковку, увеличивая межмолекулярные взаимодействия и обеспечивают более прочную пленку [8]. В исследованиях было показано, что насыщенные жиры обладают противозносными свойствами и значительно улучшают несущую способность по сравнению с минеральными маслами [9].

В нефтяной промышленности фосфатидные концентраты (фосфолипиды) применяют при производстве смазочных масел для гомогенного распределения их составных частей; прибавление фосфатидных концентратов предотвращает образование нежелательных продуктов полимеризации при хранении смазочных масел. Фосфолипиды представляют собой поверхностно-активные вещества, которые могут покрывать защищаемую поверхность. В зависимости от условий использования фосфолипиды могут действовать как катионные или анионные поверхностно-активные вещества, т.е. являться амфотерными ПАВ[10]. Известно, что амфотерные ПАВ обладает многими превосходными характеристиками, такими как устойчивость к высокоминерализованным водным растворам, низкой токсичностью и хорошей биоразлагаемостью [8].

В состав флотореагент-оксаль Т-92 входят смесь многоатомных спиртов [11], которые могут адсорбироваться на металлической поверхности за счет образования связей по донорно-акцепторному

механизму, улучшая адсорбцию жирных кислот активной основы, за счет чего достигается синергетический смазывающий эффект растворителя. Кроме улучшения смазочных свойств их использование в составе смазочной добавки положительно сказывается и на качестве вскрытия продуктивных пластов.

В настоящее время широко используют следующие смазочные добавки как - смазочные реагенты зарубежного производства, ДСБ КТМ, ДСБ МГК, ПКД-515, ФК-2000+.

Одно из наиболее распространенных осложнений при бурении скважин - потеря устойчивости горных пород, слагающих стенки скважины, часто приводит к отклонению от номинального размера сечения ствола скважины. Одной из причин является набухание глинистых пород за счет их гидратации из-за влагопереносом в системе «буровой раствор-порода». Как правило, процесс гидратации глинистых горных пород разделяют на две стадии: адсорбционное набухание и осмотическое [12]. Согласно исследованиям [13], чтобы предотвратить гидратационное разупрочнение стенок скважины необходимо между раствором и глинистой коркой создать искусственную полупроницаемую мембрану.

Одним из путей получения полупроницаемой мембраны при контакте с глинистой породой, является использование органических неэлектролитов. В качестве неэлектролитов могут выступать аминоспирты (диэтаноламин, триэтаноламин). Данные органические соединения встраиваются в гидратированную силикатную оболочку глины, блокируя ее поверхность при поступлении мономеров воды [12].

Среди подобных реагентов наибольшей эффективностью обладают различные соединения композиций низкомолекулярных гликолей (моноэтиленгликоля, диэтиленгликоля, триэтиленгликоля), амиды, фосфолипиды.

Так, например, реагент марки Девон-2Л, включающий в основе жирные кислоты триглицеридов растительных масел, фосфолипиды и гликоли, применяется в качестве гидрофобизирующей добавки, предотвращающей диспергирование и набухание глин. Химическая структура молекул гликолей позволяет им адсорбироваться на активных участках поверхности глин. В результате особого экранирования этих участков происходит подавление процессов гидратации и набухания глинистых минералов [14].

В последние годы при строительстве скважин на месторождениях положительно зарекомендовали себя следующие органические ингибиторы глинистых пород: комплексный реагент ПКД-515, гидрофобизаторы производства НИИПАВ Волгодонск ДОН-А; ДОН-Б.

Лабораторные исследования.

Улучшение свойств и структуры фильтрационной корки осуществляется регулированием реологических, фильтрационных и триботехнических свойств [15-16] буровых растворов. На практике это означает определенные сложности в получении буровых растворов, которые отвечали бы требованиям конкретных горно-геологических условий [1].

По результатам исследований разработан новый состав бурового раствора, включающий: водную фазу, минерализованную хлоридом калия и кальция, полисахаридный полимер, структурообразователь - биополимер ксантанового типа, карбонатный утяжелитель, пеногаситель и реагент комплексного действия «Девон-2л».

В таблице 1 приведены параметры ингибирующего биополимерного бурового раствора в сравнении с прототипом [1].

Все показатели свойств ингибирующего раствора определялись при температуре $23 \pm 2^\circ\text{C}$.

Таблица 1 – Параметры ингибирующего биополимерного бурового раствора

Параметры раствора при 20°C						
Образец смазочной добавки	ПФ, $\text{см}^3/30$ мин	Пластическая вязкость, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	ДНС, дПа	СНС, дПа		
				10сек	10мин	
ББР без добавок	7	32	124	24	34	
ИББР с добавкой Девон-2л 1%	2	23	162	77	101	
ИББР с добавкой ФК-2000+ 1%	4	21	115	43	57	
ИББР с добавкой ДМБ-МГК 1%	5	28	125	48	67	
ИББР с добавкой ПКД-515 1%	3-4	22	124	38	48	

Ниже приведены результаты изучения влияния указанных реагентов на противоприхватные свойства ИБР. Для этого использовался прибор ФСК-2М, достоинством которого является возможность получения значений как статического, так и динамического коэффициентов трения пары «металл – фильтрационная корка» [17]. Опыты проводились на образцах фильтрационных корок при 20 минутном неподвижном контакте со стальным грузом, таблица 2.

Таблица 2 – Влияние различных реагентов на статический и динамический коэффициенты трения при 20 мин неподвижного контакта пары «металл-фильтрационная корка»

Раствор	Коэффициент трения μ при продолжительности контакта 20 мин	
	статический	динамический
1. Исходный буровой раствор	0,365	0,287
2. ББР+0,5 % Девон-2л	0,259	0,158
3. ББР+1% Девон-2л	0,120	0,112
4. ББР+ 1% ДСБ КТМ	0,235	0,148
5. ББР+ 1% БСБ МГК	0,134	0,118
6. ББР+ФК-2000+	0,140	0,120
7. ББР+Бейкер Хьюз	0,269	0,153
8. ББР+ ПКД-515	0,182	0,155

Предлагаемая добавка Девон-2л уменьшает динамический коэффициент трения пары «металл - фильтрационная корка» примерно на 60%, статический примерно на 70 % и превосходит существующие реагенты (смазочные реагенты зарубежного производства, ДСБ КТМ, ДСБ МГК, ПКД-515, ФК-2000+). Это важно для буровой технологии, особенно при увеличении длительности контакта бурильной колонны со стенками скважины.

Лабораторные исследования реагента по влиянию на набухание глины показывают высокий уровень ингибирования глинистых пород. При совместном использовании KCl , $CaCl_2$ и реагента Девон-2л имеет место видимый синергетический эффект.

Результаты выполненных экспериментов по оценке набухания образцов аргиллитов Турнейского горизонта, а также в различных средах в течение 72 часов приведены на рисунке 1.

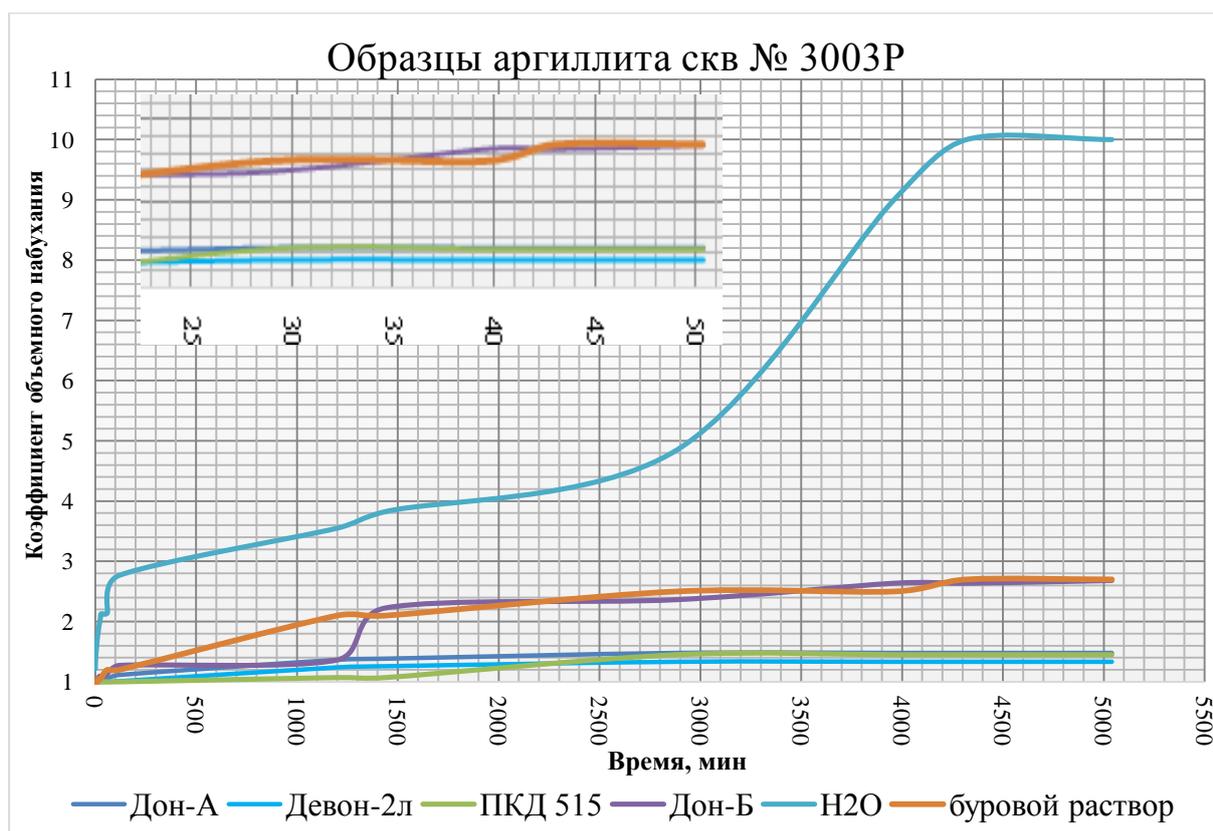


Рисунок 1 – Кинетика набухания образцов аргиллита скв № 3003Р в воде, а также в различных средах в течение 72 часов

Исследование образцов аргиллита показало, что при добавлении гидрофобизатора Девон-2л коэффициент объемного набухания уменьшился примерно на 90% по сравнению с прототипами.

В промышленных условиях комплексный реагент Девон-2л был испытан при бурении на Шарканском месторождения в Удмуртской Республике.

Бурение с использованием комплексного реагента «Девон-2л» велось без осложнений, затяжек и посадок при спускоподъемных операциях, на что сэкономлено 45 часов времени. Ориентировочная стоимость 1 ч простоя составляет 22 000 рублей. Экономия только по этим статьям составляет 990 000 рублей.

Библиографический список

1. Гаймалетдинова Г. Л. Математическое моделирование состава и свойств промывочных жидкостей на безводной основе с применением смазочного реагента Девон-2Л / Г. Л. Гаймалетдинова, Р. А. Исмаков, Р. А. Мулюков. - Текст : непосредственный // Нефтяная провинция. – 2021. - №4-2(28). - С. 454-467.

2. Пат. 2732147 Российская Федерация, МПК С09К 8/035. Реагент для обработки промывочных жидкостей, используемых при бурении скважин : №2019131125 : заявл. 01.10.2019 : опубл. 11.09.2020 / Арсланов И. М., Гаймалетдинова Г. Л., Мулюков Р. А.; патентообладатель Гаймалетдинова Г.Л., ООО НПП «Икар». - Текст : непосредственный.

3. Пат. 2756264 Российская Федерация, МПК С09К 8/12. Ингибирующий биополимерный раствор : № 2020132252 : заявл 29.09.2020 : опубл : 28.09.2021/ Занчаров А. В., Меньшиков Д. А., Гаймалетдинова Г. Л., Мулюков Р. А., Исмаков Р. А. [и др.] ; патентообладатель Занчаров А. В., Меньшиков Д. А., Гаймалетдинова Г. Л. - Текст : непосредственный.

4. Гаймалетдинова Г. Л. Влияние различных смазочных добавок на противоприхватные свойства буровых растворов / Г. Л. Гаймалетдинова, В. И. Маршев, Р. Р. Валишина. - Текст : непосредственный // Материалы 72-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ.- Уфа, 2021. – С. 106.

5. Акмухаметов И. Д. Исследование смазочных добавок к буровым растворам/ И. Д. Акмухаметов, Г. Л. Гаймалетдинова. - Текст : непосредственный // Материалы 72-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ.- Уфа, 2021. – С. 95.

6. Hu Z. S. Tribochemical reaction of stearic acid on copper surface studied by surface enhanced Raman spectroscopy/ Z. S. Hu, S. M. Hsu, P. S. Wang. - Text : direct // Tribol. Trans. - China, 1992.- №35 (1). - P. 417-422.

7. Fox N. J. Boundary Lubrication Performance of Free Fatty Acids in Sunflower Oil / N. J. Fox, B. Tyrer, G. W Stachowiak. - Text : direct // Tribology Letters. - 2004. - №16(4). - P. 275–281.

8. Wang S. F. Synthesis of new betaine-type amphoteric surfactants from tall oil fatty acid / S. F. Wang, T. Furuno, Z. Cheng. - Text : direct // Journal of Wood Science. – 2002. - № 48(5). - P. 419–424.

9 Odi-Owei S. Tribological behaviour of unfilled and composite polyoxymethylene. / S. Odi-Owei. - Text : direct // Lubrication Engineering. - USA, 1988. - № 45(11). - P. 685-690.

10 Lesik E. I. Phospholipids from plant materials as a corrosion inhibitor in oil production / E.I. Lesik, F.A. Buryukin, R.A. Vaganov. - Text : direct // J. Phys.: Conf. Ser. – 2021. – URL : https://www.researchgate.net/publication/356619502_Phospholipids (date november 2021).

11 Исследование оксалей в качестве комплексных реагентов для бурения и освоения скважин / Н. А. Петров, Г. В. Конесев, А. В. Кореняко, И. Н. Давыдова. - Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2006. - №2.- С. 2-22.

12. Клеттер В. Ю. Совершенствование буровых растворов для строительства скважин на акватории арктического шельфа : 25.00.15 : дис. ... канд. техн. наук / В. Ю. Клеттер. - Уфа, 2010. - 170 с. - Текст : непосредственный

13. Городнов В. Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении / В. Д. Городнов. – Москва : Недра. - 1984. - 228 с. - Текст : непосредственный.

14. Сас В. Н. Применение ингибирующих композиций органического и неорганического типа / В. Н. Сас, И. В. Панов, Е. Я. Мелешко. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2017. - №12. – С. 30-34.

15. Биктагиров К. М. Анализ эффективности применения смазывающих добавок к буровым промывочным жидкостям / К. М. Биктагиров, Н. А. Аксенова, В. А. Федоровская. - Текст : непосредственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, 20 апреля 2017 года. – Тюмень : ТИУ, 2017. - С. 133-138.

16. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебное пособие: учебное пособие для вузов / В. П. Овчинников, Ф. А. Агзамов, Н. Н. Закиров [и др.] ; ред. В. П. Овчинников. – Тюмень, 2017. - 576 с. - Текст : непосредственный.

17. Салихов И. Ф. Контроль антифрикционных свойств фильтрационных корок при бурении скважин сложного профиля / И. Ф. Салихов. - Текст : непосредственный // Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук : матер. междунар. науч.-техн. конф. - Уфа : ИП Верко «Печатный домъ». - 2012. - № 6. - С. 128-131.

Научный руководитель: Конесев Г.В., профессор кафедры «БНГС», д.т.н., профессор

ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕНОГАСИТЕЛЕЙ

***Красильникова Е.Е., группа БСб-18-1, г. Тюмень, ekrasil.2000@mail.ru
Щербич Н.Е., доцент кафедры БНГС, г. Тюмень, scherbichne@tyuiu.ru***

Строительство глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях с аномальными пластовыми давлениями обуславливает необходимость эффективного управления свойствами применяемых тампонажных растворов.

Для обработки растворов используется широкий ассортимент реагентов и материалов, в том числе обладающих пенообразующей способностью, которая провоцирует неуправляемое изменение плотности и реологических свойств технологической жидкости. В результате возникает опасность возникновения осложнений и аварий, ликвидация которых увеличивает стоимость работ. Для профилактики и ликвидации

пенообразования используют специальные добавки-пеногасители, обеспечивающие управление поверхностным натяжением жидкой фазы раствора в контакте с воздушной средой.

В работе представлены исследования следующих пеногасителей: Silipur RE 2971, Axilat DF 770 DD, DC2-4248 S, R-1, Дефомикс, Пента-465.

Исследования проводили на тампонажном растворе на основе цемента ЦТОС (лабораторная проба) при В/Ц равном 0,8.

Лабораторные исследования проводились при температуре $(20 \pm 2)^\circ\text{C}$, все пробы затворялись на водном растворе хлорида натрия плотностью 1030 кг/м^3 .

Реагенты Silipur RE 2971, Axilat DF 770 DD, DC2-4248 S, R-1 добавлялись в цемент в сухом виде, а реагенты Дефомикс, Пента-465 – в жидкость затворения в процентном отношении к массе цемента. Краткая характеристика растворимости пеногасителей представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Краткая характеристика растворимости пеногасителей

Наименование реагента	Наименование растворителя	
	Вода	водный раствор NaCl плотностью $1,03 \text{ г/см}^3$
Silipur RE 2971	Растворяется не полностью, оставляя белый осадок в виде крупинок. Растворы мутные белые.	
Axilat DF 770 DD	Практически не растворяется, оседает.	Практически не растворяется, оседает в виде хлопьев, при перемешивании слабо пенится.
DC2-4248 S	При перемешивании слабо пенится. Почти полностью растворяется. Раствор белый мутный.	При перемешивании слабо пенится. Растворяется плохо, оседает.
R-1	Растворяется полностью, легкий (всплывает), липкий.	
Дефомикс	Растворяется полностью.	
Пента-465	Растворяется плохо, легкий (всплывает).	

Приготовление тампонажных растворов осуществлялось по методике ГОСТ 26798.2, после чего раствор перемешивался вручную в течение 1 мин, и замерялась его плотность ареометром АБР-1.

Эффективность пеногасителя (дозировки) C_1 определялась по формуле:

$$C_1 = 1 - \frac{\Delta\rho \cdot \rho_1}{\Delta\rho_1 \cdot \rho_2} \cdot 100, \quad (1)$$

где: ρ_1 - плотность вспененного раствора без пеногасителя, кг/м³;

ρ_2 - плотность раствора, обработанного пеногасителем (без использования вакуумирования), кг/м³;

$\Delta\rho$ - разность плотностей невспененного и обработанного пеногасителем растворов, кг/м³;

$\Delta\rho_1$ - разность плотностей невспененного и вспененного без пеногасителя растворов, кг/м³;

$$\Delta\rho = \rho - \rho_2, \quad (2)$$

где ρ - плотность невспененного раствора (расчетная), кг/м³;

$$\Delta\rho_1 = \rho - \rho_1. \quad (3)$$

Для определения плотности вспененного раствора (ρ_1) был приготовлен контрольный раствор без пеногасителя ($\rho_1 = 1410$ кг/м³). Плотность невспененного раствора (расчетная) $\rho = 1510$ кг/м³. Плотность раствора, обработанного пеногасителем (без вакуумирования) (ρ_2) определялась конкретно для каждого тампонажного раствора с добавкой пеногасителя.

Предположительно, наличие воздуха в тампонажных растворах, приготовленных на основе ЦТОС, связано с содержанием в составе цемента гидрофильного высокодисперсного кремнеземистого материала. При приготовлении тампонажного раствора воздух адсорбируется на поверхности высокодисперсных частиц и вовлекается в раствор, чем обусловлено снижение плотности. Для удаления вовлеченного воздуха необходимо применение пеногасителей, обеспечивающих снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз.

Результаты лабораторных исследований тампонажных растворов с добавками пеногасителей приведены в таблице 2. По полученным данным наибольшие значения C_1 соответствуют рецептурам 2, 3, 10 (см. таблицу 2). Это говорит о высокой эффективности пеногасителей Silipur RE 2971 (0,05 %, 0,10 %) в составах 2, 3, Пента-465 (0,20 %) в составе 10.

Для определения оптимальных концентраций при практическом применении указанных пеногасителей следует проводить дополнительные исследования, включающие оценку их влияния также на основные технологические показатели тампонажных растворов.

Таблица 2 – Результаты лабораторных исследований пеногасителей

Состав раствора, мас.ч.	Окончательная плотность, кг/м ³	Эффективность пеногасителя, %	Примечание

1. 1,0 ЦТОС + 0,8 р NaCl	1410	-	Раствор вакуумировался в течение 5 мин.
2. 1,0 ЦТОС + 0,05 % Silipur RE 2971 + 0,8 р NaCl	1510	100,0	При перемешивании вручную воздух выходит, после раствор в течение 5 мин вакуумировался.
3. 1,0 ЦТОС + 0,1 % Silipur RE 2971 + 0,8 -р NaCl	1500	90,6	Раствор перемешивался вручную в течение 5 мин.
4. 1,0 ЦТОС + 0,1 % Axilat DF 770 DD + 0,8 р NaCl	1460	51,7	Раствор перемешивался вручную в течение 5 мин.
5. 1,0 ЦТОС + 0,05 % R-1 + 0,8 р NaCl	1390	-21,7	Раствор перемешивался вручную в течение 5 мин.
6. 1,0 ЦТОС + 0,1 % R-1 + 0,8 р NaCl	1390	-21,7	Раствор перемешивался вручную в течение 5 мин.
7. 1,0 ЦТОС + 0,2 % R-1 + 0,8 р NaCl	1380	-32,8	Раствор перемешивался вручную в течение 5 мин.
8. 1,0 ЦТОС + 0,1 % Дефомикс + 0,8 р NaCl	1420	10,6	Раствор перемешивался вручную в течение 5 мин.
9. 1,0 ЦТОС + 0,5 % Дефомикс + 0,8 р NaCl	1420	10,6	Раствор перемешивался вручную в

Библиографический список

1. ГОСТ 26798.2-96. Цементы тампонажные типов I-G и I-H. Методы испытаний : межгосударственный стандарт : издание официальное : введен в действие с 1 октября 1998 г. в качестве государственного стандарта Российской Федерации постановлением Госстроя России от 10 апреля 1998 г. № 18-32 : введен впервые : дата введения 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. – Текст : непосредственный.

ПЕРЕДОВЫЕ РАЗРАБОТКИ В СФЕРЕ ТЕХНОЛОГИЙ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА УРЕНГОЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Штейн С.А., ассистент кафедры НБ, г. Тюмень, shtejnsa@tyuiu.ru

Ориентированная разведка ачимовской толщи на север Западной Сибири началось с середины 1970-х — начала 1980-х годов. Свидетельство нефтегазоносности ачимовских отложений к востоку от Уренгойского вала впервые было получено по результатам проходки скважин, предназначенных для изучения юрских и триасовых отложений. Основное количество скважин было остановлено с забоем в верхней юре в связи с перспективностью ачимовской толщи.

Уникальные характеристики геологического строения нефтегазоконденсатных залежей устанавливают особый подход к методике технологий бурения и опробования скважин, эксплуатации и оценке уровней добыч углеводородов.

Разработка отложений Уренгойского месторождения имеет различные технологические сложности, связанные со следующими причинами: достаточно низкая проницаемость коллекторов, неоднородность свойств по площади и разрезу, большая глубина залегания, аномально высокое начальное пластовое давление. Однако запасы углеводородов этих залежей уникальны, поэтому их извлечение является актуальной задачей.

Проведенный до этого [1] анализ технологических и геологических факторов указывает на то, что к технологическим показателям, которые имеют возможность значительно влиять на продуктивность скважин, относятся технологии и методы первичного и вторичного вскрытия.

Залежи пластов юрских и ачимовских отложений характеризуются аномально высокими начальными пластовыми давлениями с коэффициентом аномальности соответственно до 1,77 и 1,70. Начальные пластовые давления в залежах пластов БУ₁₆-БУ₁₈ соответствуют нормальному гидростатическому давлению по законтурной водоносной зоне.

Вскрытие продуктивных ачимовских и юрских залежей производилось утяжеленным глинистым раствором на водной основе. Глинистый раствор утяжелялся баритом, в качестве наполнителя для предотвращения возможных поглощений была выбрана резиновая крошка.

По причине аномально высоких пластовых давлений (k_a 1,5...1,7) в залежах ачимовской толщи, вскрытие производилось на буровых растворах плотностью $\rho = 1,7...1,8$ г/см³ с применением барита как утяжелителя и добавкой разнообразных наполнителей (резиновой крошки и т.д.-)

Пласты-коллекторы с низкой проницаемостью характеризуются высокой зоной проникновения при взаимодействии с буровым раствором, что усложняет вызов притока и требует применения дополнительных методов воздействия на призабойную зону пластов. Наибольшая глубина проникновения фильтрата бурового раствора наблюдается в пластах-коллекторах с наименьшей проницаемостью (менее 0,1 мкм), когда закупорка пласта может привести к полной потере гидродинамической связи пласта со скважиной, что может потребовать применения неоднократных специальных работ по интенсификации притока из пласта.

Следует отметить, что гидравлическая программа бурения, основанная на выборе рецептур бурового раствора на основе лабораторных исследований кернового материала, не позволяет адекватно моделировать физико-химические процессы, сопутствующие вскрытию продуктивных пластов. Это может привести к недостоверным и ошибочным результатам по выбору оптимальных рецептур буровых растворов для качественного вскрытия продуктивных отложений.

Проведенные исследования позволили сформулировать требования при проектировании свойств и состава буровых растворов на водной основе для вскрытия продуктивных пластов:

— фильтрат раствора должен препятствовать набуханию глинистых частиц, содержащихся в пласте-коллекторе, и увеличению гидрофильности разбуриваемой горной породы, в результате чего наблюдается снижение проницаемость низкопроницаемых коллекторов;

— необходимо исключить условия образования водонефтяных эмульсий, снижающих проницаемость призабойной зоны;

— состав фильтрата должен исключать физико-химические взаимодействия при проникновении фильтрата в пласт;

— гранулометрический состав твердой фазы бурового раствора должен быть аналогичным по структуре относительно порового пространства пласта;

— необходимо стремиться минимизировать поверхностное натяжение на границе фильтрат — углеводородное содержание пласт;

— минимизировать водоотдачу при забойных условиях температуры и давления;

— плотность и реологические свойства раствора должны обеспечивать минимальное дифференциальное давление на пласт;

— осмотическое давление должно быть минимальным, а степень минерализации и солевой состав фильтрата - близкими к пластовым с целью исключения образования нерастворимых осадков в порах пласта-коллектора.

Большинство исследований, связанных с сохранением фильтрационных характеристик продуктивного пласта при первичном вскрытии, связано с мероприятиями, направленными на улучшение качества вскрытия продуктивных отложений за счет разработки новых составов буровых растворов с минимальным загрязняющим эффектом на коллекторские характеристики пласта.

Однако, следует отметить, что исследователи уделяют недостаточно внимания проблеме управления вскрытием продуктивных пластов в оперативном режиме механического углубления ствола скважины, а также вопросу изучения геологических и технологических сторон создания управляемого бурения на минимальной репрессии.

Библиографический список

1. Брехунцов А. М. Тип коллекторов в отложениях ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны / А. М. Брехунцов, Г. Г. Кучеров, М. Е. Стасюк. - Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1998. — №7. — С. 2—6.

2. Кошелев В. Н. Буровые растворы для качественного первичного вскрытия продуктивных пластов / В. Н. Кошелев, А. И. Пеньков, Е. В. Беленко. - Текст : непосредственный // Труды НПО "Бурение". - Краснодар, 2002. - № 8. - С. 35-40.

3. Карнаухов М. Л. Справочник по испытанию скважин / М. Л. Карнаухов, Н. Ф. Рязанцев. – Москва : Недра. – 1984. - С.154-162. - Текст : непосредственный.

4. Зарипов Р. Р. Гидроакустическая технология для бурения скважины и первичного вскрытия продуктивного горизонта / Р. Р. Зарипов, Р. Ш. Муфазалов, Л. Р. Климова. - Текст : непосредственный // НТЖ "Технологии ТЭК", ИД "Нефть и капитал". – 2006. - № 2. – С. 38-51.

СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ РОТОРНО-УПРАВЛЯЕМЫХ СИСТЕМ

Шарифуллин Р.Р., ТВПм-20-1, г. Тюмень

Коврига В.Д., ТВПм-20-1, г. Тюмень

Рушков Д.Р., ТВПм-20-1, г. Тюмень

Закиров Н.Н., доктор технических наук, профессор, г. Тюмень

Роторно-управляемые системы (РУС) – одна из самых актуальных технологий в наклонно-направленном бурении. Это технологии, в которых долото движется по заданному направлению с непрерывным вращением бурильной колонны. РУС позволяет строить скважины с довольно длинными стволами по горизонтали, причем процесс работы проходит намного быстрее и без погрешностей, тем самым отличаясь от придуманных ранее способов. А в сочетании с приборами телеметрического сопровождения технологический процесс может удовлетворить самые повышенные требования к точности попадания забоя скважин в заданную точку и к соблюдению проектного профиля скважины.

РУС обладает рядом преимуществ:

- эффективная очистка ствола скважины от шлама;
- уменьшается риск прихвата бурильной колонны;
- увеличение скорости проходки, что позволяет уменьшить и сэкономить время бурения;
- бурение горизонтальных скважин с более плавным профилем и большой протяженностью;
- использование подобного оборудование позволит экономить средства в долгосрочной перспективе.

На рисунке 1 приведена схема роторно-управляемой системы.

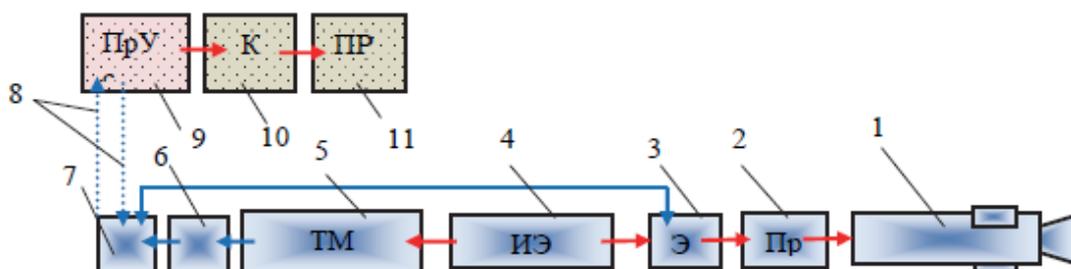


Рисунок 1 – Схема роторно-управляемой системы: 1 – механизм искривления; 2 – привод механизма искривления; 3 – электронный блок управления приводом и механизма искривления; 4 – источник электроэнергии; 5 – устройство телеметрического сопровождения; 6 – электронный блок телеметрии; 7 – блок передачи и приема информации,

передаваемой с поверхности и к забойной системе; 8 – канал связи; 9 – приемное устройство и усилитель сигнала; 10 – компьютер; 11 – прибор для визуального контроля процесса бурения на буровой

Обладая автономным источником электрической энергии 4 системы управляются с поверхности рабочим персоналом через компьютер 10, который формирует сигнал, передаваемый через буровой раствор или посредством электромагнитного излучения 8 до забойной компоновки, в которой посредством электронного блока 3 и системы привода 2 отклоняющего механизма 1 производится ориентирование в заданном направлении. Устройства телеметрического сопровождения 5 ведет постоянный контроль угловых параметров бурящейся скважины и посредством электронного блока 6 и системы преобразования сигнала 7 передает информацию на поверхность в приемное устройство 9, далее в компьютер 10 и на прибор для визуального контроля процесса бурения на буровой 11 к оператору. [1]

На данный момент времени используются два типа роторной управляемой системы: с отклонением долота («push-the-bit») и с направлением долота («point-the-bit»).

Библиографический список

1. Нескромных В. В. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин : учебное пособие / В. В. Нескромных. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016. – 322 с. – Текст : непосредственный.

2. Современные технические средства управления траекторией наклонно направленных скважин : учебное пособие / С. А. Кейн – Ухта : УГТУ, 2014. – 119 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Закиров Н.Н., профессор кафедры НБ, д.т.н., профессор

МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА С АНАЛИЗОМ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ФИШБОН

Прохоров В. В., группа БНГС-18-1с, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь

Применение технологии «фишбон» при заканчивании скважин позволяет повысить нефтеотдачу продуктивных пластов. Особенностью данной технологии является процесс формирования нескольких каналов,

направленных радиально основному стволу, который напоминают «скелет рыбы» (рисунок 1) [1]. Создание каналов позволяет увеличить эффективный радиус ствола скважины, а также улучшить гидродинамическую сообщаемость между пластом и скважиной [2].

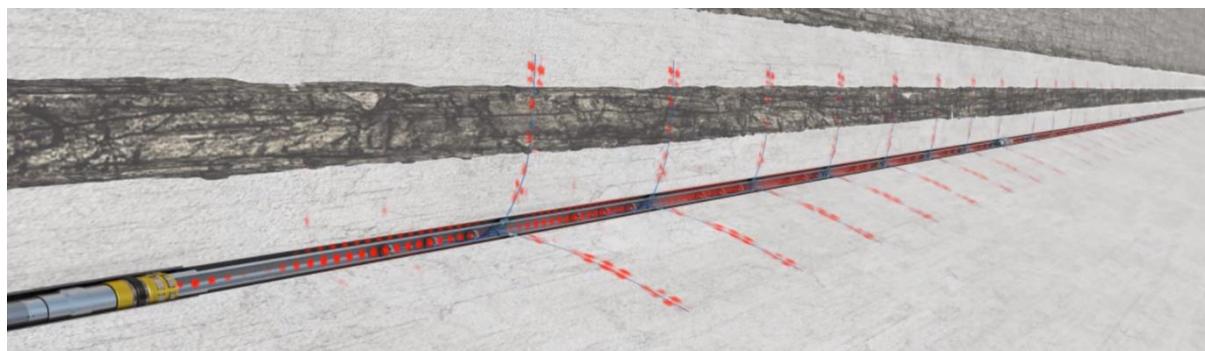


Рисунок 1 – Схема заканчивания скважины с применением технологии фишбон

Максимальная длина формируемых каналов составляет 12 м при диаметре 20 мм.

Объектом исследования является скважина №300 Объекта Б-2 бобриковского горизонта Зарядского месторождения. Данные по объекту представлены ниже в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные

№	Характеристика	Значение
1	Модуль Юнга, ГПа	9
2	Коэффициент Пуассона, д.е.	0,33
3	Прочность при растяжении, МПа	2
4	Прочность при сжатии, МПа	100
5	Начальный угол внутреннего трения, рад	0,63
6	Начальное сцепление, МПа	3
7	Угол дилатансии, рад	0
8	Остаточный угол внутреннего трения, рад	0,63
9	Остаточное сцепления, МПа	3
10	Глубина пласта, м	1650

До формирования каналов массив горной породы (ГП) находится в напряженно-деформируемом состоянии [3, 4], которое характеризуется средним нормальным напряжением:

$$\sigma = \frac{\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z}{3} \quad (1)$$

В свою очередь:

$$\sigma_x = \sigma_y = \zeta * \gamma * H = \frac{\mu}{1-\mu} * \gamma * H, \sigma_z = \gamma * H \quad (2)$$

$$\sigma = \frac{(2 * \frac{\mu}{1-\mu} + 1) \gamma * H}{3} \quad (3)$$

Формирование каналов влияет на значение среднего нормального напряжения. Существует экспоненциальная зависимость [5, 6] проницаемости от среднего нормально напряжения:

$$\frac{k}{k_0} = 10^{0,1 * 10^{-6} * (\sigma_0 - \sigma)} \quad (4)$$

k – искомый коэффициент проницаемости;

k_0 – коэффициент проницаемости в нетронутом массиве;

σ_0 – среднее нормальное напряжение в нетронутом массиве;

σ – среднее нормальное напряжение в разгруженном массиве.

Для количественной оценки влияния технологи «фишбон» на проницаемость была создана модель НДС горных пород с каналом «фишбон» диаметром 20мм. Моделирование проводилось в программном обеспечении ANSYS, методом конечных элементов.

Следует отметить ряд допущений, который использовались при создании модели:

1. Сечение канала рассматривалось на расстоянии 0,5 м от оси основного ствола скважин. В таком случае можно считать, что основной ствол скважины никак не влияет на НДС выбранного участка.

2. На нижней и боковых гранях задавались нулевые перемещения.

3. Среднее эффективное давление на элемент горной породы составит 38 МПа, поэтому на основании формулы (3) до реализации технологии величина давления составит 25 МПа.

Анализ модели (Рис. 2) позволяет отметить наличие областей разгрузок, в которых значение среднего нормального напряжения снижается до 22,2 МПа. За счёт этого в областях разгрузок восстанавливается проницаемость в 1,9 раз по сравнению со значением до формирования канала.

Следует также учитывать создание новых площадей фильтрации за счёт большого числа каналов.

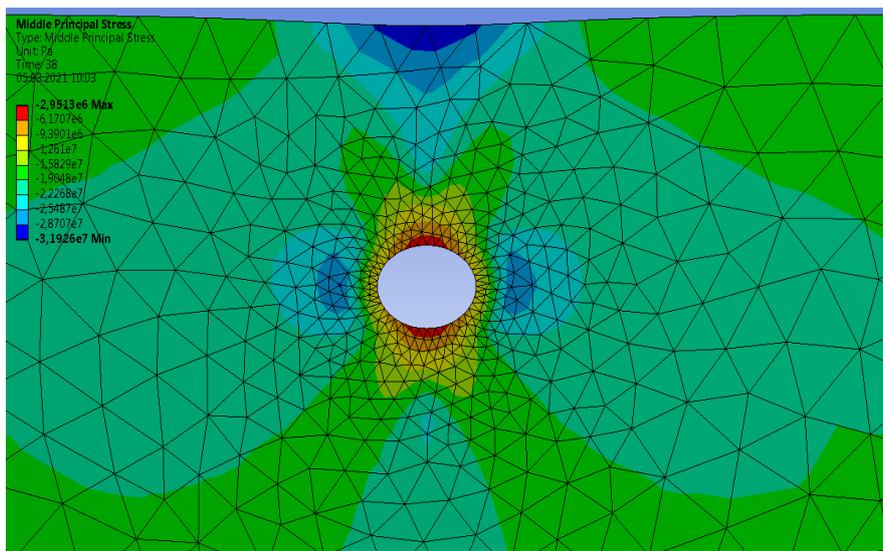


Рисунок 2 – Распределение средних нормальных напряжений

В дальнейшем, необходимо выполнить расчёт ожидаемой величины дебита с учётом НДС горных пород–коллекторов. В том числе предполагается оценить технологию «фишбон» в сравнении с результативностью кумулятивной перфорации, а также с фактическими показателями разработки залежи при реализации технологии ГРП.

В целом можно сделать следующие основные выводы:

1. Создана модель НДС горных пород коллекторов и выполнен расчёт значений средних нормальных напряжений.
2. Формирование каналов при реализации технологии «фишбон» позволяет разгрузить массив горных пород в околоскважинной зоне, создать области с повышенной проницаемостью, что в свою очередь улучшает условия фильтрации флюидов и увеличивает продуктивность скважины.

Библиографический список

1. Fishbone AS : Нефтесервисная компания : [сайт]. – URL : <https://www.fishbones.as>. – Текст : электронный.
2. Прохоров В. В. Fishbone - технология комплексной стимуляции скважин / В. В. Прохоров. - Текст : непосредственный // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. Т. 2. – 2020. — С. 337-342.
3. Смолич С. В. Основы геомеханики : учеб. пособие / С. В. Смолич, В. А. Бабелло. – Чита: ЗабГУ, 2017. – 143 с. - Текст : непосредственный.
4. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: учеб. для вузов. - 2-е изд., перераб. и доп. / Ю. П. Желтов. - Москва: Недра. - 1998. - 365 с.: ил. - Текст : непосредственный.

5. Бравичева Т. Б. Компьютерное моделирование процессов разработки нефтяных месторождений: учебное пособие / Т. Б. Бравичева, К. А. Бравичев, А. О. Палий. - Н. Новгород: «Вектор ТиС». - 2007. - 352 с. - Текст : непосредственный.

6. Каркашадзе Г. Г. Моделирование процесса дегазации угольного пласта через скважины с учетом геомеханических напряжений / Г. Г. Каркашадзе, А. Б. Хаутиев. - Текст : непосредственный // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - №. 2. - 2015 - С. 235-242.

Научный руководитель: Чернышов С. Е., канд. тех. наук, доцент

ВЛИЯНИЕ ФОРМЫ ПОДОШВЫ ФУНДАМЕНТА НА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРУЕМОЕ СОСТОЯНИЕ ГРУНТОВОГО ОСНОВАНИЯ

*Елисеева Д.Е., группа ТПЗм20-1, г.Тюмень, diana3004_98@mail.ru
Питенков В.С., группа ТПЗм20-1, г.Тюмень, pitenkov@yandex.ru*

Чаще всего в строительстве для каркасной схемы применяются классические формы отдельных фундаментов мелкого заложения, такие как прямоугольные или квадратные. С целью уменьшения затрат на материалы рационально исследовать другие возможные варианты формы фундамента. Задача данной работы является установление зависимостей влияния формы фундамента на его осадку.

В качестве моделей для исследования приняты квадратная и крестообразная формы площадью подошвы, равной 1600 см². Эксперимент проводился в лотке размерами 125x125x120см. Модели фундамента выполнялись из ДСП толщиной 1см. Нагрузка на маломасштабный фундамент передавалась с использованием штока и металлического шарика. Распределение сосредоточенной нагрузки на фундамент выполнялось при помощи металлической пластины. Реперная система выполнена с использованием швеллера и четырех датчиков, показывающих осадку грунтовых марок. Установка представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Фотография экспериментальной установки

Грунт представлен суглинком с плотностью 2090 кг/см^3 с $\varphi = 5^\circ$, $c = 34 \text{ кПа}$, $E = 0,5 \text{ МПа}$. Для описания работы грунта в программном комплексе Ansys была использована модель Мора-Кулона. Коэффициент трения по контактной поверхности принят равным 0,2.

Результаты полученных осадок при соответствующих нагрузках представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Сводная таблица результатов экспериментов

Нагрузка на фундамент, Н	Осадка квадратного фундамента, мм	Осадка крестообразного фундамента, мм
0	0	0
111,8	2,5	1,4
223,6	5,2	1,9
335,4	9,5	3,6
447,2	12,0	4,6
559,0	19,0	9,8
670,8	25,3	-

По результатам экспериментов на маломасштабных моделях наглядно видно, что осадка крестообразного фундамента на порядок меньше, чем осадка квадратного фундамента.

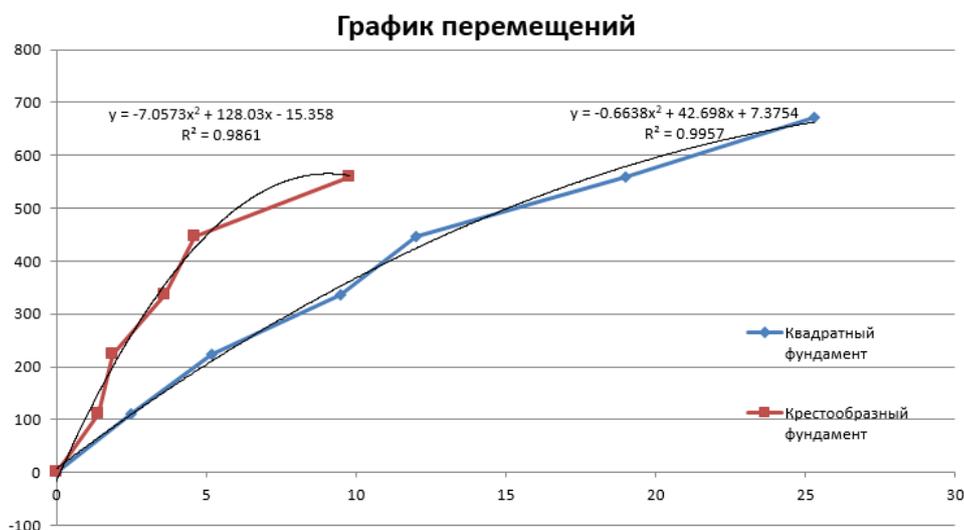


Рисунок 2 – Графики, полученные по экспериментальным данным для квадратного и крестообразного фундамента, показывающие зависимость осадки фундамента от нагрузки

В программном комплексе Ansys было выполнено численное моделирование для контроля полученных результатов экспериментов. Сходимость результатов экспериментальных данных и численного моделирования для квадратного фундамента составляет 71%, что входит в пределы допустимых значений.

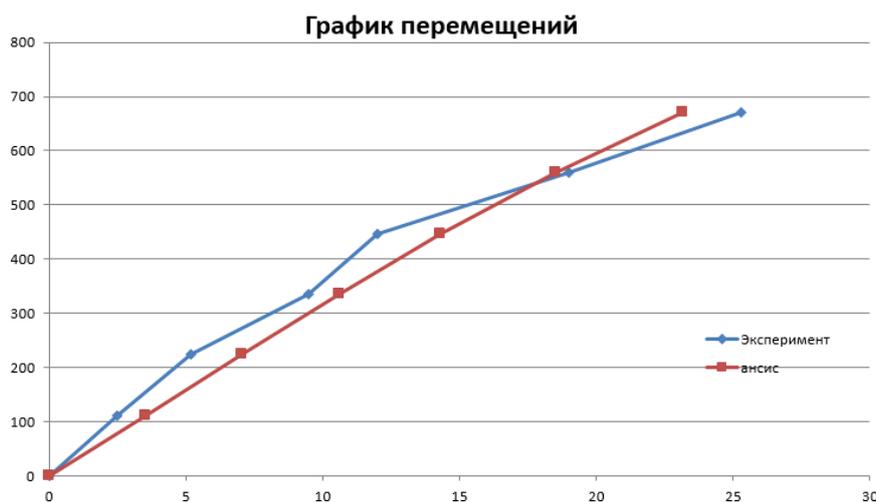


Рисунок 3 – Сравнение графиков для квадратного фундамента, полученных в программного комплексе и экспериментально

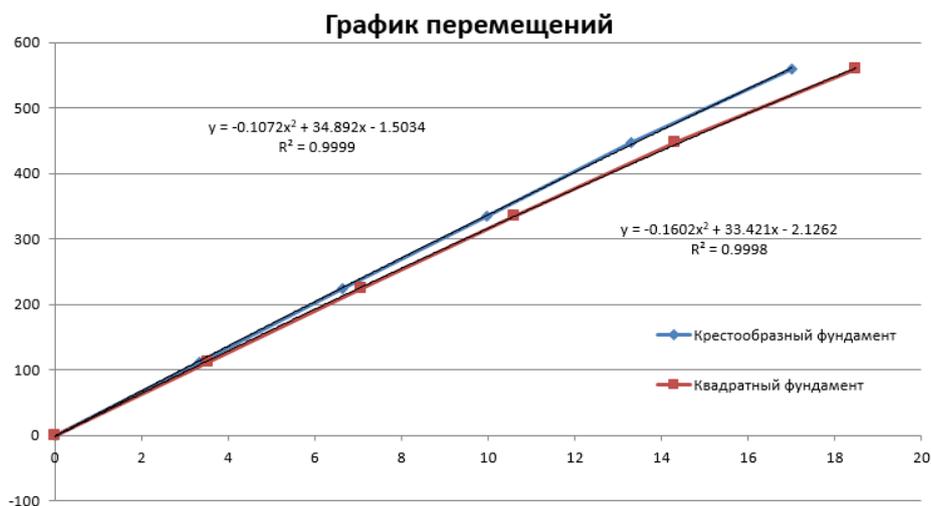


Рисунок 4 – Сравнение графиков для квадратного и крестообразного фундаментов, полученных в программном комплексе

Таким образом, по результатам численного моделирования и эксперименту маломасштабной модели, несущая способность крестообразного фундамента в плане больше за счет вовлечения в работу большего объема грунта боковой поверхностью фундамента.

Библиографический список

1. Леденев В. В. Несущая способность и деформативность оснований и фундаментов при сложных силовых воздействиях: монография / В. В. Леденев. – Тамбов : ТГТУ, 2015. - 324 с. – Текст: непосредственный.
2. Антонов В. М. Экспериментальные исследования армированных оснований : монография / В. М. Антонов. – Тамбов : ТГТУ, 2011. - 78 с. – Текст: непосредственный.
3. Рыбин В. С. Проектирование фундаментов реконструируемых зданий / В. С. Рыбин. – Москва : Стройиздат, 1990. - 296 с. – Текст: непосредственный.
4. Глушков А. В. Экспериментальные исследования оснований фундаментов с различной формой подошвы / А. В. Глушков. – Текст : электронный // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2-1. – URL : <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=21280> (дата обращения: 15.01.2022).

Научный руководитель: Бай В.Ф., заведующий кафедрой СК, к.т.н., доцент

АНАЛИЗ РАБОТЫ АНКЕРНОГО КОЗЛОВОГО ФУНДАМЕНТА МЕТОДОМ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И ЭКСПЕРИМЕНТА МАЛОМАСШТАБНОЙ МОДЕЛИ

*Питенков В.С., группа ТПЗм-20-1, г. Тюмень, pitenkov@yandex.ru
Елисеева Д.Е., группа ТПЗм-20-1, г. Тюмень, diana3004_98@mail.ru*

Целью работы является изучение взаимодействия рамно-козловых фундаментов с грунтовым основанием при раскрытии свай от вертикали 30 градусов под наклонными нагрузками. Было произведено сравнение несущей способности маломасштабных козловых фундаментов двух конфигураций, отличающихся положением свай и воздействием нагрузки. Рассмотрено два случая конфигурации свай: крестообразная с углом наклона 30° при воздействии нагрузки параллельно грани ростверка и при воздействии нагрузки в диагональном направлении ростверка.

Объект исследования:

- маломасштабная модель анкерного козлового фундамента из стальных элементов;
- основание: глинистый грунт в стальном лотке.

Описание параметров объекта исследования.

Сваи – поперечные размеры сваи 5х5см на оголовке и 2х5см на пяте, длина сваи 76см, глубина заглубления в грунт 60см.

Основание представлено суглинком в лотке с размерами 1250х1250х1200 мм.

Характеристики грунта:

- удельный вес 20,5 кН/м³;
- модуль деформации $E=300$ кПа;
- коэффициент Пуассона 0,35;
- удельное сцепление $C=34$ кПа;
- угол внутреннего трения $\varphi=11^\circ$.

В ходе исследования использовалась модифицированная модель грунтового основания Мора Кулона. Нагрузка на рычаг – 410 кг.

Принципиальная схема экспериментальной установки и расчетные модели представлены на рисунке 1.

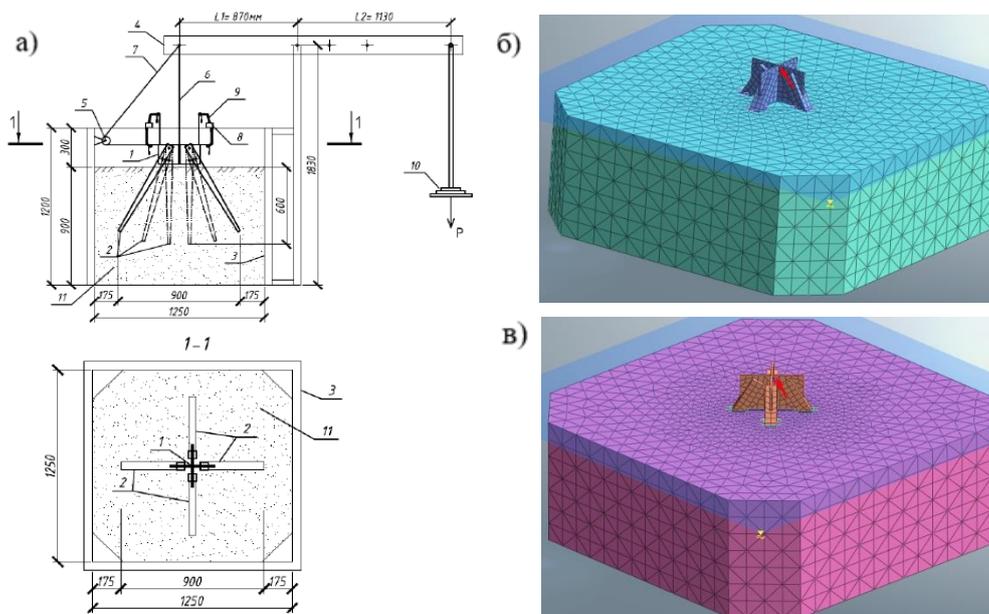


Рисунок 1 – Принципиальная схема экспериментальной установки и расчетные модели: а – принципиальная схема экспериментальной установки, б – расчетная модель при воздействии нагрузки вдоль грани ростверка в плане, под углом 45° от горизонтальной плоскости, в - расчетная модель при воздействии нагрузки вдоль диагонали ростверка в плане, под углом 45° от горизонтальной плоскости

Результаты расчета конечных перемещений сведены в таблицу 1.
Таблица 1 – Результаты расчета конечных перемещений фундамента

Модель	Вертикальное перемещение, мм	Горизонтальное перемещение, мм
Экспериментальная	23,9	61,1
Конечно элементная при воздействии нагрузки вдоль грани ростверка в плане	32,32	96,66
Конечно элементная при воздействии нагрузки вдоль диагонали ростверка в плане	16,77	41,78

Сходимость математических моделей результатов из программного комплекса и эксперимента составила 85%, что входит в пределы допустимых значений.

Характер распределения деформаций в грунтовом основании представлен на рисунке 2.

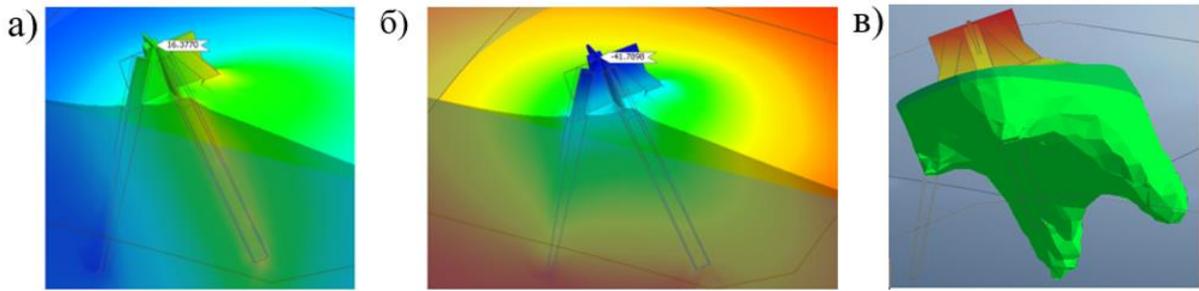


Рисунок 2 – Характер распределения деформаций в грунтовом основании: а) вертикальных, б) горизонтальных, в) схема расположения абсолютных деформаций величиной 20мм

Графики результатов перемещений представлены на на рисунке 3.

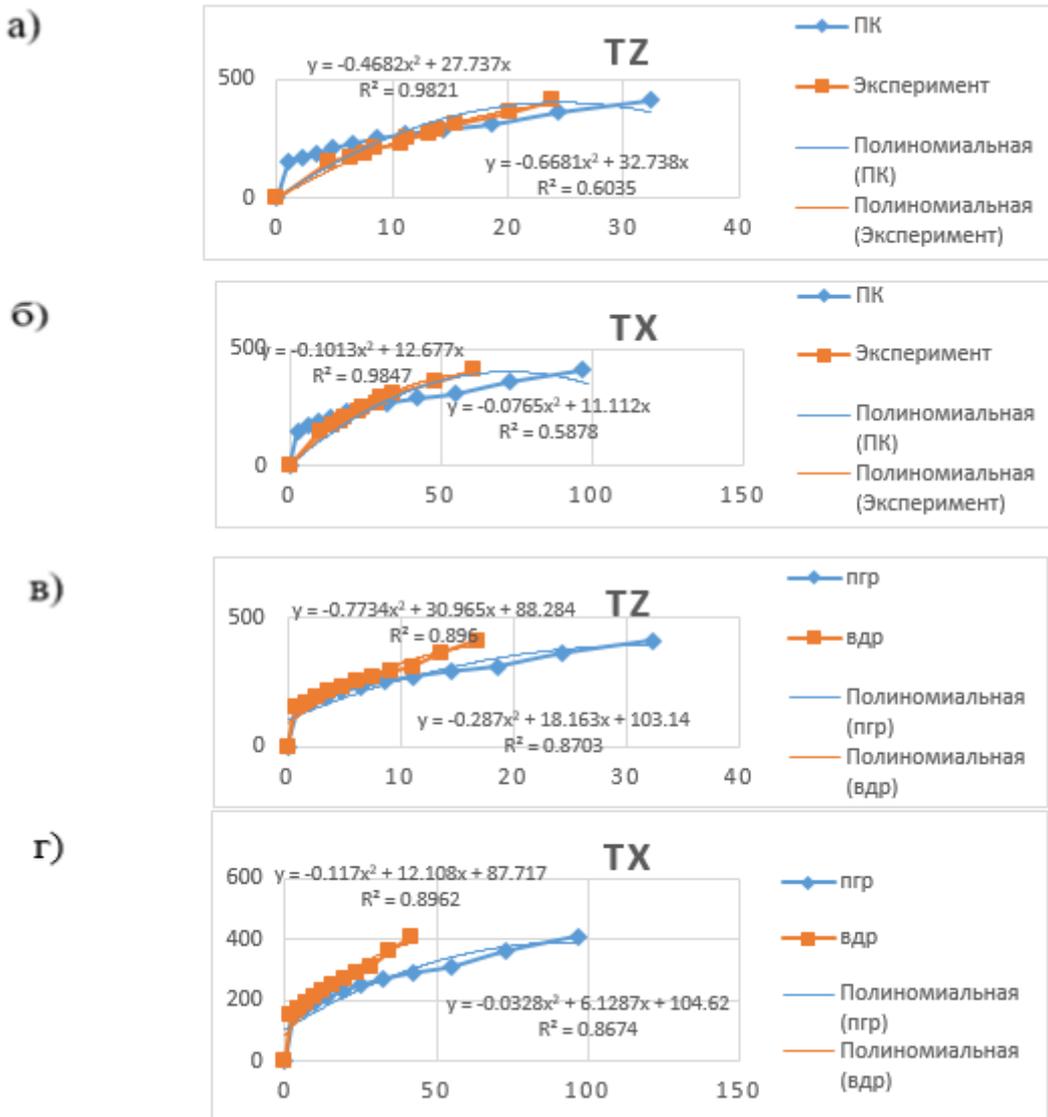


Рисунок 3 – Графики результатов перемещений: а – вертикальные

перемещения экспериментальной и программной модели с приложением нагрузки вдоль грани ростверка, б – горизонтальные перемещения экспериментальной и программной модели с приложением нагрузки вдоль грани ростверка, в - вертикальные перемещения программной модели с приложением нагрузки вдоль грани и вдоль диагонали ростверка, г - горизонтальные перемещения программной модели с приложением нагрузки вдоль грани и вдоль диагонали ростверка

Можно сделать следующий вывод. По результатам численного моделирования наименьшие перемещения получились у свай при действии нагрузки вдоль диагонали ростверка. При данном воздействии нагрузки вертикальные деформации снизились на 52%, горизонтальные на 43%. Несущая способность фундамента выше за счет вовлечения в работу большего объема грунта.

Библиографический список

1. Вайнгольц А. И. Влияние способа учета заглубления фундамента на распределение напряжений в двухслойном основании ленточного фундамента / А. И. Вайнгольц, А. В. Рабалкина, В. Н. Маслиева. – Текст : непосредственный // Актуальные вопросы строительства: Материалы IX Всероссийской научно-технической конференции. – Новосибирск, 2016. – С. 385-389.

2. Шакирзянов Ф. Р. Сравнительный анализ двух методик расчета системы "тонкостенная конструкция-грунт" с учетом выемки грунта и ползучести / Ф. Р. Шакирзянов. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник Поволжья. - 2012. - № 1. - С. 44.

3. Мариничев М. Б. Анкерные сваи и буроинъекционные грунтовые анкера как элемент совершенствования технических решений фундаментов в сложных грунтовых условиях при переменном рельефе / М. Б. Мариничев, А. Юнкер. – Текст : непосредственный // Институциональные преобразования АПК России в условиях глобальных вызовов : сборник тезисов по материалам II Международной конференции. – Краснодар, 2018. – С. 36.

Научный руководитель: Бай В.Ф., заведующий кафедрой СК, к.т.н., доцент

ВЛИЯНИЕ ДЛИНЫ АЛКИЛЬНОЙ ЦЕПИ В БУРОВОМ РАСТВОРЕ НА ОСНОВЕ ИОННОЙ ЖИДКОСТИ НА ИЗМЕНЕНИЕ РЕОЛОГИИ

Петров К.В., группа ТВПм-20-1, г. Тюмень, kirl98@yandex.ru ;

В последнее время в качестве добавок к буровым растворам используются ионные жидкости, благодаря их универсальной природе и электростатическому поведению, а также их положительному воздействию на реологические свойства бурового раствора

Рецептура бурового раствора очень важна для корректировки его реологии. Знание предела текучести и пластической вязкости важно при расчете гидравлики бурения, поскольку они играют важную роль в выносящей способности бурового раствора.

Ионные жидкости – это жидкие соли, которые существуют в жидком состоянии при комнатной температуре. Они в основном состоят из катионной и анионной частей. Катионная часть в основном органическая. Ионные жидкости в основном удерживаются вместе дисперсионной электростатической силой притяжения, которая придает им особый неизотропный характер. Существует огромное разнообразие видов, которые составляют катионную часть ионных жидкостей, например, азолии, такие как имидазолий, пиридилий и фосфоний. Аналогично, анионная часть в основном удерживается галогенидами или органическими анионами, такими как алкилкарбонаты и алкилсульфаты. Благодаря такому разнообразию вариантов, существуют тысячи комбинаций ионных жидкостей, которые можно использовать. По этой причине ионные жидкости называются настраиваемым растворителем, свойства которого можно изменять, играя с катионной или анионной частью ионной жидкости.

Ионные жидкости состоят из катиона и аниона. Катионная часть – это в основном алкильная цепь, длина которой играет значительную роль в изменении свойств бурового раствора. Длина алкильной цепи может быть изменена для настройки свойств раствора.

Предел текучести является важным параметром в реологии бурового раствора. Высокое значение предела текучести необходимо для того, чтобы буровой раствор мог удерживать и транспортировать частички шлама. В то же время очень высокие значения предела текучести приведут к чрезмерному падению давления и увеличению эквивалентной плотности циркуляции.

Аналогичным образом, в процессе создания бурового раствора необходимо обеспечить как можно более низкую вязкость. Ионные жидкости обладают способностью непосредственно влиять на предел текучести и пластическую вязкость бурового раствора.

Более длинная алкильная цепь приведет к меньшим значениям предела текучести и пластической вязкости, она вызывает меньшую полярность и большую гидрофобность в отличие от алкила с малой цепью, который вызывает более высокую полярность в среде. Более длинная

алкильная цепь будет иметь большую площадь поверхности и, являясь катионной частью ионной жидкости, будет прикрепляться к отрицательно заряженной поверхности бентонита натрия за счет электростатического взаимодействия и гидрофобности. Это взаимодействие предотвратит притяжение между ориентацией бентонита натрия, что в конечном итоге разрушит его микроструктуру, что приведет к низким значениям Y_P и PV (Ян Л и др. 2019).

Всегда рекомендуется изучать предел текучести (Y_P) и пластическую вязкость (PV) как соотношение, т. е. Y_P/PV , поскольку более логично моделировать их комбинированный эффект.

Так же более длинная алкильная цепь приводит к улучшенным фильтрационным свойствам. Она обладает лучшими фильтрационными свойствами, поскольку длинная алкильная цепь имеет большую молекулярную массу, занимающую больший объем и площадь поверхности, и обладает меньшей гидрофильностью и растворимостью, что изменяет смачиваемость глины, что, в свою очередь, изменяет ее фильтрационные свойства.

Гидрофобность является важным параметром для понимания механизма действия ионных жидкостей в качестве модификаторов реологии. Гидрофобность ионных жидкостей можно изменить, выбрав другой тип катиона для образования ионных жидкостей. Чем длиннее алкильная цепь, тем выше будет гидрофобность (Хадлстон и др., 2001).

Гидрофобность помогает изменять смачиваемость глины и удалять воду из алюмосиликатных слоев в бентоните натрия (глине), что улучшает фильтрационные свойства, а также реологию грязи (Ян Л и др. 2019).

Полярность является еще одним немаловажным фактором в понимании основного механизма, лежащего в основе использования ионных жидкостей в качестве добавок к буровым растворам. Алкильные группы неполярны из-за симметричного расположения связи C–H и незначительной разницы в электроотрицательности между C и H. Однако в ионных жидкостях длина алкильных групп боковой цепи незначительно влияет на полярность ионных жидкостей. Меньшие алкильные цепи вызывают большую полярность, но меньшую гидрофобность. Эта более высокая полярность приведет к более успешному электростатическому взаимодействию между глиной и ионными жидкостями, что изменит дисперсионное поведение глины. Но в то же время гидрофильные ионные жидкости не могут успешно интеркалироваться между алюмосиликатными слоями и вытеснять из них воду.

Ионные жидкости с более короткой длиной алкильной цепи (C2–C4) легко растворимы в воде, но по мере увеличения длины алкильной цепи (C6–C8) водный раствор становится мутным. Растворимость становится трудной, так как длина алкильной цепи продолжает увеличиваться. Ионные жидкости с более длинной цепью обладают

определенной степенью самоорганизации, что затрудняет их растворимость в воде (Курния и др., 2015).

Гидрофобность в ионных жидкостях желательна, поскольку она способствует взаимодействию и интеркаливанию между бентонитом натрия и ионными жидкостями. Из наблюдений известно, что алкильные группы с более длинной боковой цепью являются более гидрофобными, но индуцируют меньшую полярность в среде. Эта дилемма может быть решена за счет перестраиваемой природы ионных жидкостей. Существуют такие ионные жидкости, которые являются полярными, а также гидрофобными, что представляет собой идеальную добавку к буровому раствору для улучшения его свойств (Фукая и Охно, 2013).

Исходя из вышеперечисленного можно сделать вывод, что ионная жидкость является перспективной добавкой к буровому раствору, которая используется для улучшения реологии. Ионные жидкости на основе имидазолия наиболее распространены в рецептурах. Однако протонные ионные жидкости также демонстрируют замечательную термическую стабильность.

Более длинная алкильная цепь будет более гидрофобной и менее полярной. Меньшая ионная алкильная цепь может не вытеснять воду из алюмосиликатных слоев из-за более высокой гидрофильности.

Можно утверждать, что в качестве идеальной добавки к буровому раствору рекомендуется гидрофобная полярная ионная жидкость.

Библиографический список

1. Влияние длины алкильной цепи на ингибирующую гидратацию сланцев, эффективность ионных жидкостей на основе винилимидазолия / Л. Ян, Х. Ян, Т. Ван [и др.]. – Текст : непосредственный // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. - 2019. - С. 20-80.

2. Характеристика и сравнение гидрофильных и гидрофобных ионных жидкостей комнатной температуры, содержащих катион имидазолия. Зеленая химия / Дж. Г. Хадлстон, А. Е. Виссер, В. М. Райхерт [и др.]. – Текст : непосредственный // *Green Chem*. -2001. - С. 156-164.

3. Комплексное исследование влияния длины боковой цепи катион-алкила на растворимость воды в ионных жидкостях / К. А. Курния, С. М. Невес, М. Г. Фрейре, Л. М. Сантос [и др.]. – Текст : непосредственный // *Журнал молекулярных жидкостей*. - 2015. - С. 264-271.

4. Фукая У. Гидрофобные и полярные ионные жидкости / У. Фукая, Х. Охно. – Текст : непосредственный // *Химическая физика*. - 2013. - С. 66-72.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДОЛГОВЕЧНОСТИ УЗЛОВ ТРЕНИЯ ДОЛОТА

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 приработочных 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. Закиров Н. Н. 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. Закиров Н. Н. Техничко-технологические основы долговечности работы шарошечных долот / Н. Н. Закиров. – Тюмень : ТИУ, 2018. – 140 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. Теоретические и технологические основы разработки композиционных покрытий и материалов для повышения надёжности и долговечности бурильного инструмента. Композиционные гальванические покрытия для бурильного инструмента / Н. Н. Закиров. – Тюмень : Вектор Бук, 2019. – 132 с. - Текст : непосредственный.

БАЖЕНОВСКАЯ СВИТА И ЕЕ ОСОБЕННОСТИ

*Бастриков С.Н., Тюменский индустриальный университет, д.т.н.,
профессор, г. Тюмень, bastrikov@tyuiu.ru*

*Ларионов И.А., Тюменский индустриальный университет, группа
ТССм-20-1, г. Тюмень, fdgod-kf@yandex.ru*

*Баянкин А.К., Тюменский индустриальный университет, группа ТССм-
20-1, г. Тюмень*

Впервые в мировой практике нефтегазопроисковых работ коллекторами оказались глины и аргиллиты, давно признанные одним из основных региональных экранов (и водоупоров) Западной Сибири. Верхнеюрские битуминозные аргиллиты баженовской свиты составляют исключение.

Мощность баженовских аргиллитов сравнительно невелика и изменяется от 5-10 до 20-40 м. Из этих пород на многих площадях, общее число которых приближается к 30, получены притоки, в том числе промышленные (с максимальными дебитами более 370 м³/сут), легкой высококачественной нефти. Ряд этих площадей расположен вблизи трасс действующих нефтепроводов, а некоторые - рядом с нефтяными промыслами. В мировой практике нет опыта поиска залежей подобного типа и, тем более, метода подсчета запасов нефти, не известны признаки, позволяющие оконтурить залежи. Это в значительной мере связано с неясностью природы и механизма образования коллекторов и резервуара баженовской свиты.

Все исследователи, изучающие породы баженовской свиты, считают, что коллекторские свойства данного резервуара обусловлены их трещиноватостью. Макроскопические исследования керн скважин основных районов распространения битуминозных пород (Березовский, Шаимский, Красноленинский, Сургутский, Нижневартовский, Варьеганский, Александровский, Васюганский, Мыльджинский и др.) и анализ опубликованных результатов изучения различных свойств пород баженовской свиты позволяют высказать существенно иную точку зрения на природу (тип) данных коллекторов и возможный механизм их образования.

Не отрицая определенной роли трещин в формировании коллекторов баженовского резервуара, главное значение в образовании первичного порового пространства принадлежит не им. Они создали вторичное, дополнительное поровое пространство. Во многих образцах, исследованных макро- и микроскопически, вертикальных трещин вообще не наблюдалось. Так, Э.М. Халимов и В.С. Мелик-Пашаев не без некоторого удивления отмечают, что "в более чем 1/3 изученных образцов

трещиноватость вообще отсутствует" [12, с. 2]. Из большого числа изученных шлифов отложений баженовской свиты в Салымском районе 45 % не имеют трещин, а в шлифах с трещинами вертикальные трещины не превышают 11 %.

Вертикальные трещины в данных образованиях при макроскопических исследованиях наблюдались крайне редко. Одной из характерных особенностей аргиллитов баженовской свиты во многих районах, как известно, является тонкая (и микро-) плитчатость, слойчатость и листоватость. Нефтенасыщенные образцы таких пород, не содержащих трещин, при вертикальном сдавливании из межплитчатого и особенно тонкослойчатого, листоватого пространства, как правило, выделяют нефть. Все это и ряд других факторов позволяют сделать вывод, что первичным и, видимо, главным является межплитчатое и межслойчато-листоватое пространство аргиллитов баженовского резервуара. Это совершенно новый тип коллектора.

Данное представление о типе коллектора требует и иного подхода к исследованию баженовских аргиллитов. Прежде всего, необходимо ответить на следующие вопросы: 1. Какова природа, механизм образования межслоевого пространства коллектора? 2. Почему в одних случаях коллектор образуется, а в других нет?

Ответы на поставленные вопросы должны дать и объяснения необычным свойствам пород и залежей баженовской свиты. В настоящее время выявлены следующие особенности пород баженовской свиты:

- аномальная обогатенность ОВ (до 10 % и более);
- сравнительно небольшая мощность при площади распространения, превышающей 1 млн. км²;
- тонкоплитчатая, слойчатая и листоватая структура;
- аномально пониженная плотность пород;
- пониженная скорость прохождения упругих сейсмических волн через толщу баженовских аргиллитов;
- аномально высокие пластовые давления в залежах;
- приуроченность скважин с наиболее значительными дебитами нефти к зонам повышенных температур, достигающих 135°С;
- низкие пористость и проницаемость коллекторов баженовской свиты;
- наличие вертикальных и горизонтальных трещин.

Последнее свойство пород баженовской свиты, несмотря на кажущуюся очевидность, нуждается в серьезном подтверждении и детальном изучении, особенно в отношении наличия вертикальных трещин. Представление об их широком развитии, обусловленном вертикальными блоковыми движениями вдоль разломов [12] или

палеосейсмичностью [6], находится в противоречии с целым рядом других свойств этих пород.

Правильное представление на природу, тип коллектора, механизм его образования и скоплений в нем УВ должно, с одной стороны, опираться на эти особенности, учитывать последние, а с другой - объяснять их. Существующие точки зрения не дают таких объяснений, хотя и содержат немало рационального, поэтому необходимо продолжить поиск. В этой связи интересна точка зрения на механизм образования коллектора в баженовском резервуаре, которая не нашла сколько-нибудь существенного отражения и обоснования в довольно многочисленных уже публикациях. Некоторое исключение составляет лишь одна работа [10]. Зоны коллекторов баженовской свиты - это участки существенного вторичного разуплотнения породно-слоевых ассоциаций, за счет которого создавалось межслоевое, точнее, межплитчатое, межслойчатое и межлистоватое пространство, заполнявшееся при благоприятных условиях УВ, генерированными, вероятнее всего, этими же породными образованиями. К данному выводу приводят наблюдения над керном по многочисленным скважинам большинства нефтегазоносных районов. Так, даже только что поднятый керн пород баженовской свиты из скважин Салымской, Каменной, Комсомольской и других площадей явно был сильно разуплотнен из-за снятия пластового давления. Керн скважин Каменной, Лян-Торской и других площадей Красноленинского свода, полежав некоторое время в кернохранилище, значительно увеличился в объеме, превращаясь в "гармошку", он не умещался в керновых ящиках, изгибался дугами, синусоидами.

С чем же, в свою очередь, может быть связано это разуплотнение на глубинах, нередко приближающихся к 3000 м? Разуплотнение явилось следствием неравномерности горизонтальных перемещений блоков фундамента, вызвавших неравномерность латеральных напряжений в породно-слоевых ассоциациях (ПА) осадочного чехла. Не исключены и некоторые горизонтальные перемещения в последних, приводившие в одних случаях к смятию ПА в складки, в других - к горизонтальным межслоевым и слойчатым перемещениям, скольжениям и к образованию горизонтальных трещин. Этим можно объяснить, почему "горизонтальные микротрещины развиты в породах изучаемого региона почти повсеместно" [12, с. 2]. В некоторых случаях могли образоваться одновременно и складки, и межслоевые перемещения.

Справедливо отмечается рядом исследователей положительная роль повышенных температур в образовании плитчато-слойчатой, листоватой структуры, а также генерационного потенциала баженовских аргиллитов.

Если возникновение зон расслоения толщ баженовской свиты связано с зонами неравномерных тангенциальных напряжений, то геолого-геофизические исследования должны быть направлены на разработку

признаков диагностики их выявления и оконтуривания. В пределах этих зон, видимо, были участки с более или менее благоприятными литолого-фациальными условиями. Горизонтальные напряжения на одних участках приводили к расслоению пород, на других - нет. Следовательно, необходимы детальные (тонкие) комплексные литолого-фациальные исследования, в результате которых должна быть составлена схема районирования по данному признаку.

Особенность толщи баженовских аргиллитов в том, что она сформирована (в основном) в финально-трансгрессивную фазу трансгрессивно-регрессивного мезоцикла [4], венчающую и финально-трансгрессивную фазу седиментационного цикла рангом выше - юрско-неокомского макроцикла. Это как бы "резонансная" толща, т. е. сформировавшаяся в фазу наложения двух трансгрессий разных рангов. Это был период максимальной пенеппенизации обрамления Западно-Сибирского бассейна за всю его юрско-неокомскую историю. На этот этап приходится и минимум активности структуроформирующих движений внутри бассейна [4, 10]. Максимум пенеппенизации обрамления и минимум тектонической активности (покоя) внутри бассейна, наряду с огромной его площадью, обусловили некомпенсированные условия осадконакопления на значительной территории внутренних, центральных областей, куда почти не доносился терригенный материал.

В условиях, видимо, относительно неглубоководного бассейна, в тех зонах, куда не доносился терригенный материал, формировались тонкодисперсные органогенные образования, способные после стадии уплотнения и литификации, при определенных тектонических напряжениях, к расслоению и превращению в ряде зон и районов из экрана в коллектор.

Очевидно, в комплекс изучения баженовской свиты должны быть включены исследования экспериментальной тектоники и моделирования процессов расслоения и трещинообразования в породах данного конкретного типа.

Высказанная выше точка зрения на природу и тип коллектора, механизм его формирования позволяет дать более полное объяснение перечисленным выше особенностям пород баженовской свиты и их нефтеносности.

Осознавая важность поиска залежей нефти в баженовском резервуаре, многие ученые и целые коллективы (ЗапСибНИГНИ, СНИИГГиМС, ИГиРГИ, ИГиГ СО АН СССР и др.) занимаются исследованием аргиллитов баженовской свиты. С целью ускорения решения важной в научном и практическом отношении проблемы оценки перспектив нефтегазосности пород баженовской свиты было предложено скоординировать все исследования в рамках программы "Сибирь" (подпрограмма "Нефть и газ Западной Сибири") и на данном

этапе "поиска" не отбрасывать никакие из идей и представлений о природе и механизме образования коллекторов и резервуаров баженовской свиты.

Добывающий сегмент нефтегазовой отрасли в наибольшей степени испытывает на себе влияние секторальных санкций США и Евросоюза. Прекращение финансирования проектов западными банками, запрет иностранным компаниям на передачу российским коллегам технологий и оборудования для освоения шельфовых (глубиной свыше 150 м) и сланцевых месторождений – все это существенно осложнило работу отечественных недропользователей и потребовало разработки импортозамещающих решений. Одним из примеров таких решений стал пилотный проект по бурению скважин на отложениях баженовской свиты Средне-Шапшинского месторождения, которое АО «ССК» в 2016–2017 гг. выполнило в тесном взаимодействии с ПАО «НК «РуссНефть» без привлечения иностранных сервисных организаций. Лицензией на разработку Средне-Шапшинской группы владеет ПАО «НК «РуссНефть». Целевым считается пласт ЮС0 с аномально высоким давлением. С учетом неоднозначности информации и ограниченности опыта бурения в условиях баженовской свиты была создана совместная с ПАО «НК «РуссНефть» рабочая группа, в которую вошли геологи, технологи и специалисты по бурению. Перед началом бурения первой скважины специалистами ПАО «НК «РуссНефть» и АО «ССК» был проведен ряд встреч в целях определения и утверждения основных технологических решений. Специалистами Ямальского филиала АО «ССК» на основе утвержденных решений был разработан детальный план мероприятий по предотвращению «прихватов» бурильной колонны, нефтегазопроявлений, обеспечению качественного цементирования направления, кондуктора и эксплуатационной колонны в целях исключения возможных межколонных и межпластовых перетоков, обеспечения качественного спуска и крепления хвостовика. В ходе выполнения пилотного проекта было пробурено семь эксплуатационных наклонно-направленных скважин, в том числе одна с горизонтальным окончанием - четыре скважины на кусте № 2 и три скважины на кусте № 3 Средне-Шапшинского месторождения. Сложность и уникальность произведенных строительных работ прослеживаются на примере скважины № 7117 (проектная глубина по стволу – 4067 м, куст № 2 Средне-Шапшинского месторождения с горизонтальным окончанием в баженовской свите с проходкой 596 м по целевому горизонту, июль 2017 г.). При бурении скважины использовался полимерно-глинистый буровой раствор с высокой термостабильностью, необходимый в условиях высоких забойных температур, имеющий высокий предел утяжеления без значительного изменения реологических характеристик и высокую ингибирующую способность, а также в компоновку низа бурильной колонны был включен датчик эквивалентной циркуляционной плотности. При бурении хвостовика применялся

винтовой забойный двигатель ДРУ120РС (RS120N743W) с телесистемой. Для шаблонировки использовали роторную компоновку низа бурильной колонны с последующим спуском компоновки хвостовика для многостадийного гидроразрыва пород на уровень залежей баженовской свиты. Для геонавигации по целевому пласту использовался метод гамма-каротажа (основанный на измерении естественной радиоактивности пород). Кроме того, производился анализ бурового шлама (литологическая характеристика выбуриваемой породы и ее люминесцентно-битумологический анализ)». По уровню сложности и трудоемкости строительство подобных скважин сопоставимо с бурением для добычи сланцевого газа в США. Скважина с продолжительным горизонтальным окончанием на уровне залежей баженовской свиты длиной около 600 м и вертикальной мощностью 30 м (2871–2905 м по вертикали) стала первой в практике ССК, но благодаря четкому взаимодействию с заказчиком, компетенции инженерно-технического персонала и слаженной работе буровой бригады Ямальского филиала задача была решена без осложнений и аварий, с оптимальными финансовыми затратами.

Выводы.

1. Аналитический обзор исследований баженовских отложений показывает, что они содержат не только углеводороды, но и требуют создания и применения новых нетрадиционных технологий для обращения с ней.

2. Опыт отечественных производственных компаний по использованию инноваций при бурении скважин вселяет уверенность, что не существует понятия «трудноизвлекаемые запасы», а есть факт отсутствия эффективных технологий по их извлечению, либо применения не по назначению.

Библиографический список

1. Гурари Ф. Г. Об условиях накопления и нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири / Ф. Г. Гурари. - Текст : непосредственный // Труды СНИИГГиМС. - 1979. - №271. - С. 153-160.

2. Добрынин В. М. Коллекторы нефти в нефтематеринских глинистых толщах. / В. М. Добрынин, В. Г. Мартынов. - Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1979. - № 7. - С. 36-43.

3. Зарипов О. Г. Закономерности размещения коллекторов в глинистых отложениях баженовской свиты и ее возрастных аналогов в Западной Сибири / О. Г. Зарипов, И. И. Нестеров. - Текст : непосредственный // Сов. Геология. – 1977. - № 3. - С. 19-25.

4. Карогодин Ю. Н. Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность / Ю. Н. Карогодин. – Москва : Недра. - 1974. - Текст : непосредственный.

5. Клубова Т. Т. Коллекторы баженовской свиты Западной Сибири. Условия образования и нефтегазоносность / Т. Т. Клубова, Л. П. Климушина. - Текст : непосредственный // Геология, стратиграфия и полезные ископаемые Сибири. – Томск. - 1979. - С. 164-187.

6. Микуленко К. И. Перспективы нефтегазоносности отложений баженовской свиты центральных и южных районов Западно-Сибирской плиты / К. И. Микуленко. - Текст : непосредственный // Труды СНИИГГиМС. – Москва. - 1974. - №194. - С. 37-41.

7. Новиков Р. Г. Перспективы открытия крупных залежей нефти в трещиноватых аргиллитах баженовской свиты / Р. Г. Новиков, Ф. К. Салманов, А. В. Тян. - Текст : непосредственный // Нефть и газ Тюмени. - 1970. - №7. – С. 1-3.

8. Прозорович Г. Э. Новые данные о трещиноватых коллекторах баженовской свиты / Г. Э. Прозорович, А. П. Соколовский, А. Г. Малых. - Текст : непосредственный // Нефть и газ Тюмени. - 1973. - №18. - С. 7-9.

9. Салымский нефтеносный район // Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень. - 1970. - №41. – С. 1-314.

10. Таруц Г. М. Строение нефтегазоносных отложений баженовской свиты Западно-Сибирской плиты в связи с особенностями тектоники верхнеюрского бассейна осадконакопления (на примере Салымского района) / Г. М. Таруц, Е. А. Гайдебурова. - Текст : непосредственный // Цикличность осадконакопления нефтегазоносных бассейнов и закономерности размещения залежей. – Новосибирск. - 1978. – С. 80- 97.

11. Трофимук А. А. Проблемы совершенствования понятийной базы геологии нефти и газа. Уточнение понятия "залежь" / А. А. Трофимук, Ю. Н. Карогодин, Э. Б. Мовшович. - Текст : непосредственный // Геол. и геофиз.. - 1980. - № 5. - С. 3-9.

12. Халимов Э. М. О поисках промышленных скоплений нефти в баженовской свите / Э. М. Халимов, В. С. Мелик-Пашаев. - Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. - 1980. - № 6. - С. 1-9.

ОПЫТ ВОССТАНОВЛЕНИЯ СКВАЖИН БУРЕНИЕМ БОКОВЫХ СТВОЛОВ В КАЗАХСТАНЕ

*Сарсембаев У.И., к.т.н., старший преподаватель,
Касанова А.Г., магистр, докторант, старший преподаватель,
Атырауский инженерно гуманитарный институт, г. Атырау,
Республика Казахстан,
Бастриков С.Н., профессор, Тюменский индустриальный институт*

Анализ существующего фонда скважин на месторождениях Казахстана показал, что значительная их часть находится по разным причинам в бездействии, но имеется реальная возможность провести

ремонтные работы и восстановить их работоспособность, так как бурение новых скважин требует значительных капитальных вложений, на ряде месторождений не оправдывающих себя. В последние годы с созданием новых технических средств и технологий появилась реальная возможность восстанавливать бездействующие скважины методом бурения боковых стволов (БС) и вводить их в промышленную эксплуатацию. Опыт производства таких работ в России показал, что стоимость их в 2-3 раза меньше стоимости строительства новой скважины, а эффективность подтверждается реально добываемой продукцией из простаивающих долгие годы объектов. Восстановление бездействующих скважин зарезкой боковых стволов позволяет:

- увеличить конечный коэффициент нефтеотдачи пластов за счет повторного ввода в эксплуатацию ранее бездействующих скважин;
- отказаться от бурения некоторых новых скважин для уплотнения сетки разработки за счет восстановленных старых;
- вводить в эксплуатацию нижележащие пласты;
- сократить расход обсадных труб, цемента и других материалов, расходы на их транспортировку по сравнению с бурением новой скважины;
- уменьшить техногенную нагрузку на окружающую среду и расходы на ликвидацию загрязнений.

В практике строительства дополнительных и наклонно - направленных стволов существует два технологических приема по их зарезке и бурению. По первому методу зарезка нового ствола производится со стационарного отклоняющего устройства – клина-отклонителя, устанавливаемого внутри обсадной колонны. «Окно» в колонне вырезается с помощью системы райберов как безориентированно, так и с ориентированного в определенном азимуте клина – отклонителя. По второму методу боковой ствол (один или при необходимости несколько в различных азимутальных направлениях) забуривается из предварительно вырезанного участка обсадной колонны. В течение многих лет российские и казахстанские нефтяники, основываясь на общих подходах к разработке месторождений с учетом специфики горно-геологических и природно-климатических условий, осваивали подземные кладовые нефти и газа, помогая приобретать друг другу новые научные знания и нарабатывать производственный опыт, в том числе и в рассматриваемом вопросе. По инициативе руководства ОАО «Эмбаунагаз» в начале 2000-х годов с участием специалистов «НПБК «БУРТЕХНОС» (г.Тюмень) и НПО «КазРосОйл» (г.Атырау) были начаты работы по подбору скважин – кандидатов на ремонт и восстановление для возвращения в эксплуатационный фонд на месторождениях Акингень, Центрально-Восточная и Западная Прорва(ЦВП и ЦЗП). Данные по скважинам - кандидатам приведены в таблице 1.[1]

Таблица 1 – Проектные данные по скважинам-кандидатам для зарезки боковых стволов

Месторождение	Номер скважины	Диаметр экпл. колонны, мм	Интервал по вертикали, м	
			перфорации	бурения БС
Акингень	2	140	932-940,	730-1055
Центрально-Восточная Прорва	250	146	2237-2242, 2252-2255	2200-2280
Западная Прорва	319	140	3185-3195, 3204-3208	2930-3240
Центрально-Восточная Прорва	180	146	2247-2253	1110-2280

Первой скважиной была №2 Акингень, где в результате прихвата НКТ на глубине 799 м в эксплуатацию был введен альбский горизонт в интервале 666-669 м, который работал с дебитом 0,6 м³/сут. Было принято решение забурить боковой ствол до неокомского горизонта в интервале 1042- 1050 м, где по данным разведочного бурения дебит нефти мог составить до 25 м³/сут. По разработанной специалистами подрядных компаний программе работ выше продуктивного пласта произведена вырезка «окна» между двумя соседними муфтами обсадной колонны с использованием специального оборудования и забуривание бокового ствола. Для работ использовался подъемник А-50МБ с циркуляционной системой и оборудованием очистки бурового раствора. Время вырезки «окна» составило 7,5 часа. Бурение бокового ствола производилось забойным двигателем Д1-105 и роторной компоновкой с бицентричным долотом У118-132-95 SR-544 со скоростью 1,5 – 2,0 м/ч. В ствол скважины спущен и зацементирован хвостовик диаметром 101,6 мм в интервале 614 – 1059 м. По данным Кульсаринского НГДУ скважина работала с дебитом нефти 40 м³/сут. на 7 мм штуцере. По аналогичной технологии были восстановлены скв. 250 и 180 ЦВП, 319 ЦЗП. Сква. 319 закончена строительством 27.04.1984 г. и находилась в бездействующем фонде в НГДУ «Прорванефть» по причине ликвидации из-за прихвата колонны НКТ. Цементный мост установлен на глубине 2961 м. По программе работ вскрыли боковым стволом продуктивные горизонты пермотриаса в интервалах 3185 — 3195 м и 3204 — 3208 м. Бурение производилось с буровой установки Уралмаш-3Д. После спуска, цементирования колонны-хвостовика диаметром 101,6 мм и последующей перфорации получен приток нефти. В настоящее время скважина работает с дебитом, превышающим ожидаемый в несколько раз. Экономическая

эффективность от мероприятий по зарезке боковых стволов и последующему вводу восстановленных скважин в эксплуатацию за счет добычи и реализации продукции за два года в ОАО «Эмбаунайгаз» по НГДУ «Кульсарымунайгаз» и «Прорвамунайгаз» составил более 750 000 тыс.тенге. Всего были выполнены работы на 11 скважинах. Скважины не были похожи друг на друга: глубина от 1600 до 3200 м, диаметр обсадных колонн от 140 до 168 мм. Поэтому и программы работ были индивидуальны, и сам процесс не всегда проходил гладко, ведь это был первый опыт подобных работ в сложных и малоизученных геолого-технических условиях месторождений Западного Казахстана. Тем не менее грамотное взаимодействие российских и казахстанских специалистов позволило решить поставленные руководством компании задачи по восстановлению бездействующих скважин.

Опыт бурения боковых стволов из ранее пробуренных скважин на месторождениях Западного Казахстана показал перспективность его применения в качестве одного из методов капитального ремонта с целью перевода скважин, как эксплуатационных объектов, из бездействующего фонда в добывающий.

Библиографический список

1. Восстановление бездействующего фонда скважин на месторождениях Западного Казахстана / С. Н. Бастриков, С. В. Плеханов, У. И. Сарсембаев [и др.]. – Текст: непосредственный // НТЖ : Бурение и нефть. - 2003. - №2. - С. 25-25.

КАНАЛЫ СВЯЗИ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ В БУРЕНИИ: СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ, ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ

***Гатаулин С.Х., группа БГСмоз-20-1, Тюмень;
Бастриков С.Н., ТИУ, профессор, д-р техн. наук, г. Тюмень,
bastrikovsn@tyuiu.ru
Листак М.В., ТИУ, ассистент, г. Тюмень, listakmv@tyuiu.ru***

Инклинометрические системы, позволяющие получать информацию с забоя скважины в режиме реального времени и не требующие остановки процесса бурения, называются телеметрическими системами. Такие системы носят название MWD (measurement while drilling) – измерения во время бурения. Считается, что развитие технологии бурения невозможно без исследований и инновационных предложений в данном направлении. Так считают специалисты зарубежных и отечественных нефтегазовых компаний и институтов. Способ бурения наклонно-направленных скважин

уже много лет является лидирующим как при их сооружении в морских условиях, так и на суше. С развитием данного способа повышаются требования к точности попадания окончательного забоя скважины в конкретную точку и совпадению фактического ствола скважины с проектным. Разработки в области забойных телеметрических систем контроля за положением установки отклонителя (тулфейс), параметрами ствола скважины, дали серьёзный толчок прогрессу в сфере бурения наклонно-направленных, с горизонтальным окончанием в продуктивных пластах, многоствольных и многозабойных скважин. Отечественный и зарубежный опыт создания и развития бурового навигационного оборудования и технологий широко представлен в работах отечественных исследователей [1-7]. Все телеметрические системы объединяет схожий принцип работы. Инклинометр, включенный в состав компоновки низа бурительной колонны, осуществляет измерение, далее происходит передача этой информации по каналу связи, которая принимается на поверхности наземной аппаратурой, обрабатывается и предстает перед инженером наклонно-направленного бурения в окончательном виде.

Телеметрические системы с электромагнитным каналом связи

Рассмотрим телеметрические системы с электромагнитным каналом связи, на примере системы СИБ -2, разработанной и произведенной ОАО «ГЕОФИТ в городе Томске в 2006 году. Данную телеметрическую систему применяют такие компании, как ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «СГК – Бурение», ОАО «Газпромнефть – ННГ», ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика» и другие. Система СИБ-2 состоит из прибора скважинного ШКМБ 2.728.001 и комплекта наземной аппаратуры ШКМБ 2.709.001. Данная телесистема позволяет бурить скважины глубиной до 3500 метров при температуре окружающей среды от 5 до 105 градусов Цельсия. Максимальное гидростатическое давление – 60 МПа, максимальный расход промывочной жидкости – 64 литра в секунду, максимальное содержание песка в буровом растворе - не более 1%. (рисунок 1)

В большинстве случаев телесистему СИБ применяют для бурения интервалов под кондуктор, на небольшую глубину до 1700 метров. Для получения качественного сигнала достаточно установить антенну непосредственно у станции инженерно-телеметрической службы. Главным плюсом системы с электромагнитным каналом связи является надежность и простота конструкции, низкие затраты. Главный недостаток заключается в большей зависимости дальности передачи сигнала от свойств буримых пород. Также наличие большого количества источников помех во время эксплуатации: силовой верхней привод, силовой привод буровых насосов, сварочные аппараты, дизельные станции, оборудование бригад освоения.

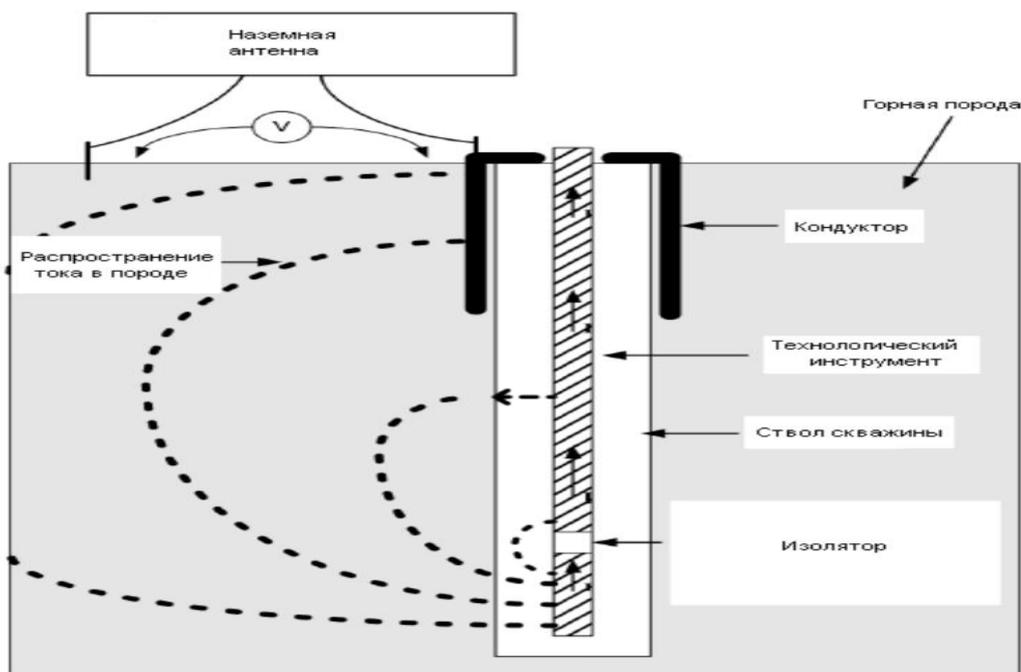


Рисунок 1 - Принципиальная схема действия системы СИБ-2

По сравнению с телесистемами с гидравлическим каналом связи электромагнитный канал более информативен и быстр при определенных условиях. Поэтому такой способ передачи данных идеально применяется при бурении под кондуктор или неглубоких скважин.

В таблице 1 представлены данные сравнительной характеристики двух каналов связи.

Таблица 1 – Характеристика каналов связи

Тип канала связи	Гидравлический	Электромагнитный
Азимут	+/- 1,5 градуса для зенитного угла больше 10 и угла магнитного склонения меньше 70	При зенитном угле от 6 градусов до 174 +/- 0,15 градусов.
Зенитный угол	+/-0,2 градуса для 0-180	+/-0,15 градусов
Определение установки угла отклонителя	+/-2.8 градуса	При зенитном угле от 6 до 174 градусов +/-2 градуса
Точка замера	6+КНБК	4.5+КНБК

Из таблицы 1 видно, что погрешность данных при использовании телесистемы с электромагнитным каналом связи ниже, а за счет меньшего

удаления инклинометра от низа бурильной колонны точность измерения увеличивается.

Телеметрические системы с гидравлическим каналом связи

Более распространенное применение способа передачи связи по гидравлическому каналу было вызвано его естественным происхождением. Ведь в качестве канала используется буровой раствор в колонне бурильных труб, а значит, что нет необходимости в дополнительных затратах для обеспечения связи. По той же причине гидравлический канал связи обладает большой дальностью действия, что играет важнейшую роль при бурении участков, перекрытых экранирующими породами, что не позволило бы применить электромагнитный канал связи. Информация по промысловой жидкости передается посредством создания трех видов импульсов. Положительные создаются кратковременным перекрытием потока бурового раствора, отрицательные – стравливанием бурового раствора в затрубное пространство и непрерывный импульс, когда устройство непрерывно производит открытие и закрытие клапана, что приводит к синусоидальным колебаниям давления бурового раствора (рисунок 2).

По дальности передачи данных у гидравлического канала связи нет конкурентов. В тоже время такие системы являются самыми дорогими и наиболее сложными в устройстве. Для выделения полезного сигнала из большого количества посторонних шумов, создаваемых, например, буровыми насосами, необходимо применять сложные алгоритмы декодирования. Это делает гидравлический канал связи самым медленнодействующим и сужает спектр рабочих частот. Все телеметрические системы с гидравлическим каналом связи чувствительны к перепадам параметров промысловой жидкости. Повышенное содержание песка приводит к износу проточной части телеметрической системы, повышенная аэрация бурового раствора способствует полному отсутствию сигнала, принимаемого датчиком давления. Такое может происходить при газопроявлениях, либо при использовании смазочных добавок, которые имеют свойство значительного вспенивания бурового раствора.

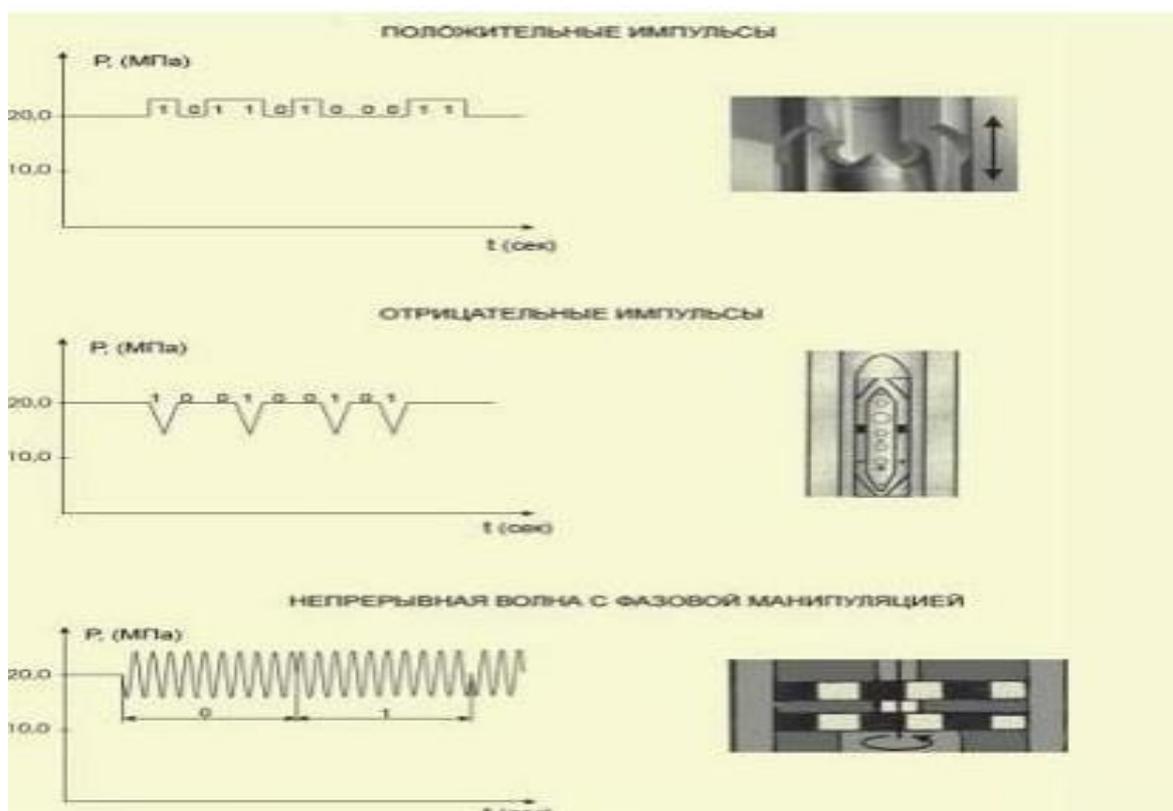


Рисунок 2 – Визуализация импульсов колебаний

Телеметрические системы с электропроводным каналом связи

Телеметрическая система СТЭ получила наибольшее распространение, так как использовала в качестве канала связи силовой кабель питания электробура. Для проводного канала связи есть целый ряд преимуществ, связанных с максимальной информативностью, быстротой, помехоустойчивостью и надежностью связи. Нет необходимости в забойном источнике энергии и в наличии мощного передатчика. Тем не менее, Присутствие кабеля создает значительные трудности во время бурения. Необходимо решать проблему по прокладке кабеля, защиты его от механических повреждений, трудности при проведении мероприятий по ликвидации газонефтеводопроявлений (ГНВП).

Выводы

1. Аналитический обзор основных типов каналов связи телеметрических систем показал, что существуют условия применения, которые подходят для определенного канала связи лучше всего.

2. В современных условиях при увеличении запасов трудноизвлекаемой нефти проводка ствола скважины зачастую проходит через породы, сложенные различными труднопроницаемыми, экранирующими породами. Данный фактор и большие глубины забоя по вертикали делают невозможным применение систем с электромагнитным каналом связи. Гидравлический канал будет более целесообразен, даже

при ряде недостатков в сравнении с прочими. В тоже время, при бурении интервала под кондуктор более эффективным и экономически выгодным будет применение электромагнитных каналов связи.

3. Стоимость оборудования, надежность играют решающую роль в выборе телесистемы. Проводной канал связи, в силу своей специфичности, не нашел широкого применения в настоящее время в сфере эксплуатационного бурения. Развитие беспроводных каналов связи сделали его нецелесообразным и нерентабельным. Лишь при условиях невозможности использования других способов данный канал связи может быть применен в качестве альтернативы.

Библиографический список

1. Исаченко В. Х. Инклинометрия скважин / В. Х. Исаченко.- Москва : Недра, 1997. - 216 с. – Текст : непосредственный.

2. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А. С. Повалихин, А. Г. Калинин, С. Н. Бастриков, К. М. Солодкий. – Москва : ЦентрЛитНефтегаз, 2011.- 647 с. – Текст : непосредственный.

3. Геонавигация скважин: учебное пособие / В. В. Кульчицкий, Г. А. Григашкин, А. С. Ларионов, А. В. Щebetов. – Москва : МАКС Пресс, 2008. - 312 с. – Текст: непосредственный.

4. Акбулатов Т. О. Расчеты при бурении наклонно-направленных скважин: учебное пособие / Т. О. Акбулатов, Л. М. Левинсон. – Уфа : УГНТУ, 1994. - 68 с. – Текст: непосредственный.

5. Тейтельбаум Д. В. Программная система для каротажа в процессе бурения / Д. В. Тейтельбаум, А. А. Власов. – Текст: непосредственный // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2013. IX Междунар. науч. конгр.: Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология»: сб. материалов в 2 т. Т. 2 (Новосибирск, 15–26 апреля 2013 г.). - Новосибирск: СГГА. - 2013. – С. 64–70.

6. Технология обслуживания геофизической аппаратуры. Забойная телеметрическая система СИБ – 2. / А. Н. Гормаков, Е. В. Голодных, И. В. Терехин [и др.]. – Текст: непосредственный // Международный журнал экспериментального образования. – 2016. – № 12 (часть 1). – С. 81-82.

7. Чупров В. П. Развитие забойных телесистем с электромагнитным каналом связи / В. П. Чупров, А. Р. Бельков, А. А. Бикинеева. – Текст: непосредственный // Каротажник. - 2003. - №113. – С.45-47.

Научный руководитель: Бастриков С.Н., профессор кафедры НБ, д.т.н., профессор

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА УТЯЖЕЛЕННЫХ ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗИРОВАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ БЕЗ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ

*Алиханов Н. Т., Санкт-Петербургский Горный Университет, аспирант
1 г.о. каф. Бурения скважин*

*Леушева Е. Л., Санкт-Петербургский Горный Университет, к.т.н. доц.
каф. Бурения скважин*

Ископаемое топливо до сих пор является главенствующим источником энергии. Главным представителем горючего топлива является нефть, благодаря своим преимуществам: обладает высокой рентабельностью благодаря жидкому агрегатному состоянию, которое облегчает ее транспортировку, также нефть обладает высоким удельным энергосодержанием по сравнению с другими энергоносителями. Из-за роста потребления сжигаемого топлива, фонд легкоизвлекаемой нефти уменьшается. Соответственно растет роль месторождений залегающих в осложненных условиях. Чтобы такие месторождения начинали разрабатывать необходимо, повысить их рентабельность. Это возможно путем обеспечения максимально эффективного и безопасного процесса строительства скважин на таких месторождениях. Для бурения нефтегазовых скважин необходимы буровые жидкости. Такие буровые растворы выполняют ряд задач: их закачивают через бурильные трубы, чтобы растворы выходил наружу поднимая всю выбуренную породу, в случае остановки бурения, растворы поддерживают шлам во взвешенном состоянии, смазывают и остужают долото, защищают нефтегазовые пласты от кольтации, но одна из важнейших ее ролей это замещение выбуренной породы, чтобы предотвратить приток пластовых флюидов, нарушение целостности ствола скважины [2, 4].

При выборе и создании состава бурового раствора для бурения в зонах АВПД необходимо учитывать ряд факторов для предотвращения ГНВП и сохранить реологические характеристики при высокой температуре. В настоящее время образовался технологический пробел, который представляет собой проблему для разработки систем буровых растворов на водной основе высокой плотности для скважин с высоким давлением и высокой температурой (НРНТ). Пробел образовался из-за невозможности создания подходящей реологии из-за осаждения утяжелителей, изменения характеристик в связи с ростом температуры вниз по стволу скважины, высокая концентрации твердых частиц для создания тяжелых буровых растворов, уменьшение эффективности полимеров вследствие отсутствия свободной воды, некачественная фильтрационная корка, приводящая к прихватам и ухудшению коллекторских свойств. Работа в условиях узкого окна между поровым

давлением и давлением начала гидроразрыва добавляет сложности при обслуживании буровых растворов, где небольшое изменение забойного давления может привести к значительному увеличению непроизводительного времени "NPT" из-за времени, затрачиваемого на решение возможных поглощений и проявлений флюида.

Таким условием является бурение пластов с аномально высоким давлением. В индустрии долгое время решением было использования буровых растворов на углеводородной основе, а в качестве утяжеляющего агента был барит, которым устанавливалась необходимая плотность для обеспечения высоких значений гидростатического давления.

Основное преимущество барита – это плотностью, которую можно создать, добавив его в раствор. Из-за отсутствия аналогов его плотности он используется несмотря на все недостатки, а они могут стать причиной серьезных проблем. Для начала необходимо отметить, что он не растворим в воде вследствие чего поддержание частиц барита во взвешенном состоянии является сложной задачей. Чем больше раствор находится в статическом состоянии, тем больше барита осаждается, и если бурильная колонна будет находиться на забое, то осажденный барит непременно станет причиной прихвата. При необходимости применения сверхтяжелого бурового раствора, в него будет добавлено больше барита, увеличивая нагрузку твердой фазы, в таких случаях корка бывает толстой и рыхлой, которая может привести к прихвату бурильной колонны. При бурении горизонтальных участков скважины весь шлам будет скапливаться на этой корке, и образуется пробка, для которой понадобится время для устранения. Если прихвата не было, то скопление барита и шлама на забое, станет проблемой для старта циркуляции, необходимо будет задать высокое давление, которое насос и пласт могут не выдержать, а это в свою очередь приведет к аварии и остановке бурению или осложнению, которое необходимо будет решить. Для решения проблемы необходимо создать такую реологию, которая обычно приводит к высокой эквивалентной плотности циркуляции (ЭЦП), добавлению большого количества дорогостоящих стабилизаторов, структурообразователей. В случае проникновения пластовых флюидов в раствор, произойдет быстрое ухудшение структурно-механических свойств раствора, что вновь приведет к выпадению твердой фазы в осадок.

Барит нерастворим не только в воде, но и в таких кислотах как: хлорная, муравьиная, лимонная, уксусная. Известно, что фильтрационная корка должна создаваться во время бурения, но после ее необходимо очищать для того, чтобы восстановить проницаемость коллектора. В случае применения барита корка обязательно будет содержать в себе его частицы, а часть проникнет в поры и убрать его при помощи кислотной обработки не получится. Таким образом, еще до начала добычи коллекторские свойства будут ухудшены, необходимо будет осуществлять

интенсификацию притока или искусственное создание новых пор. Все это негативно влияет на конечную нефтеотдачу и экономическую целесообразность разработки данного проекта. Барит уменьшает выгоду проектов и своей высокой ценой.

Как альтернатива бариту были использованы гематит, тетраоксид марганца, но они так же создавали высокую нагрузку твердой фазы в растворе, при этом не создавая той плотности, которую можно было достичь баритом. Поэтому исследования продолжились и был обнаружен еще один способ отказаться или как минимум уменьшить содержание барита в растворе. Создать буровой раствор на основе насыщенного рассола соли. Данному исследованию большое внимание уделяют институты и компании в Китае, одна из крупнейших компаний мира SaudiAramco, а также такие сервисные компании как Halliburton, BakerHughes, Schlumberge.

В лаборатории буровых жидкостей Горного Университета также проводятся исследования по созданию состава утяжеленного высокоминерализованного бурового раствора без твердой фазы. Химические реагенты были использованы от различных именитых компаний: Varoid, MISwaco, Полицелл. Основным структурообразователем была выбрана ксантановая смола, а для контроля водоотдачи использовались крахмальные реагенты и КМЦ. Данное решение совместно с карбонатом кальция обеспечивает тонкую, но эффективную фильтрационную корку, предотвращающая прихваты буровой колонны и кольматацию продуктивного пласта [1]. Основными неорганическими солями в экспериментах были: хлориды калия и натрия, бромиды натрия и калия. Реологические характеристики разработанных буровых растворов полностью соответствуют альтернативным растворам, применяемым на практике, однако лишены большинства их недостатков. К таким недостаткам относится наличие твердой фазы, представленной баритом, чувствительность к пластовым флюидам и нарушение целостности стенок скважины [3,4,11].

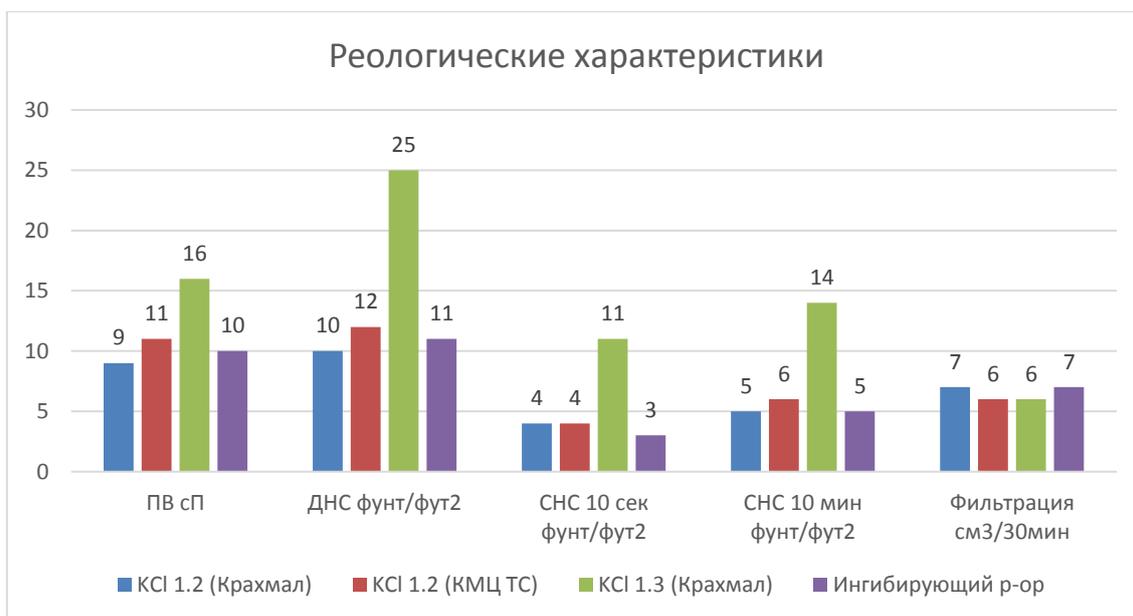
Для сравнения реологических характеристик обратимся к раствору, который предлагается компаний ССК. В данном растворе используется хлорид калия в качестве ингибитора, обладает меньшей плотностью, поэтому разрабатываемый раствор является более универсальным. Состав бурового раствора представлен в таблице:

Таблица 1 – Состав бурового раствора от компании ССК

БЕНТОНИТ	20–30 кг/м ³
NaOH	1–2 кг/м ³

КСІ	50 кг/м ³
ФХЛС	30–40 кг/м ³
ПАЦ-НВ	3–5 кг/м ³
ПЕНОГАСИТЕЛЬ	0,3 кг/м ³
СМАЗКА	3–5 кг/м ³

Сравнение основных показателей растворов представлены на графике:



По итогу сравнительного анализа можно заключить, что все представленные образцы соответствуют требованиям, выдвигаемым аналогичным раствором, которые применяются на практике для ингибирования соляных и глинистых пород [3].

Библиографический список

1. Кошелев В. Н. Полимерная Композиция Для Высокоминерализованных Утяжеленных Буровых Растворов На Водной Основе / В. Н. Кошелев. - 2021. - Текст : непосредственный.
2. Махаматхожаев Д. Р. Бурения Скважин В Соленосных Отложениях АО «Узбурнефтегаз» В Условиях Рапопроявления / Д. Р. Махаматхожаев, Ф. Б. Ёкубова, Т. С. Саидов. - Текст : непосредственный // Булатовские Чтения. - 2018.
3. Саломатов В. А. Применение Ингибирующего Бурового Раствора Для Поддержания Устойчивости Стенок Скважины / В. А. Саломатов, Д.

П. Кожаев, Е. В. Паникаровский. - Текст : непосредственный // Булатовские Чтения. - 2018.

4. Conceptual design and methodology for rheological control of water-based drilling fluids in ultra-high temperature and ultra-high pressure drilling applications / Mao N. [и др.]. - Text : direct // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2020. - №188. - С. 106884.

ИНФОРМАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

*Голендеев М.В., группа РНГаз-21-1, г. Тюмень, maxgolendeev@gmail.com
Штейн Е.С., группа РНГаз-21-1, г. Тюмень, zhenya-stein@mail.ru*

Нефтегазовый комплекс является основной движущей силой устойчивого и быстрого развития экономики Российской Федерации. Он обеспечивает значительную долю валютных поступлений в бюджет и вносит наиболее существенный вклад в валовый внутренний продукт. Его влияние ощутимо во многих отраслях экономики. Нефтегазовый комплекс один из самых мощных и технологически оснащенных. Однако для существования такой системы необходим грамотный подход к решению управленческих задач на всех стадиях жизненного цикла объектов нефтегазовой отрасли.

В современных условиях практически невозможно эффективно обрабатывать прежними средствами огромный (и неуклонно возрастающий) поток информации, не прекращающийся даже после того, как объект уже спроектирован и построен, поскольку, вступая в стадию эксплуатации, он взаимодействует с другими объектами и окружающей внешней средой.

Кроме того, с вводом в эксплуатацию также запускаются и внутренние процессы жизнеобеспечения объекта, то есть начинается активная фаза «жизненного цикла».

Ответом на такой вызов современного мира стало появление концепции цифрового информационного моделирования.

Первоначально возникнув в проектной среде и получив широкое и весьма успешное практическое применение при создании новых объектов, эта концепция, тем не менее, довольно быстро перешагнула через установленные для нее рамки, и сейчас информационное моделирование —намного больше, чем просто новый метод в проектировании.

Сегодня это принципиально иной подход к возведению, оснащению, обеспечению эксплуатации и ремонту объекта, к управлению жизненным циклом объекта, включая его экономическую составляющую.

Информационная модель – это совокупность всей технической информации, которая появляется на проекте в рамках процесса его реализации. В нее входят все данные, которые появляются, начиная с этапа проектирования и заканчивая этапом финального завершения пуско-наладочных работ и передачи объекта в эксплуатацию.

В состав информационной модели входят три сущности – 3D-модель, 2D-данные и 1D-данные (рисунок 1).

1D-информация (или инженерные данные) представляет собой структурированные данные в виде таблиц – самый простой тип данных применительно к промышленным объектам. Это могут быть перечни оборудования, опросные листы, спецификации, оформленные по шаблонам данные поставщиков или подрядчиков.

К 2D-документам могут относиться технологические схемы, схемы автоматизации, однолинейные схемы, создаваемые в специализированных системах автоматизированного проектирования. В понимании нефтегазовой отрасли эти двумерные чертежи не просто некий рисунок в электронном виде, здесь каждый элемент представляет собой объект, имеющий определенные свойства.

3D-модель или Цифровая Информационная Модель – это трехмерная модель, которая создается на этапе проектирования. В рамках 3D-модели отображается не только трехмерная визуализация, а также большой пул технических сведений. Каждый элемент, который присутствует в модели, имеет некие свойства.



Рисунок 1 – Состав информационной модели

Для управления информацией необходим инструмент. Таким инструментом является система управления инженерными данными –

средство автоматизации, выступающее в роли среды общих данных и обеспечивающее:

- сбор данных из различных источников;
- проверку данных на соответствие спецификации информационной модели;
- предоставление данных заинтересованным сторонам;
- передачу данных в смежные системы.

На рисунке 2 приведена архитектура и процесс работы:

- Данные в формате 1D/2D/3D регулярно поступают заказчику через систему управления документооборотом. Возможно их поступление и из других источников, но как правило, мы стремимся к единому источнику информации, в котором можно отслеживать версию, даты поступления информации, давать комментарии, замечания и т.д.

- Специалисты управления информацией (как правило это сотрудники проектной команды) на регулярной основе выполняют проверку поступающей информации и формируют замечания Подрядчику.

- Проверенная информация поступает в СУИД, между различными видами информации автоматически на основании определенных алгоритмов создаются связи.

- Доступ в СУИД предоставляется всем заинтересованным сторонам, также система выступает в качестве источника данных для систем-потребителей.

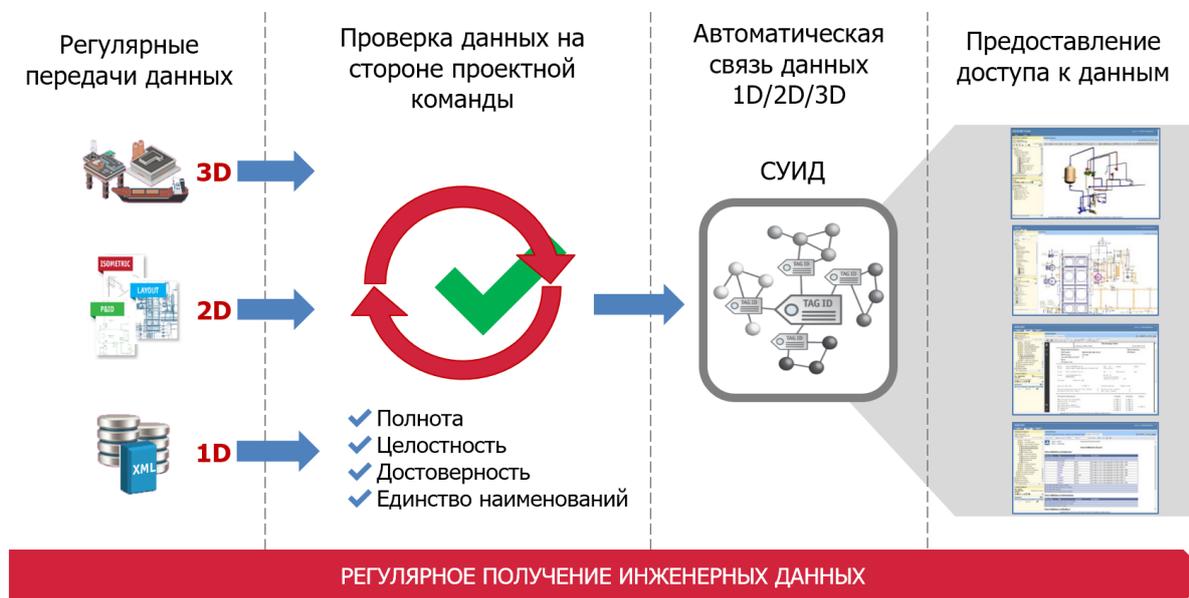


Рисунок 2 – Архитектура и процесс

Информационное моделирование существенно облегчает работу с возводимым объектом и имеет массу преимуществ. Прежде всего, оно позволяет в виртуальном режиме собрать воедино, подобрать по

назначению, рассчитать, состыковать и согласовать создаваемые разными специалистами и организациями компоненты и системы будущего сооружения, заранее проверить их свойства и жизнеспособность, функциональную пригодность и эксплуатационные качества как отдельных частей, так и всего объекта в целом. Применении технологии информационного позволяет решать следующие задачи:

- принятие конкретных проектных решений;
- расчет узлов и компонентов;
- предсказания эксплуатационных качеств объекта;
- составление смет и строительных планов;
- заказ и изготовление материалов и оборудования;
- управления строительством;
- управления эксплуатацией в течение всего жизненного цикла объекта;
- проектирования и управления реконструкцией или ремонтом;
- вывод объекта из эксплуатации.

Общий потенциал от внедрения информационных систем, связанных с различными аспектами управления информацией по усредненным оценкам международных EPC - компаний ведет к уменьшению общей инвестиционной стоимости проекта на 10%. Эффект от управления информацией заключается не только в уменьшении капитальных инвестиций, но и в снижении эксплуатационных затрат. Уменьшаются трудозатраты по работе с информацией, что напрямую связано с численностью персонала и фондом оплаты труда.

В соответствии со Стратегией развития информационного общества в

Российской Федерации на 2017–2030 годы технологии информационного моделирования зданий и сооружений являются ключевыми технологиями в общей структуре цифровой экономики, так как позволяют значительно повысить эффективность одного из важнейших секторов экономики РФ — строительного комплекса.

Библиографический список

1. Айроян З. А. Управление проектами нефтегазового комплекса / З. А. Айроян, А. Н. Коркишко. – Текст : непосредственный // Инженерный вестник Дона. - 2016. - №4.
2. Краюшкина М. В. Методология проектирования в нефтегазовой отрасли и управление проектами : учебное пособие. / М. В. Краюшкина. – Текст : непосредственный // Ставрополь : СКФУ. - 2014. - С. 124.
3. Талапов В.В. Технология BIM : суть и особенности внедрения информационного моделирования зданий / В. В. Талапов. – Текст : непосредственный // М. : ДМК Пресс. - 2015. – С. 410.

4. Козлов И. М. Оценка экономической эффективности информационного моделирования зданий / И. М. Козлов. – Текст : непосредственный // Международный электронный научно-образовательный журнал «Архитектура и современные информационные технологии». - 2010. - №1(10).

Научный руководитель: Сохошко С.К., профессор кафедры РЭНГМ, канд. техн. наук, доцент

ОБЗОР МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В ЗАДАЧЕ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПРИХВАТОВ БУРИЛЬНОЙ И ОБСАДНОЙ КОЛОНН

*Щербаков Р.Э., группа А1-75, г. Томск, res718@bk.ru
Ковалев А.В., г. Томск, Kovalevav@tpu.ru*

Актуальность. С каждым годом истощение легкодоступных запасов углеводородов определяет необходимость разработки месторождений, характеризующихся сложными горно-геологическими условиями. Строительство скважин в данных условиях часто сопровождается различными осложнениями и авариями. Повышенные риски при строительстве скважин обусловлены усложнением конструкции скважины, траекторией ствола, а также горно-геологическими условиями. Прихват бурильной или обсадной колонны является одной из самых сложных аварий, которая оказывает существенное влияние на эффективность бурения и стоимость скважины. Зачастую при возникновении аварии с прихватом бурильной или обсадной колонны, требуется проведение дорогостоящих мероприятий по ликвидации последствий аварии, которые могут включать в себя ловильные работы, бурение бокового ствола или, в крайнем случае, ликвидация аварийной и бурение новой скважины. Недостатки используемого в настоящий момент подхода предопределили задачу настоящей работы. Утверждается, что интеллектуальная система может автоматически отслеживать и анализировать тенденции параметров, обнаруживать аномалии в изменении параметров бурения в реальном времени, заблаговременно прогнозировать вероятность возникновения аварии и предупреждать инженера по бурению на ранней стадии, что позволит реализовать превентивные мероприятия до того, как колонна будет прихвачена. Данное решение, в первую очередь, позволяет избежать серьезной аварии и уменьшить последствия по освобождению прихваченной колонны, если это все же произошло.

Цель: определить перспективные направления исследований с целью создания алгоритма, позволяющего прогнозировать вероятность возникновения прихвата бурильной или обсадной колонны в процессе

бурения скважины на основании данных геолого-технологических исследований.

Методы: оценка и анализ современных достижений в области определения аномалий во временных рядах при помощи алгоритмов машинного обучения.

Результаты. Авторами проведена оценка текущих подходов к определению прихвата бурильной и обсадной колонн в процессе строительства скважин, а также анализ существующих алгоритмов определения аномалий распределения данных во временных рядах. Определены перспективные направления дальнейших исследований.

С каждым годом истощение легкодоступных запасов углеводородов определяет необходимость разработки месторождений, характеризующихся сложными горно-геологическими условиями. Строительство скважин в данных условиях часто сопровождается различными осложнениями и авариями. Повышенные риски при строительстве скважин обусловлены усложнением конструкции скважины, траекторией ствола, а также горно-геологическими условиями.

Прихват бурильной или обсадной колонны является одной из самых сложных аварий, которая оказывает существенное влияние на эффективность бурения и стоимость скважины. Зачастую при возникновении аварии с прихватом бурильной или обсадной колонны, требуется проведение дорогостоящих мероприятий по ликвидации последствий аварии, поэтому различные отраслевые оценки, утверждающие, что стоимость проведения мероприятий по ликвидации последствий прихвата бурильного инструмента может превышать несколько сотен миллионов долларов в год, не являются надуманными.

Понимание механизмов возникновения прихвата и его признаков помогает на ранней стадии реализовывать мероприятия по снижению последствий надвигающейся аварии. Традиционно признаки прихвата определяются по параметрам бурения, регистрируемым станцией геолого-технологических исследований (ГТИ). Характерными признаками дифференциального прихвата являются увеличение сопротивления продольному перемещению, повышение крутящего момента при страгивании колонны после пребывания без движения. В том случае, если помимо вышеуказанных признаков отмечается повышение давления на стояке, то можно говорить о вероятности возникновения механического прихвата.

Зачастую признаки предстоящего прихвата не обнаруживаются достаточно заблаговременно для проведения эффективных мероприятий по смягчению последствий предстоящей аварии. В основном это происходит в результате особенностей человеческого восприятия. Кроме того, признаки предстоящей аварии не распознаются заблаговременно в результате суточной смены рабочего персонала (членов буровой бригады,

инженерного состава на буровой площадке и в оперативном офисе), поэтому по статистике большинство аварий происходит в течение нескольких часов после «пересменки».

Внедрение машинного обучения в анализ изменения параметров бурения становится все более популярным по вышеуказанным причинам. Различные алгоритмы машинного обучения предлагают автоматизированные решения для преодоления этих ограничений, что позволяет адаптировать человеческие знания.

Одной из первых публикаций, в которой использовались статистические методы для прогнозирования вероятности возникновения прихвата колонны, была работа Хемпкинса и др. В дальнейшем было реализовано несколько подходов для прогнозирования предстоящего прихвата колонны при помощи различных алгоритмов машинного обучения.

- логистической регрессии;
- нейронной сети;
- метода опорных векторов.

В упомянутых ранее статистических методах использовались базы данных, хранящие большое количество скважин. Эти статистические методы обычно использовали суточные отчеты о бурении, отчеты об окончании скважины и другую информацию, которая отражает одно измерение в день для параметров, используемых для прогнозирования прихвата. Входные данные включали информацию о траектории ствола скважины, данные о свойствах бурового раствора, параметры режима бурения.

Фундаментальным ограничением применения этого подхода к прогнозированию прихвата в реальном времени является то, что условия, приводящие к прихвату, часто возникают в течение нескольких десятков минут или часов. Поэтому требуются более высокая частота обновления данных, нежели чем в суточных отчетах о бурении и отчетах об окончании скважины. Кроме того, использование свойств бурового раствора оправдано, но они недостаточно часто измеряются на большинстве буровых установок, чтобы обеспечить время срабатывания, необходимое для предотвращения предстоящей аварии. Были разработаны системы для непрерывного измерения основных свойств бурового раствора на буровой площадке, но в настоящий момент они не получили широкого распространения.

В случае использования подхода к обнаружению прихвата при помощи алгоритмов обучения «с учителем» возникает проблема разметки обучающей выборки, поскольку требуется предварительный сбор информации для обучения алгоритма, проверка качества входных данных, предобработка данных, ручная разметка (выделение интервалов с признаками предстоящей аварии). В случае изменения распределения

параметров бурения при использовании модели в условиях другого месторождения, требуется повторное обучение модели на новых предобработанных данных и оценка ее работы в условиях реального бурения.

Стоит отметить, что в соответствии с анализом различных инцидентов, связанных с прихватом бурильного инструмента, можно утверждать, что во всех случаях не было единого опережающего признака предстоящей аварии, поэтому требуется разработать алгоритм, комплексно анализирующий различные параметры бурения. Для задач выявления аномалий во временных рядах используется огромное множество различных алгоритмов.

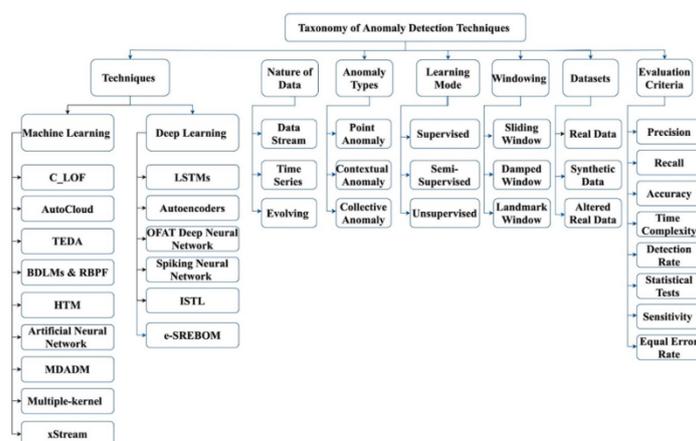


Рисунок 1 – Систематизация алгоритмов машинного обучения, методов и критериев оценки качества выявления аномалий во временных рядах

Как уже упоминалось ранее, при обучении «с учителем» существует проблема сбора и разметки обучающей выборки. Для решения данной проблемы предлагается реализовать систему автоматического обнаружения аварий и осложнений в процессе бурения на основе метода обучения «без учителя», данный подход позволит сократить временные и материальные затраты на подготовку и обучение модели. Кроме того, стоит отметить, что обучение модели в реальном времени, позволило бы использовать ее в процессе бурения скважины и не тяготеть к наличию всего набор данных параметров бурения до начала бурения.

Библиографический список

1. Ahmed Omogbolahan S. Stuck Pipe Early Warning System Utilizing Moving Window Machine Learning Approach / S. Ahmed Omogbolahan, M. Aman Beshir, A. Zahrani Majed. – Text : electronic. // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. - Abu Dhabi : UAE, November 2019. - - URL : doi : <https://doi.org/10.2118/197674-MS> (date of the application 24.01.2022).

2. Митчелл Дж. Безаварийное бурение / Дж. Митчелл. – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2017. - 364 с. – Текст : непосредственный.

3. Multivariate Statistical Analysis of Stuck Drillpipe Situations / W. B. Hemphkins, R. H. Kingsborough, W. E. Lohec, C. J. Nini. – Text : electronic / - SPE Drill Eng 2. – 1987. – P. 237–244. - URL : doi: <https://doi.org/10.2118/14181-PA> (date of the application 24.01.2022)..

4. Stuck-Pipe Prediction by Use of Automated Real-Time Modeling and Data Analysis / K. Salminen, C. Cheatham, M. Smith, V. Khaydar. – Text : electronic // SPE Drill & Compl 32. – 2017. P. 184–193. . - URL : doi: <https://doi.org/10.2118/178888-PA> (date of the application 24.01.2022)..

5. Automated Fluid Rheology and ECD Management / Vajargah, Ali Karimi, Sullivan, Gregory, Eric van Oort. – Text : electronic // SPE Drill & Compl. - Galveston, Texas, USA. - September 2016. - URL : doi: <https://doi.org/10.2118/180331-MS> (date of the application 24.01.2022)..

6. A Review of Machine Learning and Deep Learning Techniques for Anomaly Detection in IoT Data / Al-amri, Redhwan, K. Raja [et al.]– Text : electronic // Applied Sciences 11. - № 12. – P. 5320. - URL : <https://doi.org/10.3390/app11125320> (date of the application 24.01.2022)..

Научный руководитель: Ковалев А.В., доцент отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов, к.т.н., доцент

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НА РЕГУЛИРУЕМОМ ДАВЛЕНИИ НА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Минаев Я.Д., аспирант 1-го года обучения кафедры бурения скважин, Санкт-Петербургский Горный Университет, minaevyakov@mail.ru

Согласно данным за последние несколько десятилетий, а также представленному в работе [2] прогнозу изменения показателя энергетической эффективности EROI для природного газа, полученного с помощью разработанной авторами математической модели изменения показателя, в будущем ожидается дальнейшее уменьшение энергоэффективности природного газа как источника энергии, в связи с чем встает вопрос повышения эффективности добычи данного энергоресурса.

В рамках процессов бурения и капитального ремонта скважин существует множество путей для повышения энергетической эффективности, однако крайне актуальным остается вопрос разработки новых технологий для сохранения и повышения продуктивности вскрываемых газовых и газоконденсатных пластов, а также

предупреждения развития осложнений и аварийных ситуаций в процессе бурения и капитального ремонта. Необходимость дальнейших исследований в данном направлении объясняется в первую очередь отсутствием технологий для работы с истощенными газовыми месторождениями, характеризующимися аномально низкими пластовыми давлениями, а также вводимыми в разработку месторождениями с пониженными фильтрационно-емкостными характеристиками, для которых вопрос сохранения проницаемости стоит особенно остро.

Новые решения в данном направлении должны удовлетворять следующим требованиям:

- Позволять работать на объектах с низкими и очень низкими значениями коэффициента аномальности (менее 0,8) без поглощений и загрязнения призабойной зоны пласта.
- Минимизировать риск развития осложнений, в частности дифференциального прихвата на объектах с АНПД.
- Свести к минимуму проникновение технологических жидкостей в пласт и кольматацию ПЗП при выполнении работ по бурению, заканчиванию и капитальному ремонту скважин в продуктивных пластах с пониженными ФЕС.
- Позволять мониторинг и оперативное управление операциями в режиме реального времени ввиду высокой геологической неоднородности и сложного строения вводимых в эксплуатацию месторождений и узкой локализацией остаточных запасов эксплуатируемых месторождений.
- Соответствовать требованиям в области безопасного проведения работ и недопустимости загрязнения окружающей среды

Одной из наиболее комплексных технологий, имеющей применение в различных условиях проведения работ по бурению и капитальному ремонту газоконденсатных скважин, является технология проведения операций с регулируемым давлением, в частности с поддержанием отрицательного перепада давления между забоем бурящейся скважины и пластом – поддержанием режима депрессии, вследствие чего становится возможным вскрытие продуктивного горизонта без проникновения фильтрата бурового раствора в пласт [4]. Также технология позволяет проходить разнообразные зоны осложнений, подчас являясь единственно возможным вариантом проводки скважины.

Таким образом, технология бурения на регулируемом давлении имеет огромный потенциал для реализации на газовых и газоконденсатных месторождениях нашей страны, в частности, при работе с истощенными газовыми объектами опорных месторождений, таких как Медвежье, Уренгойское, Ямбургское.

Главной же сложностью в случае проведения работ по бурению и капитальному ремонту скважин на регулируемом давлении является

проектирование и оценка возможности применения технологии совместно с оптимизацией технологических параметров, а также контроль и оперативное управление ходом работ. Развитие цифровых технологий дало серьезный толчок в направлении контроля процессов бурения [1]. В частности, работы проводятся и в области автоматизации операций по управлению давлением при бурении и контролю операции бурения на депрессии [5].

Однако разработки относятся по большей части к случаю бурения на облегченных буровых растворах, как правило, на углеводородной основе. Двухфазные системы, являющиеся наиболее актуальным агентом для истощенных газовых и газоконденсатных месторождений [6], рассматриваются исследователями, занимающимися вопросами автоматизации операций по бурению и КРС, гораздо реже.

Причин тому достаточно много. В первую очередь, математическое описание двухфазных систем гораздо сложнее, чем описание однофазных буровых агентов – жидкостей и газов [1]. В частности, до сих пор у научного сообщества не сформировалось единого мнения по вопросу реологической модели, описывающей поведение пен.

Во-вторых, пены и аэрированные жидкости – гораздо менее стабильный и предсказуемый агент, нежели однофазные буровые растворы [7]. Стабильность пены может достигаться введением измельченной твердой фазы, однако в таком случае встает вопрос дальнейшей утилизации пен. Также следует учитывать, что пены и аэрированные жидкости – сжимаемые системы, свойства которых, в том числе реологические, плотно зависят от термобарических условий. В связи с этим уже на стадии проектирования определить, как поведет себя двухфазный агент, становится довольно сложно.

В-третьих, при бурении с использованием технологии регулируемого давления существует проблема совместимости данной технологии с традиционными системами измерений во время бурения (MWD), так как в качестве промывочного агента могут использоваться двухфазные системы, использование с которыми гидравлического канала связи невозможно. В связи с этим вопрос передачи данных с забоя становится крайне актуальным.

Для решения указанных проблем был разработан алгоритм оценки и проектирования работ по бурению на регулируемом давлении [3]. Определен необходимый объем расчетов для определения возможности и целесообразности бурения на регулируемом давлении, а также для оптимизации процесса. Для указанных целей необходимо построение рабочего диапазона давлений и расходов, по которому далее можно определить оптимальные значения управляющих параметров и подобрать необходимое оборудование с учетом экономической составляющей.

Для этого была составлена математическая модель бурения на регулируемом давлении, описывающая основные происходящие физические процессы. Определен и описан метод реализации модели в создаваемом прикладном программном обеспечении, а также выбран инструментарий – язык программирования Python и подключаемые модули для математических вычислений. На основе составленной математической модели реализовано прикладное программное обеспечение, позволяющее оценить возможность применения технологии бурения на регулируемом давлении и подобрать оптимальные параметры операции.

Проведен анализ возможности применения технологии, для Уренгойского и Чаяндинского месторождений – бурения на депрессии, Оренбургского – бурения на регулируемом давлении. Результаты анализа позволяют оценить перспективность каждого из объектов, выделить основные проблемы внедрения, и могут являться опорной точкой для дальнейших исследований и проектирования.

Таким образом, использование полученных результатов и дальнейшая работа по решению указанных проблем применения технологии позволят повысить эффективность бурения газовых и газоконденсатных пластов и применять технологию регулируемого давления при капитальном ремонте газовых скважин, что в конечном итоге позволит повысить энергетическую эффективность добычи природного газа EROI.

Библиографический список

1. Aarsnes U. J. F. Review of two-phase flow models for control and estimation / U. J. F. Aarsnes, T. Flåtten, O. M. Aamo. – Text : direct // Annual Reviews in Control. - 2016. - №42. - С. 50–62.
2. Court V. Long-Term Estimates of the Energy-Return-on-Investment (EROI) of Coal, Oil, and Gas Global Productions / V. Court, F. Fizaine. – Text : direct // Ecological Economics. - 2017. - №138. - С. 145–159.
3. Dvoynikov M. V. Justification of the possibility and assessment of the efficiency of underbalanced wells drilling technology application with regulated pressure / M. V. Dvoynikov, N. Y. Kuznetsova, Y. D. Minaev. – Text : direct // Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea. - 2021. - № 9 (9). - С. 5–9.
4. Neiri M. H. El. The dynamic underbalanced drilling: A new drilling technique / M. H. El. Neiri, A. S. A. Dahab, A. M. Abdulaziz. – Text : direct // Proceedings of the SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition. - 2016.
5. Pedersen T. Linear multivariable control of underbalanced-drilling operations / T. Pedersen, J. M. Godhavn. – Text : direct // SPE Drilling and Completion. - 2017. - № 4 (32). - С. 301–311.

6. Optimizing the application of underbalanced drilling through the use of air and foam systems in low-pressure gas reservoirs / M. Porter [и др.]. – Text : direct // Proceedings of the SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition. - 2018.

7. State-of-the-art cuttings transport with aerated liquid and foam in complex structure wells / T. Yan [и др.]. – Text : direct // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 2014. - №37. - С. 560–568.

Научный руководитель: Двойников М.В., заведующий кафедры Бурения скважин Санкт-Петербургского Горного Университета, д.т.н., профессор

ИССЛЕДОВАНИЕ БЛОКИРУЮЩЕГО СОСТАВА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН (НА ПРИМЕРЕ ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Тараскин А.В., группа ТССм-20-1, г.Тюмень, taraskinalexey@yandex.ru

При длительной эксплуатации нефтегазовых скважин, работающих при аномально низких пластовых давлениях (АНПД) (коэффициент аномальности ниже 0,8), неизбежно происходит обводнение залежи и скважины, разрушение породы в призабойной зоне пласта (ПЗП) и, как следствие, – вынос пластового песка, образование каверн, нарушение герметичности эксплуатационной колонны. В результате ухудшаются рабочие характеристики скважины, снижается уровень и качество добываемых нефти, газа и газового конденсата [1]. Технологический процесс капитального ремонта скважины, работающей в условиях АНПД, направлен на решение следующих основных задач: ограничение и/или изоляция притока пластовых вод в скважине; укрепление пород в ПЗП и предотвращение выноса пластового песка; ликвидация межколонных давлений; восстановление герметичности эксплуатационной колонны и др.

Успешность технологического процесса капитального ремонта скважины (КРС) напрямую зависит от правильно подобранных технологических жидкостей глушения с учетом геологических факторов (совместимость с пластовыми флюидами, стабильность свойств во времени, пассивность к взаимодействию с горной породой и материалом эксплуатационного оборудования, а также быстрота освоения скважины после капитального ремонта и минимальное негативное воздействие на проницаемость продуктивных коллекторов [2]. Поэтому для достижения положительного результата при глушении необходимо применять комплексный, индивидуальный подход к подбору химических реагентов

технологических жидкостей для каждой конкретной скважины, что и определяет актуальность рассматриваемой проблемы.

Определенный интерес представляет модифицированный тампонирующий реагент (далее состав «Х») [3], предназначенный для ликвидации поглощений, изоляции промытых зон при строительстве и ремонте скважин, выравнивания профиля приемистости, водоограничения (водоизоляции) и других методах воздействия, в т.ч. и увеличения нефтеотдачи пластов в нефтегазовых скважинах. По внешнему виду блокирующий состав «Х» представляет собой неоднородную непрозрачную гелеобразную композицию коричневого цвета с взвешенными твердыми частицами и волокнами. В лабораторных условиях 100 г сухого состава «Х» перемешивалось при помощи механической мешалки (200-250 об/мин) в 150 см³ углеводородной жидкости. Далее в полученную суспензию добавлялась техническая пресная вода в соотношении 1 к 5 при постоянном перемешивании до полного поглощения воды. Исследованиями установлено, что при пластовой температуре 37°С для условий Восточного участка Оренбургского НГКМ данный состав термостабилен в течение 14 суток.

Плотность исследуемых блокирующих составов определялась пикнометрическим методом согласно [4]. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Плотность блокирующего состава «Х» при 20 °С

№ п/п	Наименование состава	Плотность, кг/м ³	Среднее значение, кг/м ³
1	Блокирующий состав «Х»	975,2	974,9
2		974,7	
3		974,9	

Результаты анализа процесса деструкции (разрушаемости) приведены в таблице 2. Установлено, что блокирующий состав «Х» при взаимодействии с 12%-ым водным раствором соляной кислоты разрушается частично (на 40 %) при сохранении структуры композиции. Для полного разрушения блокирующего состава «Х» рекомендуется повысить концентрацию водного раствора соляной кислоты, либо увеличить долю кислотного состава. При этом при взаимодействия блокирующего состава «Х» в течение 1 часа с 10%-ым водным раствором хлорида натрия и пластовой водой наблюдается разрушение (разложение) высоковязких структур геля, протекающее с разрывом химических связей и образованием рыхлого и легко удаляемого осадка. Поскольку при взаимодействии с соляной кислотой происходит частичное растворение геля, то обработкой СКО можно ускорить и усилить процесс деструкции блокирующего состава «Х» после воздействия на него хлоридом натрия.

Нефть ВУ ОНГКМ и 10%-ный водный раствор хлорида кальция в течение 24 часов при 37 °С не оказывают никакого разрушающего действия на блокирующий состав «Х».

Таблица 2 – Результаты по оценке деструкции блокирующего состава «Х»

Наименование внешнего деструктора	Степень разрушения, %	Примечание
12% водный раствор соляной кислоты	частично	Растворение блок-пачки на 40%
10% водный раствор хлорида натрия	полное разрушение	Разрушение структуры геля с образование рыхлого осадка
10% водный раствор хлорида кальция	не разрушился	Сохранение структуры состава
Пластовая вода ВУ ОНГКМ	полное разрушение	Разрушение структуры геля с образование рыхлого осадка
Нефть ВУ ОНГКМ	не разрушился	Сохранение структуры состава

Результаты реологических исследований сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Эффективная вязкость нефти и блокирующего состава «Х» при 300 об/мин

№ п/п	Наименование состава	Эффективная вязкость при 300 об/мин, мПа с
1	Нефть ВУ ОНГКМ + сухой состав «Х»	6,9
2	Нефть ВУ ОНГКМ + сухой состав «Х» + пресная вода	4948

В результате исследований можно предположить, что блокирующий состав «Х» может обладать хорошей прокачиваемостью в скважину (до контакта с пресной водой) за счет низкой вязкости (6,9 мПа с), а также может обладать высокими блокирующими свойствами в трещинном карбонатном коллекторе за счет значительного роста вязкости (4948 мПа с) после контакта с пресной водой.

Основные условия и результаты проведения исследования блокирующих свойств состава «Х» при моделировании трещинного коллектора сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Условия и результаты проведения экспериментов на фильтр-прессе

Наименование параметра	Значение
Моделируемый перепад давления, МПа	1-8
Температура, °С	37
Раскрытость трещины, мм	0,5-5
Объем фильтруемого блокирующего состава, см ³	450
Продолжительность эксперимента, мин.	40 и более

Анализ предшествующих исследований подтвердил актуальность решения проблем создания технологических жидкостей глушения с учетом конкретных геологических условий в каждой скважине.

Определенный интерес вызвали результаты проведенных лабораторных исследований блокирующего состава «Х» для условий ВУ ОНГКМ, которые показали следующее:

- при пластовой температуре ВУ (37 °С) данный состав термостабилен в течение 14 суток;

- состав не смешивается с нефтью и водным раствором хлорида кальция, а при контакте с пластовой водой и водным раствором хлорида натрия блокирующий состав «Х» смешивается при температуре 37 °С;

состав способствует созданию блокирующего экрана, способного выдерживать повышенные перепады давления, что подтверждается результатами лабораторных исследований на фильтр-прессе с трещиной раскрытостью 0,1 мм, где состав выдерживает перепад давления до 3 МПа.

Библиографический список

1. Заливин В. Г. Осложнения при бурении нефтегазовых скважин: учебное пособие / В. Г. Заливин. – Иркутск : ИрГТУ. - 2013. – 247 с. - Текст : непосредственный.

2. Басарыгин Ю. М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин / Ю. М. Басарыгин. – Москва : ООО Недра-Бизнесцентр. - 2001. – 543 с. - Текст : непосредственный.

3. Реагенты ООО НПФ «ИнТехСервис» в технологиях ограничения водопритоков (водоизоляции) скважин : «ИнТехСервис» : [сайт]. – 2015. – URL : http://npf-its.com/?page_id=212. - Текст : электронный.

4. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Бастриков С.Н., д.т.н, профессор

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ КОЛЬЦЕВЫХ ГИДРОМОНИТОРОВ

Андрианов Н.И., Северо-Кавказский федеральный университет, доцент

/

АО «СевКавНИПИгаз», г. Ставрополь, nick_andrianov@hotmail.com

При бурении и ремонте скважин приходится решать технологические задачи очистки и цементирования каверн большого диаметра. Обычные мероприятия, заключающиеся в увеличении скорости восходящего потока бурового раствора, прокачке порций промывочной жидкости с повышенной плотностью и реологическими характеристиками, зачастую оказываются неэффективными из-за больших размеров уширения ствола. Поток тампонажного раствора не способен полностью заполнить полость каверны из-за языкового характера течения, а шламово-цементная смесь после затвердевания не обеспечивает требуемых характеристик цементного камня.

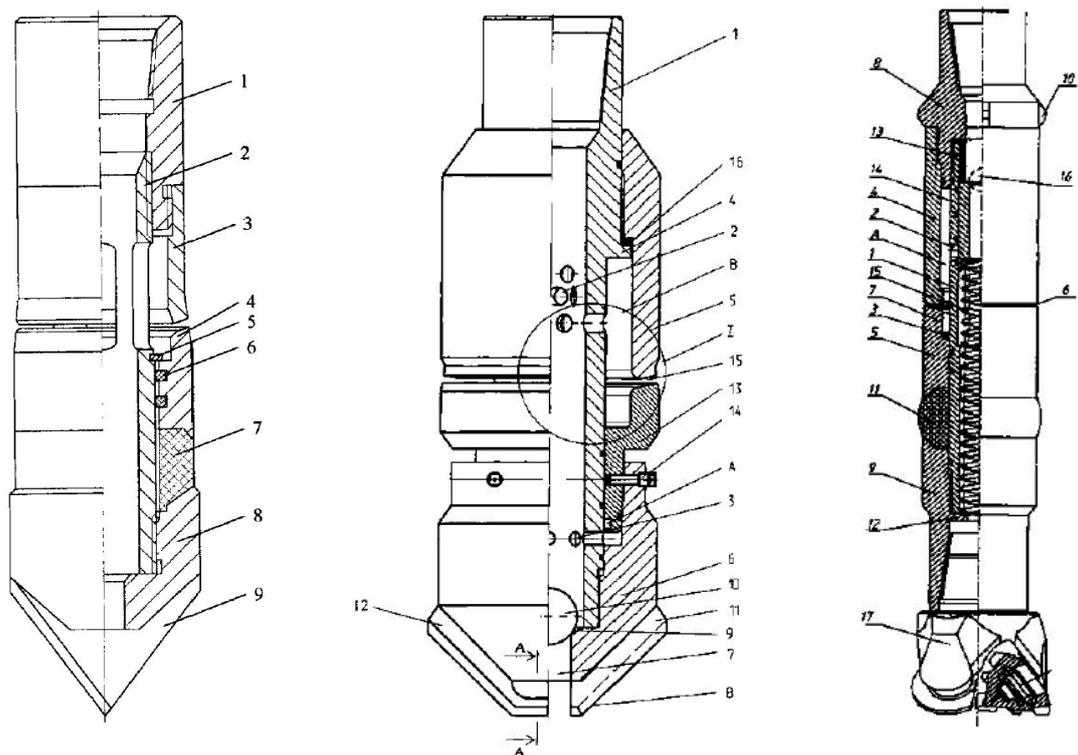
Разработана комплексная технология очистки и цементирования каверн, базирующаяся на использовании сплошных гидравлических экранов в виде радиально-щелевых (веерных) или дисковых струй [1]. Такой экран, генерированный буровым раствором, способен активировать шлам, аккумулированный в застойной области каверны, и удерживать его во взвешенном состоянии (рециркуляции) при перемещении экрана вдоль оси скважины. Движущийся экран из цементного раствора вытесняет буровой раствор из полости каверны, заполняя ее тампонажным раствором, и одновременно смывает фильтрационную корку со стенки скважины.

Для формирования экрана жидкость должна напорно истекать из пространства между двумя направляющими, образующими замкнутую по периметру поперечного сечения гидромонитора щелевую насадку. При этом направляющие имеют наклон к оси симметрии гидромонитора, в идеале совпадающей с осью скважины.

Сам гидромонитор должен реализовать функции:

- формирования дисковой струи различной толщины с заданным углом наклона к оси скважины;
- породоразрушения с нижней промывкой (для вбуривания в шламовый осадок);
- самоочистки насадки с автоматическим возвратом к заданной величине ее раскрытия.

Известные конструкции кольцевых гидромониторов отражены на рисунке 1.



а)

б)

в)

Рисунок 1 – Конструкции кольцевых гидромониторов:
а) по патенту [2]; б) по патенту [3]; в) по патенту [4]

Базовая конструкция кольцевого гидромонитора (рисунок 1 а) включала полый ствол 2 с радиальными прорезями, обеспечивающими проход жидкости к забою и/или кольцевой насадке. Лопастное вооружение 9 позволяло внедрять устройство в шламовый осадок. Переключение направления потоков осуществлялось сбросным шаром. Резиновый демпфер 7 за счет действия упругих сил позволял самоочищаться кольцевой насадке с возвратом к рабочей раскрытости щели, которая заранее задавалась перемещением по резьбе переводника 1 верхней направляющей 3 с установкой дистанционных прокладок. Радиальные размеры устройства, спроектированного для условий капитального ремонта скважин, вносили ограничения в технологический режим работы кольцевого гидромонитора. Жесткости резинового демпфера 7 могло оказаться недостаточной для удержания нижней направляющей 4 в верхнем положении, задаваемым ограничительным кольцом 5. Неравномерная подача насоса при повышенных расходах жидкости могла вызвать колебания нижней направляющей 7, что обуславливало непостоянство гидравлической энергии струи и снижало эффективность работы устройства.

Последующая конструкторская работа была направлена на увеличение радиальных размеров гидромонитора для его адаптации к осложненным условиям бурения (рисунок 1 б). Было установлено, что разжимающая щелевые направляющие 4 и 5 гидравлическая сила уже при условном диаметре 295 мм превышает прочность резинового материала. Это обстоятельство обусловило применение срезных элементов 14 и разгрузочной полости за радиальными отверстиями 3 в стволе 1. Подъем радиальных щелей 2 в столе 1 выше входного уровня щелевой насадки позволил избежать разрывы в дисковой струе при ограниченных подачах жидкости.

Необходимость вбуривания устройства в высокие шламовые пробки с высокой интенсивностью промывки забоя привела к созданию конструкции, представленной на рисунке 1 в. Ввод подпружиненной дифференциальной втулки 14, перекрывающей выход жидкости к кольцевой щели, позволял проводить размыв и разбуривание шлама энергоемким породоразрушающим инструментом на значительную глубину.

Сравнительные достоинства и недостатки разработанных конструкций кольцевых гидромониторов представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнение конструкций кольцевых гидромониторов по патентам [2] - [3]

Параметр	Вариант конструкции		
	по патенту [2]	по патенту [3]	по патенту [4]
Регулирование раскрытости щелевой насадки	+	+	+
Автоматическая очистка щелевой насадки	+	-	+
Предотвращение разрыва дисковой струи	-	+	+
Возможность подачи полного потока промывочной жидкости к породоразрушающему инструменту	-	-	+
Возможность замены типа породоразрушающего инструмента	-	-	+

Применение сбросного шара для переключения потоков	+	+	+
--	---	---	---

Как видно, наибольшим количеством преимуществ обладает конструкция по патенту [4].

Кольцевые гидромониторы прошли успешную промышленную апробацию, продемонстрировав следующие результаты [1]:

- дисковой струей очищается ствол скважины при величине коэффициента кавернозности до четырех;

- возможна установка высоконадежного цементного моста при величине коэффициента кавернозности до трех.

Библиографический список

1. Комплексная технология очистки и цементирования каверн / В. Е. Дубенко, Н. И. Андрианов, В. И. Шамшин [и др.]. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. - № 3. – С. 22-25.

2. Пат. 2168000 Российская Федерация, МПК E21B21/00, 37/00. Способ очистки ствола скважины : № 99118282/03 : заявл. 24.08.1999 : опубл. 10.06.2001 / Дубенко В. Е., Андрианов Н. И., Ниценко А. И., Либерман Г. И. ; патентообладатель ПАО «Газпром». – Текст : непосредственный.

3. Пат. 2331756 Российская Федерация, МПК E21B33/13. Устройство для установки цементного моста : № 2006125379/03 : заявл. 14.07.2006 : опубл. 20.08.2008 / Андрианов Н. И, Дубенко В. Е., Журавлев А. В., Елиокумсон В. Г. ; патентообладатель ПАО «Газпром». – Текст : непосредственный.

4. Пат. 2513788 Российская Федерация, МПК E21B7/00, 37/00, 21/00, 33/10. Универсальное устройство для бурения, очистки каверны и установки цементного моста : № 2012143939/03 : заявл. 15.10.2012 : опубл. 20.04.2014 / Дубенко В. Е., Андрианов Н. И., Журавлев А. В., Басов А. А. ; патентообладатель АО «СевКавНИПИгаз». – Текст : непосредственный.

РАЗРАБОТКА СОСТАВА БРЕЙКЕРНОЙ ЖИДКОСТИ БИОПОЛИМЕРНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ УСЛОВИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Лосева А. В., аспирант 2 г.о. кафедры РНГМ, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, s205070@stud.spmi.ru

Петраков Д. Г., доцент кафедры РНГМ, к.т.н., Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Petrakov_DG@pers.spmi.ru

Рост необходимости населения в энергии и топливе на углеводородной основе, приводит к ускоренным темпам развития нефтяной промышленности. В связи с этим возникает необходимость в разработке новых или возобновлении разработки старых месторождений.

На сегодняшний день, для увеличения продуктивности скважин при бурении, часто применяют растворы на основе акриловых полимеров и биополимеров. Данные растворы имеют высокие реологические свойства, ведут себя как хорошие ингибиторы набухания глин и их параметры легко регулируются в процессе бурения скважин. Немаловажным недостатком является снижение фильтрационных свойств породы-коллектора, в большей степени в условиях низкопроницаемых пластов. Значимое влияние на проницаемость призабойной зоны пласта оказывает глинистость керна и объем порового пространства.

Ключевыми факторами снижения фильтрационных свойств продуктивного пласта являются: набухание скелета горной породы в результате взаимодействия с буровым раствором; коагуляция ПЗП твердой фазой бурового раствора и поглощение продуктивным пластом бурового раствора, в сопровождении с образованием трех зон: зона проникновения фильтрата бурового раствора, зона проникновения дисперсной фазы, глинистая корка.

В настоящее время проблеме деструкции полимерных компонентов фильтрата буровых растворов уделяется мало внимания, и поэтому данная тема вызывает научный интерес. Раствор деструктора с долгим временем реакции может способствовать достижению последующих высоких дебитов скважины за счет равномерной обработки во всем интервале, в т.ч. и на участках с различной проницаемостью.

Объектом исследований в проведенной работе являются: биополимерный ингибированный буровой раствор, натуральный керн, модель пластовой воды, деструктор.

В данной работе было проведено исследование ингибированного бурового раствора на фильтрационно-емкостные свойства керна материала с последующим подбором состава брейкерной жидкости для повышения продуктивности добывающей скважины.

Для проведения лабораторных испытаний воздействия композиции брейкера на фильтрационные корки были приготовлены: модельный ингибированный биополимерный буровой раствор, который применяется в базовой рецептуре бурового раствора месторождений Западной Сибири; система хелатообразующего состава деструктора на основе рассола хлористого калия. Для формирования фильтрационных корок, на основе образца вышеуказанного бурового раствора, производилась фильтрация

образцов раствора на фильтр-прессе НРНТ по стандартной методике и керамических дисках Fann.

Определение эффективности разработанного состава брейкерной жидкости в пластовых условиях проводились фильтрационные эксперименты. При моделировании процесса первичного вскрытия фазовая проницаемость по УВ среде снизилась на 75%. После обработки разработанным составом деструктора фазовая проницаемость увеличивается на 30%.

По результатам выполненной работы подобран состав деструктора бурового раствора, применяемого при бурении скважин в локациях Западной Сибири, а также оценено влияние бурового раствора и выбранного деструктора на изменение и восстановление проницаемости керна.

Библиографический список

1. Ахметова В. М. Новые эффективные химические деструкторы для ликвидации полимерного загрязнения (блокад) пласта при первичном вскрытии и капитальном ремонте скважин / В. М. Ахметова. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2011. - №6. - С. 35-37.

2. Градов О. М. Особенности применения эффекта акустического течения для декольматации нефтяных скважин / О. М. Градов. - Текст : непосредственный // Материаловедение. - 2013. - № 2. - С. 15-21.

3. Новые составы брейкерных композиций контролируемого действия в условиях высоких температур / А. В. Курдюков, В. И. Ноздря, А. Ю. Царьков [и др.]. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - Май, 2019.

4. Применение брейкеров при освоении горизонтальных скважин на Восточно-Мессояхском месторождении / Р. Ж. Мисхабов, М. Е. Мартынов, И. В. Коваленко, С. К. Сохошко. - Текст : непосредственный // Нефть и газ, 2017. - №6. - С.83-87.

5. Паникаровский Е. В. Процессы декольматации призабойной зоны пласта / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский. - Текст : непосредственный // Известия вузов. Нефть и газ. - 2011. - №1. - С. 48-51.

6. Удаление фильтрационной корки бурового раствора на водной основе утяжеленного барием за один этап / В. S. Bageria, Mohamed Mahmouda,*, Abdulazeez Abdulraheema, S. H. Al-Mutairib, S. M. Elkatatnya, R. A. Shawabkeha. - Текст : электронный // URL : www.elsevier.com/locate/petrol.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА – НОВЕЙШИЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ

Штейн Е.С., группа РНГаз-21-1, г. Тюмень, zhenya-stein@mail.ru
Голендеев М.В., группа РНГаз-21-1, г. Тюмень, maxgolendeev@gmail.com

На сегодняшний день ввод месторождений с низкопроницаемыми коллекторами в разработку классическим вариантом при бурении вертикальными скважинами может быть нерациональным с экономической точки зрения. Большое распространение при разработке нефтегазовых залежей получил такой метод как ГРП. Создание высокопроводимых трещин в целевом пласте под действием подаваемой в него под давлением жидкости для обеспечения притока добываемого флюида (природный газ, вода, конденсат, нефть или их смесь) к забою скважины, позволяет разрабатывать залежь в разы эффективнее.

ГРП с применением технологии ClearFRAC.

Технология ClearFRAC основана на использовании жидкости ГРП на основе ВПАВ (вязкоупругих поверхностно активных веществ), при котором разрушение системы происходит при взаимодействии с углеводородами.

Преимущество данной технологии состоит в том, что происходит почти 100% очистка трещины, создаваемой при ГРП. Тем самым создается более проводимая трещина.

Принцип действия данной технологии представлен на рисунке 1.

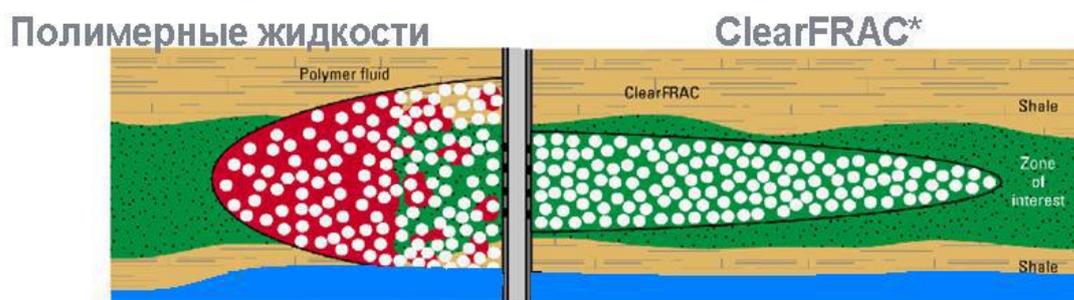


Рисунок 1 – Принцип действия технологии ClearFRAC

Преимущества жидкости ClearFRAC над полимерными жидкостями:

- 1 Улучшение транспортировки проппанта
- 2 Равномерное распределение проппанта по высоте трещины
- 3 Низкая вязкость закачиваемой жидкости
- 4 Отсутствие полимеров, загрязняющих трещину

ГРП с применением технологии J-FRAC.

Технология J-FRAC является технологией «Сдерживания высоты трещины». Суть состоит в закачивании саморасполагающейся специальной смеси крупных и мелких материалов, которая подается между

буфером и пропантными стадиями. J-mix – это смесь специально подобранных материалов, смешанных в специальной пропорции.

Необходимость использования технологии J-Frac – основные усилия по оптимизации ГРП направлены на ограничение роста трещины в высоту, для снижения рисков прорыва в водонасыщенный пласт.

Как видно из анализа стимулятора (рисунок 2) трещина не только прорвалась в водонасыщенный горизонт, но и получена меньшая ширина и длина трещины, что не является положительным фактором.

Применение J-Frac позволило существенно ограничить рост трещины и избежать прорыва в водонасыщенную зону и получить оптимальную ширину и длину трещины (рисунок 3). Плавный набор эффективного давления свидетельствует о хорошей упаковке пропанта и увеличении длины трещины.

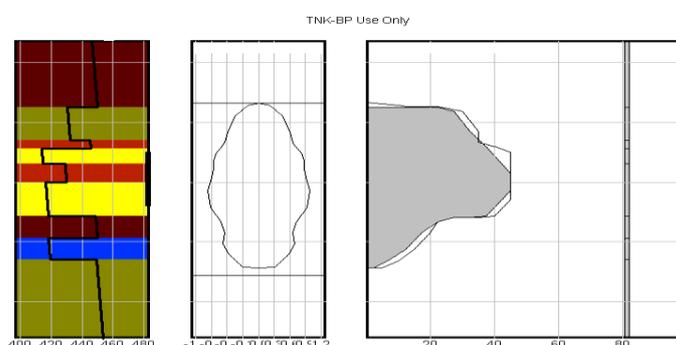


Рисунок 2 – Модель трещины ГРП без применения технологии J-FRAC

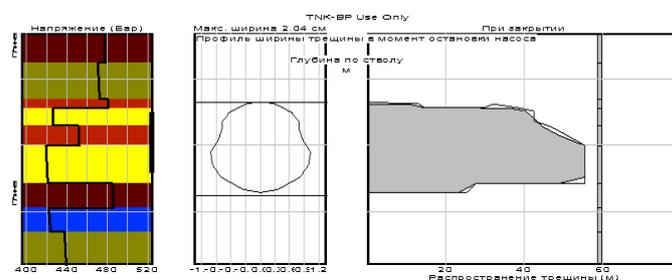


Рисунок 3 – Модель трещины ГРП с применением технологии J-FRAC

ГРП с применением технологии ScaleFRAC.

Технология ScaleFRAC заключается в закачке ингибитора (для предотвращения солеотложений), который подается на всех стадиях основного ГРП, за исключением стадии продавки. В следствии чего после проведения ГРП ингибитор равномерно распределен по всему объему созданной трещины. Ингибитор содержит атомы фосфора, который является комплексообразующим элементом, химически связывающим атомы Ca и Mg, в растворенном виде образовавшиеся соединения

выносятся с добываемой продукцией. Это предотвращает реакцию образования CaCO_3 и MgCO_3 .

Требования к характеристикам ингибитора солеотложения:

- Синтетический полимер;
- Совместим с полимерной жидкостью ГРП;
- Нейтральный pH;
- Работает при температуре до 175°C ;
- Предотвращает образование всех видов карбонатных и сульфатных солевых отложений.

Преимущества технологии ScaleFRAC:

- Предотвращение образования всех карбонатных и сульфатных отложений;
- Комплексное воздействие (предотвращение образования солей и защита всех элементов скважины);
- Защита трещины ГРП по всей длине (увеличение проводимости трещины и продолжительности эффекта после ГРП);
- Защита при низкой остаточной концентрации;
- Не требует дополнительного оборудования.

Заключение.

В результате анализа установлены параметры, определяющие условия для проведения ГРП, с применением новых технологий. Установлено, что определяющими факторами при выборе способов проведения гидроразрыва пласта являются конструкция скважины, коэффициент песчанности и текущая обводненность продукции (водонефтяной фактор).

Библиографический список

1. Байдюков К. Н. О приоритетных направлениях развития технологий ГРП в России / К. Н. Байдюков, П. В. Бравков, О. В. Жданев. – Текст : непосредственный // Разведка и охрана недр. - 2020. - №11. - С. 49-57.

2. Фархутдинов Р. Р. Кислотно-проппантный ГРП, как альтернатива традиционным технологиям ГРП / Р. Р. Фархутдинов, Р. Р. Салихов. – Текст : непосредственный // Студенческий вестник. - 2020. - №16-4. - С. 61-64.

3. Шляпкин А. С. Формирование трещины гидроразрыва пласта высоковязким гелем / А. С. Шляпкин, А. В. Татосов. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2020. - №9 - С. 109-112.

4. Юдин А. Технология ГРП с созданием каналов увеличивает эффективность работ по стимуляции ачимовских газоконденсатных

скважин на 30% / А. Юдин. – Текст : непосредственный // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче, 14-16 октября 2014 г. - Москва, 2014. – С. 11.

Научный руководитель: Сохошко С.К., профессор кафедры РЭНГМ, канд. техн. наук, доцент

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

*Ахмедханова А.Б., группа ЭДНб-19, г. Нижневартовск,
ms.azhiyka@mail.ru*

В настоящее время Самотлорское нефтяное месторождение находится на заключительной стадии разработки. Поэтому с целью доизвлечения остаточных запасов на Самотлорском месторождении ежегодно большое количество ГТМ, среди которых наиболее перспективными, с точки зрения геологической и экономической эффективности, являются гидравлический разрыв пласта на существующих скважинах эксплуатационного фонда, а также бурение горизонтальных скважин и зарезка боковых стволов с последующим проведением на них гидравлического разрыва пласта при заканчивании [3].

Лидирующие позиции по проведению и развитию технологий МГРП в компании ПАО "НК "Роснефть" занимает дочернее общество АО "Самотлорнефтегаз" (Недропользователь Самотлорского месторождения). Проводить МГРП на Самотлорском месторождении начали в 2009 году на трех добывающих скважинах. Технологии были достаточно просты, скважины были закончены по самой простой технологии без цементирования хвостовика [2].

В настоящее время заканчивание скважин посредством проведения фрактов МГРП проводятся как в скважинах, вводимых в эксплуатацию из большого бурения (ВНС), так и в боковых стволах после зарезки (ЗБС). С точки зрения типоразмеров оборудования новые скважины, конечно, заканчивать с МГРП перспективнее [1]. На месторождении применяется технология адресной добычи на горизонтальных скважинах с МГРП, которая позволяет отключать обводнившиеся стадии (трещины) МГРП (рисунок 1). Но для применения данной технологии МГРП на горизонтальной добывающей скважине необходимо при ее строительстве поинтервально обсадить ствол хвостовика специальным оборудованием – разобшителями ствола и электроуправляемыми клапанами (рисунок 2).



Рисунок 1 – Технология МГРП для сегментированной адресной добычи на скважинах ВНС

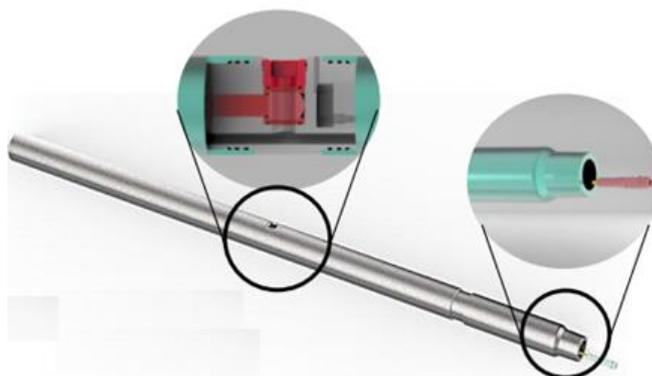


Рисунок 2 – Электрорулеваемый клапан

Применение простейших технологий МГРП с отсыпкой песчаных пробок на Самотлорском нефтяном месторождении продолжалось с 2009 до конца 2011 года. Эти технологии называют «многоподходными», так как несколько раз привлекался флот-ГРП. Поэтому первые операции проведения фрактов МГРП были очень продолжительными. Так, например, заканчивание и освоение ГС с двухстадийным ГРП составляло около 20 суток, а при МГРП с пятью стадиями время заканчивания составляло до 75 суток. Но существовали и другие проблемы, не только с временными затратами и высокой оплатой бригад КРС. Еще одной проблемой стало возникновение перетоков жидкости и получение «СТОПов», так как применялись пропантные отсыпки. Поэтому стали применять с 2010 года заколонные пакеры, для того чтобы надежно разобщать и изолировать требуемые зоны. Но эффективность была не столь высока. Поэтому следующим шагом было испытание технологий МГРП с применением мостовых пробок. МГРП с применением мостовых пробок активно применяли с 2011 по 2013 годы (рисунок 3).

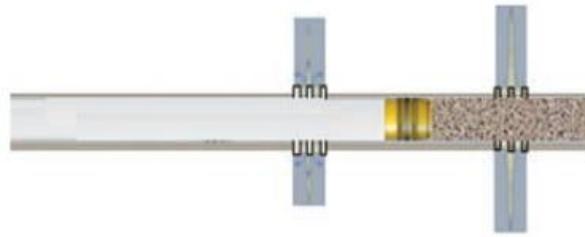


Рисунок 3 – МГРП на ГС с применением мостовых пробок

Выполненный с применением данной технологии МГРП был осложнен рядом факторов. Первой причиной осложнений стала выявленная негерметичность «головы» хвостовика ГС, что потребовало проведения дополнительных спускоподъемных операций, так как была необходимость выявления и подтверждения герметичности/негерметичности применяемого пакерного оборудования, а также потребовалось проведение повторного спуска активатора для активации «головы» хвостовика. Следующим осложнением стала негерметичность пакерного оборудования подрядчика по ГРП и стингеров для ГРП, так как они не соответствовали конструкции данной скважины.

С 2012 года стали реализовываться технологии МГРП с раздвижными муфтами и шарами для активации муфт. Это технологии FracPoint™ Baker Hughes. Данные технологии МГРП FracPoint™ относятся к классическому виду МГРП, который предполагает предварительную установку портов ГРП (фрак-портов) в муфтах эксплуатационной колонны обрабатываемой скважины или в хвостовике при спуске его в скважину (рисунок 4). Муфты активируются за счет сброса шара в эксплуатационную колонну с устья скважины. Шар садится в седло муфты МГРП и тем самым открывает циркуляционное отверстие, а нижний интервал перекрывается тем же шаром.

После этого производится стадия продавки пропанта и затем в поток жидкости вбрасывается следующий шар, размер которого (диаметр) больше предыдущего. Данная операция повторяется столько раз, сколько раз необходимо разорвать пласт (сколько стадий МГРП). После того, как будут произведены все стадии МГРП на скважине фрезой будут разбурены посадочные седла и шары. Далее производится промывка обрабатываемой скважины, освоение и вызов притока пластового флюида.

Технологическая эффективность от заканчивания скважин с применением раздвижных муфт МГРП с шарами была достигнута, так как несмотря на осложнение цикл заканчивания одной скважины в среднем составил 24 суток, что соответствовало технологическому плану работ.



Рисунок 4 – Технология многостадийного гидроразрыва пласта FracPoint™ на ГС с шаров ГРП и раздвижных муфт

Рассмотрим технологическую эффективность еще одной технологии МГРП, применяемой при заканчивании скважин ЗБС и ВНС – это технология Coiljet разработки компании Calfrac Well Services Ltd. В настоящее время в рамках программы повышения эффективности МГРП на Самотлорском месторождении проводятся ОПИ по данной технологии.

Технология CoilJet предназначена для проведения МГРП в полностью зацементированных хвостовиках и обеспечивает свободу выбора количества стимулируемых зон. Инструмент доставляется в скважину на колонне гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) в нужный интервал колонны ГС, далее производится абразивная резка колонны (гидроперфорация) с последующей закачкой проппанта через пространство между ГНКТ и НКТ. Далее инструмент перемещается на новый интервал с отсечением предыдущего с помощью многоразовой пробки – пакера-отсекателя. Затем все операции повторяются, пока не будут простимулированы все зоны.

Основное преимущество данной технологии МГРП с применением CoilJet для условий Самотлорского месторождения мы видим в надежной герметизации колонны с отсечением нижележащих интервалов, в которых уже был проведен ГРП. Кроме того, технология CoilJet позволяет контролировать забойное давление ГРП и во многих случаях предотвращать возникновение «СТОПа».

Библиографический список

1. Басарыгин Ю. М. Заканчивание скважин / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов. – Москва, 2000. - 286 с. - Текст : непосредственный.
2. Молчанов А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа : учебник для вузов / А. Г. Молчанов. – Москва : Альянс, 2010. – 588 с. - Текст : непосредственный.

3. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта в ОАО «Самотлорнефтегаз». Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть» / Р. Р. Гайфуллин, В. В. Горин, А. С. Грищенко [и др.]. - 2014. - 46 с. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Колесник С.В., к.т.н., доцент

ГЕОПОЛИТИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ РЕСУРСОВ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА

***Колесник С.В., филиал ТИУ в г. Нижневартовске, к.т.н., доцент,
kolesniksv@tyuiu.ru***

***Бабаева М. А., филиал ТИУ в г. Нижневартовске, группа НДб-20-1,
mashenka20029@gmail.com***

Почти три четверти нашей планеты составляет Мировой океан, 10% из которых приходится на материковый уклон, называемый континентальным шельфом.

Площадь осадочно-породных бассейнов акваторий Мирового океана составляет примерно 55 млн. км². Здесь открыто уже свыше 2500 месторождений нефти и газа с извлекаемыми запасами около 130 млрд т нефти и 70 трлн м³ газа (на конец XX в.). Сегодня уже накоплен большой опыт освоения шельфовых месторождений Каспийского, Средиземного, Северного морей, Мексиканского и Персидского заливов, Суэцкого канала. За последние десятилетия началось интенсивное освоение морских месторождений Анголы, Китая, Индии, Вьетнама, Нигерии, Австралии и др. Площадь континентального шельфа Земли составляет около 32 млн. км², в т. ч.: океанского мелководья (глубиной до 200 м) до 12 % площади водной поверхности, шельфа Евразии - 10 млн. км², в т. ч. шельф Северной и Западной Европы занимает 2,6 млн. км², шельф Северной Америки и Гренландии - до 6 млн. км², шельф Тихоокеанского побережья и островов Индонезии - 4,5 млн. км², шельф Южной Америки - 2,2 млн. км², в т. ч. - 2 млн. км² на восточном побережье и 0,2 млн. км² - на западном, шельф Австралии, Новой Зеландии и Тасмании - более 2 млн. км², шельф Африки - 1 млн. км².

Аналитики Westwood Global Energy отмечают, что по объемам бурения на суше лидерство удерживают США, Китай и Россия, в то время как Бразилия и Гайана демонстрируют отличные результаты на шельфе. В перспективе главными драйверами роста оффшорного бурения, помимо подсольевых участков на шельфе Бразилии и глубоководного бассейна Гайана-Суринам, станут и морские участки на Ближнем Востоке.

Бразилия и Гайана лидируют по приросту морского бурения. В обеих странах разработка оффшорных месторождений рентабельна при ценах на

нефть на мировых рынках ниже 40 долларов за баррель. За последние 5 лет доля бассейна в производстве углеводородного сырья национальной нефтяной компании Бразилии выросла с 24% (в 2015 г.) до 66% (в 2021 г.). По прогнозам Westwood Global Energy, несмотря на недавние неудачи геологов ExxonMobil на блоке Canje, бурение на шельфе Гайаны в ближайшие годы принесет открытие новых месторождений. Rystad Energy ожидает рост геологоразведочных работ в стране и выход на бурение рекордного числа морских скважин.

Россия имеет наибольшую, по сравнению с другими странами, площадь континентального шельфа, где прогнозируется около трети мировых запасов углеводородов, сосредоточенных в Мировом океане.

На 01.06.2021 года ПАО «НК «Роснефть» владеет 52 лицензиями на участки в акваториях арктических, дальневосточных и южных морей России (рисунок 1). Ресурсы углеводородов по этим участкам оцениваются в 41 миллиард тонн нефтяного эквивалента. Также Компания реализует проект в Черном море у берегов Республики Абхазия, ведет разведку и добычу углеводородов на шельфе Вьетнама и Египта, участвует в проектах ГРП на шельфе Мозамбика.

Лицензионные участки «Роснефти» расположены в:

- Западная Арктика — Баренцево, Печорское и Карское моря (19 проектов)
- Восточная Арктика — море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря (9 проектов)
- Дальний Восток — Охотское и Японское моря (17 проектов)
- Южные моря России — Черное, Азовское и Каспийское (7 проектов).

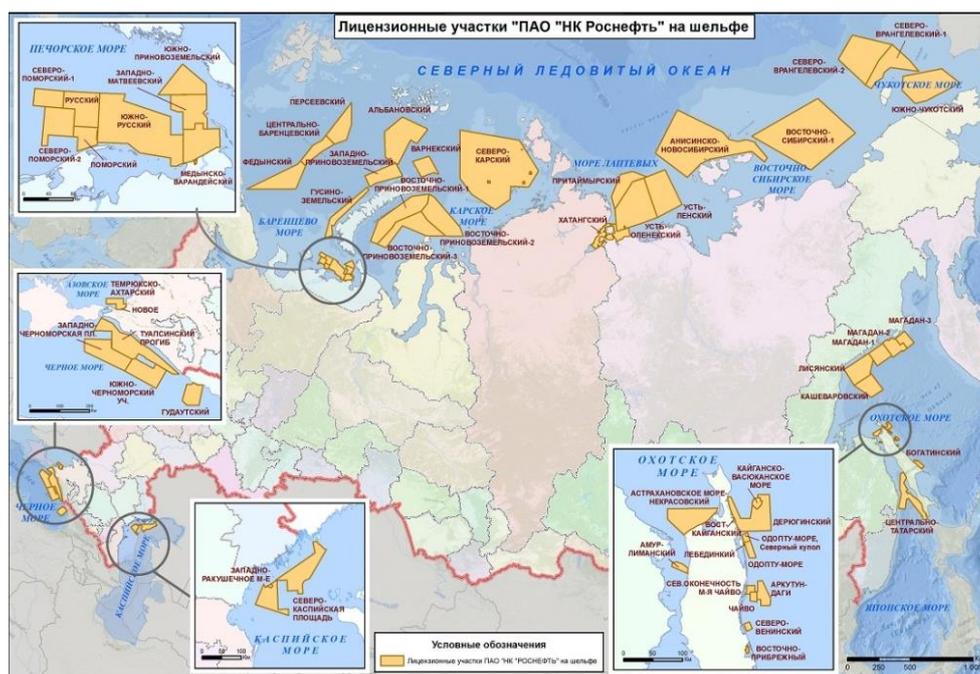


Рисунок 1 – Лицензионные участки «ПАО «НК Роснефть» на шельфе

Основными проектами нефтегазодобычи на континентальном шельфе Российской Федерации в ПАО «НК «Роснефть» являются «Сахалин-1», Северная оконечность месторождения Чайво.

Главными достижениями в реализации проектов на шельфе являются общий накопленный объем нефти, отгруженный с терминала Де-Кастри с проектов «Сахалин-1» и «Северное Чайво», который по состоянию на 01.01.2021 превысил 139 млн. т, бурение с берега буровой установкой «Ястреб» пяти горизонтальных наклонно-направленных скважин с длиной по стволу 10-11 тыс. м на Северной оконечности месторождения Чайво, бурение самых протяженных скважин в мире на месторождении Чайво проекта «Сахалин-1», открытие в Карском море двух новых уникальных газовых месторождения - им. Маршала Жукова и им. Маршала Рокоссовского.

По итогам 2020 года добыча углеводородного сырья на шельфовых месторождениях в доле Компании составила 9,5 млн т н.э.

Стратегическим направлением развития шельфовых проектов ПАО «НК «Роснефть» является освоение континентального шельфа Арктических морей.

В 2012 году ПАО «НК «Роснефть» начало освоение арктического и дальневосточного шельфа, приступив к полевым работам в Карском, Печорском и Охотском морях. За период с 2012 по 2020 гг. ПАО «НК «Роснефть» выполнило беспрецедентный объем сейсморазведочных работ. Всего на арктических и дальневосточных лицензионных участках было проведено 171 тыс. пог. км 2D-сейсморазведочных работ, в том числе 144 тыс. пог. км. на участках арктического шельфа, 27 тыс. пог. км. на шельфе Дальнего Востока.

Комплексная программа бурения, реализованная «Роснефтью» в Карском море, подтвердила высокую нефтегазоносность изучаемых структур и позволила сформировать 3 открытых месторождения с суммарным объемом оцененных запасов более 1,7 трлн куб.м. газа и порядка 200 млн. т. нефти и конденсата.

Начиная также с 2012 года Компания проводит изучение гидрометеорологических, ледовых, инженерно-геологических и экологических условий на лицензионных участках в Арктике. В 2020 г. Компанией при участии специалистов ООО «Арктический научный центр» (АНЦ) организованы очередные ежегодные комплексные научно-исследовательские экспедиции, в ходе которых проведены исследования в арктических морях.

Для успешной реализации проектов на шельфе Арктики ПАО «НК «Роснефть» провела оценку потребности в судах обеспечения и

сопровождения буровых работ на лицензионных участках Компании. Определены основные типы судов и морских сооружений, необходимых для реализации шельфовых проектов Компании. К каждому типу разработаны функциональные требования. Благодаря запуску проектов в Арктике, ПАО «НК «Роснефть» формирует якорный заказ для отечественной промышленности и заинтересована в локализации новых технологий и современных производств. Большую часть заказов на строительство буровых платформ, труб и другого оборудования планируется разместить на российских предприятиях.

Действующих проектов относительно разведанных месторождений мало. Из-за сложных условий добычи, особенно на шельфе Сахалина и в Арктике, их способны вести только крупные компании. В этой сфере работают государственные «Роснефть» и «Газпром» и частный «Лукойл». Наиболее известные проекты «Сахалин-1» («Роснефть») и «Сахалин-2» («Газпром») ведутся совместно с иностранными добывающими компаниями Exxon Mobil, Sodeco и ONGC в первом случае (оператор проекта – компания «Эксон Нефтегаз Лимитед») и Shell, Mitsui и Mitsubishi во втором (оператор проекта – совместное предприятие «Сахалин Энерджи»).

Библиографический список

1. Ахмеджанов Т. К. Освоение шельфовых месторождений: учебное пособие / Т. К. Ахмеджанов, А. С. Ыскак. – Алматы : КазНТУ, 2008. – 259 с. – Текст : непосредственный.

2. Роснефть : Нефтяная компания : [сайт]. – URL : <https://www.rosneft.ru/business/Upstream/offshore/> (дата обращения: 20.01.2022). – Текст : электронный.

3. Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса : [сайт]. – URL : https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2014/9/313/ (дата обращения: 21.01.2022). – Текст : электронный.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБКИХ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И ЖЁСТКОЙ ТРУБЫ ПРИ РАБОТЕ НА СКВАЖИНЕ

*Липатов Е.Ю., филиал ТИУ в г. Нижневартовске, к.т.н., доцент,
evgenkingoil@mail.ru*

*Бабаева М. А., филиал ТИУ в г. Нижневартовске, группа НДб-20-1,
mashenka20029@gmail.com*

На сегодняшний день одним из новых направлений повышения эффективности добычи тяжелой нефти стало применение гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ или Колтюбинг). Колтюбинг широко используется в технологических, а также ремонтно-восстановительных работах, производимых на газовых, нефтяных и газоконденсатных скважинах. Гибкие трубы способны предоставить доступ даже в боковые и горизонтальные стволы, кроме того не требуется производить операции по сборке/разборке бурильной колонны.

Целью данной работы является сравнительный анализ ГНКТ и жесткой трубы при добыче углеводородов.

Гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ) были изобретены во время Второй мировой войны для прокладки бензопровода под водой (проект PLUTO), но широкое применение получили только в конце 80-х годов XX века. Промывка скважин, освоение азотом, растепление гидрато-парафиновых пробок и многие операции, проводимые с использованием ГНКТ, перешли в разряд стандартных. Колтюбинговые установки в настоящее время позволяют выполнять практически все виды работ в ходе капитального ремонта скважин (КРС), при этом они полностью автоматизированы и, по сути, являются прототипами буровых установок и КРС-станков будущего. Западная Сибирь, являясь основной российской нефтегазоносной провинцией, может по праву считаться главным полигоном, где испытываются и внедряются новые технологии, и где на сегодняшний день сконцентрировано максимальное число установок ГНКТ в России. В этом регионе нашли применение такие технологии с использованием ГНКТ, как промысловые геофизические исследования скважин и системы постоянного мониторинга горизонтальных скважин, а также гидropескоструйная перфорация, фрезерование портов многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), активация портов МГРП специализированными компоновками низа колонны и др.

Преимущества технологии ГНКТ заключается в том, что гибкая труба способна проникать в горизонтальные и боковые отводы скважины, при этом не приходится тратить время на монтаж/демонтаж колонны. Именно это делает технологию колтюбинга дешевле и экологичней классических методов. Использование ГНКТ позволяет решать технологические задачи, которые до сегодняшнего дня считались трудновыполнимыми. Например, Установка ГНКТ с емкостью узла намотки 6500 м и диаметром гибкой трубы 23/8" (60,3 мм) может использоваться:

- для управления равнопроходными муфтами МГРП на горизонтальных интервалах длиной 2000 м и более, где требуется приложить дополнительную нагрузку более 10 кН;
- при управляемом бурении, когда в телесистему входит электрический ориентирующий прибор повышенной мощности,

способный на забое разворачивать винтовой забойный двигатель (ВЗД) вокруг своей оси, при этом за счет угла перекоса профиль коридора проводки скважины может составлять 1 м;

- на скважине сложной конструкции, где необходимо использование технологии темпирования.

Установка ГНКТ с длиной барабана 6500 м и диаметром 27/8" (73,0 мм) может использоваться для выполнения МГРП через гибкую трубу, что обеспечивает явное преимущество в скорости перехода между стадиями, в объеме прокачиваемой жидкости из-за отсутствия необходимости заполнения объема НКТ до начала ГРП и на стадии «продавки», т.е. в режиме Flush. Следует также отметить уникальную возможность проведения повторных МГРП через гибкую трубу в скважине с открытыми портами, когда жидкость ГРП точно, так же, как и в случае с выборочным открытием/закрытием портов, закачивается в определенный порт.

Скорость спускоподъёма все также остается медленной в сравнении с жёсткой трубой. Рассмотрим таблицу 1, где представлено сравнение характеристик ГНКТ и жёсткой металлической трубы:

Таблица 1 – Сравнительная характеристика ГНКТ и жёсткой трубы

Характеристика	ГНКТ	Жёсткая труба (металл)
Применение	Обслуживание и ремонт скважины, бурение скважин с горизонтальными окончаниями, проведение гидроразрыва пластов и многостадийного ГРП, проведение геофизических исследований скважин. Есть перспективы на другие виды работ	Полное обслуживание скважины, все виды работ в скважине
Период службы	От 1 года до 5 лет в зависимости от видов работ срок службы может меняться	3-5 лет в зависимости от видов работ срок службы может меняться
Ориентировочная	140 млн руб.	90 млн руб.

стоимость (зависит от типа и марки прочности трубы)		
Экологичность	ГНКТ уменьшает риск утечки жидкостей (герметичное устье), меньший размер долота означает меньший объем выходящего шлама и расходы на его утилизацию	Так как жесткая труба имеет резьбовые соединения, то есть необходимость устранения не герметичности, которая заключается в изоляции сквозных дефектов обсадных труб и повторной герметизации их соединительных узлов
Надежность	Подача трубы производится в скважину без операций по свинчиванию трубы. Бесконтактная диагностика снижает влияние загрязнений и пыли на точность измерений, а также способствует максимальной защите ГНКТ. Не подвергается коррозии	Достаточно надежна, но подвержена коррозии примерно в 0,1 мм/год. Стенки трубы устойчивы к движению грунта, перепадам давления
Скорость спуско-подъемных операций	от 5 до 20 м/мин	от 9 до 18 м/мин

Из таблицы можно сделать вывод, что применение ГНКТ рациональнее, исходя из показателей, представленных выше. Главной отличительной особенностью ГНКТ является то, что работы выполняются в среднем на 30% быстрее по сравнению с традиционным бурением и являются экологически безопасными. Надежность технологии колтюбинга намного превышает надежность конструкции жестких труб, так как технология не имеет резьбовых соединений, что полностью герметично.

Однако, использование ГНКТ имеет ряд недостатков. Основные из них являются высокая стоимость и большая масса. Первый приводит к удорожанию проекта, второй требует получения разрешительной документации на провоз негабаритного груза.

К недостаткам можно отнести и скоростной режим спускоподъема гибкой трубы. В настоящее время скорость СПО с гибкой трубой независимо от ее диаметра на вертикальном участке составляет 15-20 м/мин, на горизонтальном – 5–10 м/мин. Поскольку с глубиной увеличивается время СПО, равное в среднем примерно 40 % общего производительного времени, увеличение глубины скважин должно быть нивелировано повышением скорости СПО как минимум в 2 раза. В Северной Америке скорости СПО уже давно превышают 50 м/мин.

Вывод. Сравнительный анализ показал, что использование ГНКТ намного перспективнее эксплуатации жёсткой трубы при работе на скважине. Установка ГНКТ в будущем видится многофункциональным комплексом, обеспечивающим выполнение технологических задач и корректировку процесса проведения работ в режиме реального времени.

Библиографический список

1. Кагарманов И. И. Ремонт нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для вузов / И. И. Кагарманов, А. Ю. Дмитриев. – Томск : SST, 2007. – 324 с. - Текст : непосредственный.

2. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник для нач. проф. образования / Ю. В. Вадецкий. – Москва : Издательский центр «Академия», 2003. - 352 с. - Текст : непосредственный.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕБУЕМОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ УДАРНОГО ПОГРУЖЕНИЯ В ГРУНТОВЫЙ МАССИВ ОБСАДНОЙ ТРУБЫ

***Кондратенко А.С., Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН,
г. Новосибирск, kondratenko@misd.ru ;***

***Конулин А.И., Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, г.
Новосибирск***

При проходке интервалов под стартовые кондукторы в осадочных горных породах наиболее распространено применение ударно-канатного и вращательного способов бурения скважины. Первый за счет крепления стенок скважины характеризуется высокой надежностью, но очень низкой производительностью. Бурение четвертичных отложений вращательным способом с последующим монтажом обсадных труб зачастую осложняется следующими проблемами:

- обрушение стенок скважины при бурении слабоуплотненных песчано-галечных прослоек, что приводит заклиниванию бурового инструмента и проблемам с обсаживанием;

- потеря бурового раствора при пересечении водоносных горизонтов, требующая дополнительных энергозатрат на его восполнение и затрат времени на затирание глиной зоны поглощения раствора с помощью возвратно-поступательных перемещений долота на проблемных интервалах бурения;

- налипание глины на породоразрушающие элементы и буровой став при проходке водонасыщенных плывунов, которое ведет к прекращению циркуляции бурового раствора.

Перспективным решением обозначенных проблем является применение технологии бурения скважин, суть которой сводится к погружению в грунтовой массив обсадной трубы при помощи ударов пневмомолота [1]. При динамическом погружении во внутреннюю полость трубы поступает разрушенная порода, которая постепенно уплотняется, в конечном счете образуя пробку. Это связано с тем, что порода из забоя уже не может поступать во внутреннюю полость трубы. Происходит вытеснение грунта в стенки скважины, рост деформаций вмещающего массива в радиальном направлении и снижение скорости проходки вплоть до полной остановки [2]. Возобновление погружения возможно лишь после удаления породы из трубы. Существующие технологии промежуточного удаления породы с помощью шнеков [3], желонки [4] и гидроразмыва [1] не в полной мере соответствуют достигнутой производительности ударного погружения труб, и требуют дополнительных средств механизации. При этом процесс погружения необходимо прерывать на продолжительное время для монтажа оборудования и очистки трубы, что ощутимо снижает производительность проходки в целом.

Наиболее логичным и привлекательным в условиях вертикального погружения трубы представляется периодическое удаление грунтового шлама из трубы по мере его уплотнения без применения дополнительных средств механизации. Схема работы технологии при забивке трубы пневмомолотом представлена на рис. 1а [5].

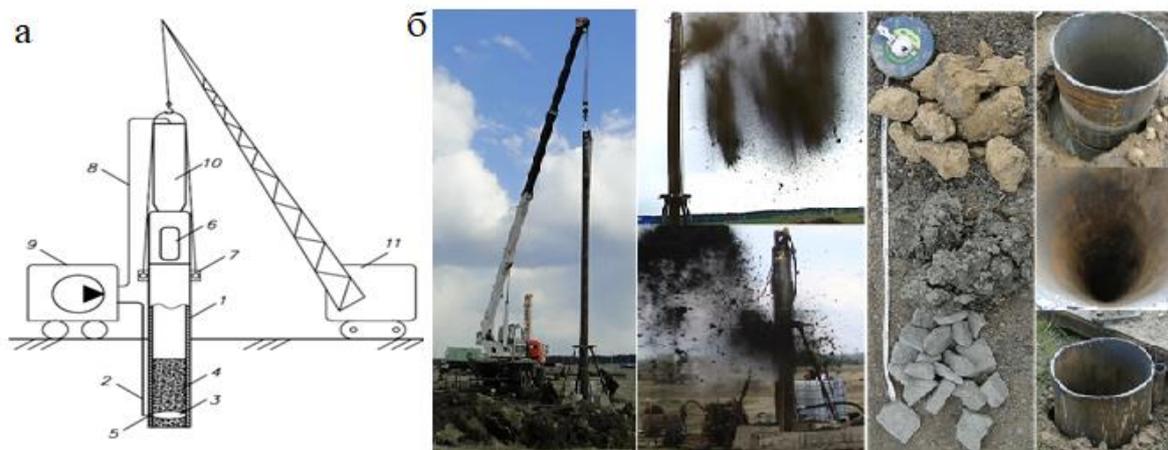


Рисунок 1 – Погружение трубы с порционным удалением керна: *а* – схема работы технологии бурения с одновременным обсаживанием скважины трубным ставом: 1 – обсадная труба; 2 – трубопровод; 3 – воздушная камера; 4 – порода; 5 – отверстие для подачи сжатого воздуха; *б* – адаптер с разгрузочным окном; 7 – стяжное устройство; 8 – воздухоподводящий шланг; 9 – компрессор; 10 – пневмомолот; 11 – подъемный кран; *б* – опытно-промышленные испытания технологии на горном отводе шахты им. С.М. Кирова

Сущность технологического решения (рис. 1а) заключается в подведении к забойному торцу трубы 1 по отдельному трубопроводу 2 сжатого воздуха. После формирования очередной порции породы 4 сжатый воздух через отверстие 5 под давлением подается во внутреннюю полость трубы. Он отсекает часть породы, формирует воздушную камеру 3 и перемещает порцию по трубе 1 и выдавливает ее через разгрузочное окно адаптера 6. Указанные операции повторяются после образования новой порции породы. Циклы погружения и очитки продолжаются до достижения проектной глубины установки кондуктора.

Предложенная технология прошла опытно-промышленные испытания в условиях горного отвода шахты им. С.М. Кирова (рис. 1б). Было установлено два кондуктора для дегазационных скважин глубиной по 15 м [6].

На основании натуральных экспериментов создана математическая модель, реализованная в формате расчетной программы, которая позволяет определить минимальную необходимую энергию удара для погружения обсадной трубы на заданную глубину в грунтовой массив. Моделирование и расчеты напряженно-деформированного состояния (НДС) грунтового массива были выполнены в объемной (трехмерной) постановке задачи. В программном комплексе ANSYS на решателе Mechanical APDL построена динамическая расчетная модель взаимодействия упруго-пластичного грунтового массива с погружаемым в него полым жестким цилиндром с

учетом физической нелинейности поведения среды и нелинейного характера взаимодействия на контакте цилиндрического элемента и грунта на основе метода конечных элементов (рис. 2).

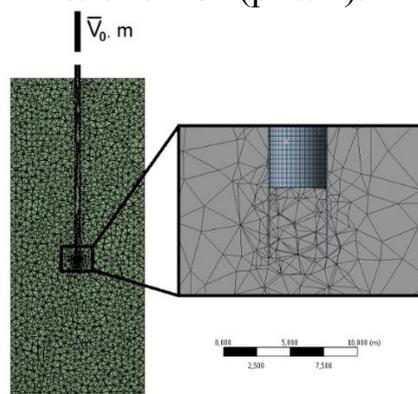


Рисунок 2 – Расчетная схема ударного погружения трубы в грунтовый массив

В качестве допущений было принято следующее:

1. Труба не имеет сварных стыков.
2. Труба погружается без трубопровода для удаления породы.
3. Внутри трубы находится порода только на участке от забойного торца до отверстия для подачи сжатого воздуха.

По всей глубине скважины грунтовые условия одинаковы.

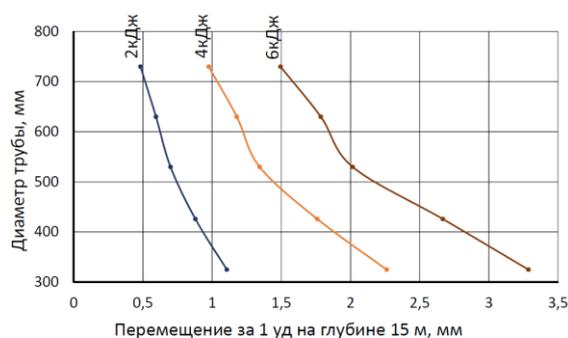
Граничными условиями принято: жесткое закрепление основания и боковых стенок модели, контактные условия на границе раздела сред кольцевой цилиндрический элемент – грунтовый массив, сила гравитации, постоянное статическое давление и единичное ударное воздействие на внешний конец кольцевого цилиндрического элемента. При разбиении расчетной области применялись конечные элементы переменного размера. В зоне ожидаемого наибольшего градиента деформаций разбиение было наиболее мелким и увеличивалось на участках с плавным изменением деформаций (на границах расчетной области). При этом используется адаптивное перестроение сетки для обеспечения баланса между временем расчета и точностью решения в процессе продвижения кольцевого цилиндрического элемента.

Для описания поведения грунта используются следующие показатели: плотность – 1980 кг/м³, модуль упругости Юнга – 48 МПа, коэффициент Пуассона – 0,30, параметры модели Ментери-Вилама: прочность на одноосное сжатие – 9850 Па, прочность на одноосное растяжение – 2250 Па, прочность на двухосное сжатие – 10 кПа, угол дилатансии – 0,25 рад, параметры пороупругости: индекс свободного вспучивания – 0,0024, предел упругости при растяжении – 34474 Па, первоначальный коэффициент пористости – 0,355.

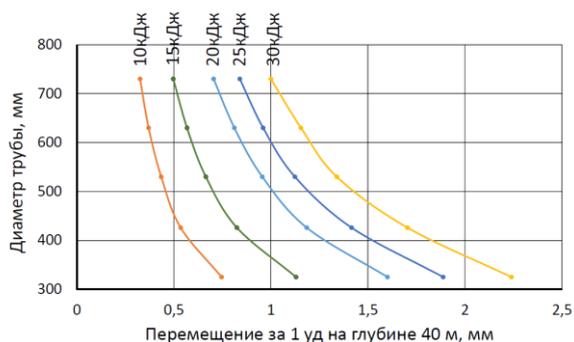
Исходя из практики минимально допустимое продвижение обсадной трубы за час необходимо ограничить 1 метром. В противном случае возрастает вероятность разрушения сварных швов, а сменная производительность не превышает 10 м/см. Учитывая то, что ударные машины с высокой энергией как правило имеют частоту не более 2 Гц, перемещение за 1 удар должно быть не менее 0,5 мм. Расчётная модель учитывает размеры погружаемой трубы, предупредную скорость, а также свойства грунта, такие как модуль упругости, коэффициенты бокового распора и трения, а также прочность грунта и его плотность.

Возможности программы проиллюстрированы зависимостями уходки за один удар на глубинах 15, 40 и 65 метров для труб различного диаметра при заданных энергиях удара (рис. 3).

а



б



в

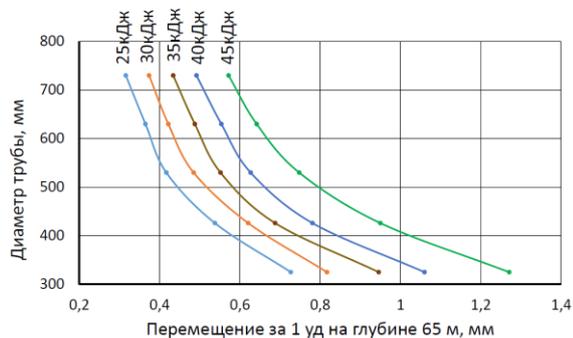


Рисунок 3 – Результаты расчетов: а – для глубины 15 м; б – для глубины 40 м; в – для глубины 65 м

Указанные значения глубин соответствует мощности грунтового слоя на горных отводах действующих шахт АО «СУЭК-Кузбасс». Представленные диаграммы позволяют оценить, какая энергия удара будет достаточной, чтобы погрузить обсадной кондуктор на заданную глубину в массив осадочных горных пород. При этом на более ранних стадиях погружения скорость будет значительно выше.

1. Технология установки кондукторов виброударным способом с периодическим удалением породы исключает аварийные ситуации, связанные с неустойчивостью стенок скважины как на этапе бурения, так и при ее обсадке.

2. Предложенная технология способствует развитию новых подходов в области бурения вертикальных скважин большого диаметра и может быть применена на глубинах до 100 м при условии использования ударного привода соответствующей мощности.

Расчетная модель на основе метода конечных элементов позволяет оценить требуемую энергию ударов, необходимую для достижения заданной глубины погружения трубой-кондуктором определенного размера.

Библиографический список

1. Современные технологии сооружения протяженных скважин в грунтовых массивах и технические средства контроля их траектории / Б. Н. Смоляницкий, В. Н. Опарин, Е. В. Денисова [и др.]. – Новосибирск : СО РАН, 2016. – 237 с. - Текст : непосредственный.

2. Александрова Н. И. О влиянии внутренней грунтовой пробки на процесс ударного забивания трубы / Н. А. Александрова // ФТПРПИ. – 2017. – № 6. – С. 114-126. - Текст : непосредственный.

3. Разработка схемных решений исполнительных органов геоходов / В. В. Аксенов, А. А. Хорешок, К. А. Ананьев, А. Н. Ермаков. - Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. - 2014. – № 3. – С. 73-76.

4. Гилета В. П. Повышение эффективности проходки скважин методом виброударного продавливания / В. П. Гилета, Ю. В. Ванаг, И. В. Тищенко. - Текст : непосредственный // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2016. – № 6. – С. 82–89.

5. Технология безопасного сооружения бестраншейных горизонтально-наклонных скважин / А. С. Кондратенко, В. В. Тимонин, А.

А. Абилов [и др.]. - Текст : непосредственный // Вестник КузГТУ. – 2014. – №1. – С. 40 – 44.

6. Перспективы ударного погружения стальной трубы-кондуктора при бурении дегазационных скважин с поверхности / А. А. Мешков, А. П. Садов, И. Л. Харитонов [и др.]. - Текст : непосредственный // Уголь. – 2019. – № 10. – С. 50-55.

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА СКВАЖИНЫ ПРИ БУРЕНИИ ВО ЛЬДАХ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕХНОЛОГИЙ HWD

Блинов П.А., доцент, г. Санкт-Петербург, blinov_pa@pers.spmi.ru

Верещагин И.И., группа РТ-17, г. Санкт-Петербург,

s171537@stud.spmi.ru

Никишин В.В., доцент, г. Санкт-Петербург, nikishin_vv@pers.spmi.ru

В настоящее время особую значимость приобретают исследования, направленные на восстановление истории глобальных климатических изменений на нашей планете. Среди уникальных архивов климатических данных – отложения атмосферного льда в антарктических льдах, которые слагают ледниковые покровы Гренландии и Антарктиды. В кернах древнего льда, добываемых при колонковом бурении глубоких скважин в современных ледниковых покровах, содержится самая полная информация о колебаниях температуры и давления атмосферы, об изменениях ее ветрового и циркулярного режима, а также о вариациях газов и химических составов атмосферы в масштабах времени от десятков до сотен лет. Изучение ледяного керна позволяет проследить эволюцию микробного разнообразия в ледниковой толще, которая сформировалась во времена климатической истории Земли.

На основе анализа отечественных и зарубежных технологий бурения скважин во льдах выявлено, что на сегодняшний день технология бурения плавлением горячей промывочной жидкостью (HWD) является наиболее производительной. Скорости проходки при использовании этой технологии достигают 120 м/час при бескерновом бурении. Наиболее известное применение данной технологии удалось реализовать американским коллегам при строительстве лаборатории «Ледяной куб», указанную в таблице 1. Глубина скважины составила 2500 м. Ввиду того, что температура льда на поверхности -30°C в качестве промывочной жидкости использовалась вода температурой 80°C . Бурение велось на специальной гибкой ПВХ трубе, что позволяло развивать рекордные скорости проходки. Имеется опыт использования данной технологии и английскими исследователями. Следует отметить колонковый снаряд, который позволил им отобрать ненарушенный керн с интервала глубин

600-700 м, что не удавалось им при бурении механическим снарядом ввиду напряженного состояния льда.

Таблица 1 – Проекты бурения глубоких скважин во льдах

Институт или название буровой	AMANDA	IceCube	BAS, RABID проект
Года	1993–2004	2004–2011	2004–2005
Буровая площадка	Южный полюс	Южный полюс	Ледяной поток Рутфорда, Западная Антарктида
Расход промывочной жидкости, л/мин	до 350	760	135
Максимальная глубина, м	2400	2500	2025
Диаметр скважины, мм	0,45–0,6	>0.6	Нет данных
Скорость проходки во льдах, м/ч	14,6	~90	72–120
Упоминания	[1,2,3]	[4]	[5]

В настоящее время планируются буровые работы на российской станции Восток в Антарктиде для вскрытия уникального подледникового озера Восток с целью получения проб воды и отбора донных отложений. Озеро залегает под толщей льда на глубине 3700 м. Температура льда на поверхности составляет -57°C , что вдвое превышает значения условий бурения аналогичных скважин. Для реализации технологии HWD сформулированы следующие задачи.

1. Выполнить анализ технологий и способов бурения льдов и результатов их применения.

2. Разработать математическую модель температурного режима бурения скважин во льдах путем их плавления потоком промывочной жидкости.

3. Разработать программу для ЭВМ по моделированию температурного режима скважины при HWD бурении.

4. Определить область оптимальных параметров режима HWD бурения.

Методологическую основу проекта составляет системный подход и теория, направленная на разработку технологии бурения льдов путем их плавления потоком промывочной жидкости в условиях станции «Восток» в Антарктиде. Применение системного подхода предусматривает использование современных методов анализа различных аспектов процесса бурения плавлением льдов потоком промывочной жидкости, с

последующей разработкой технологического регламента на ее использование.

Температурный режим скважины – это распределение температуры циркулирующего очистного агента во внутреннем канале бурильной колонны и в кольцевом канале скважины. Нисходящий поток (в буровых трубах) находится в состоянии теплообмена с восходящим потоком в кольцевом канале, который изменяет свою температуру также и за счёт теплообмена со льдом. Процесс теплообмена нестационарный, зависит от продолжительности циркуляции. В призабойной зоне очистной агент охлаждается за счет плавления льда. Энергия, затрачиваемая на преодоление гидравлических сопротивлений, рассеивается в виде теплоты (диссипация энергии), что также оказывает влияние на температурный режим.

При бурении во льдах теплообменные процессы осложняются изменениями фазового состояния, что сильно влияет на направление и интенсивность тепловых потоков.

На основе аналитических зависимостей разработана программа DrillTemp v.1.0 для расчета температурного режима скважины (Рисунок 1).

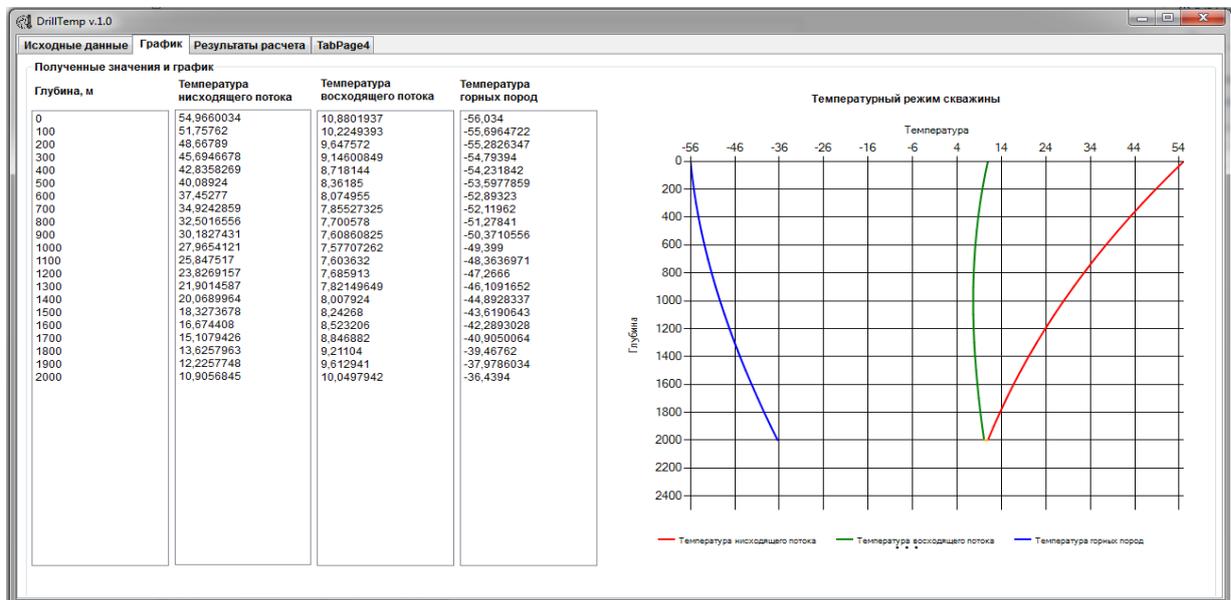
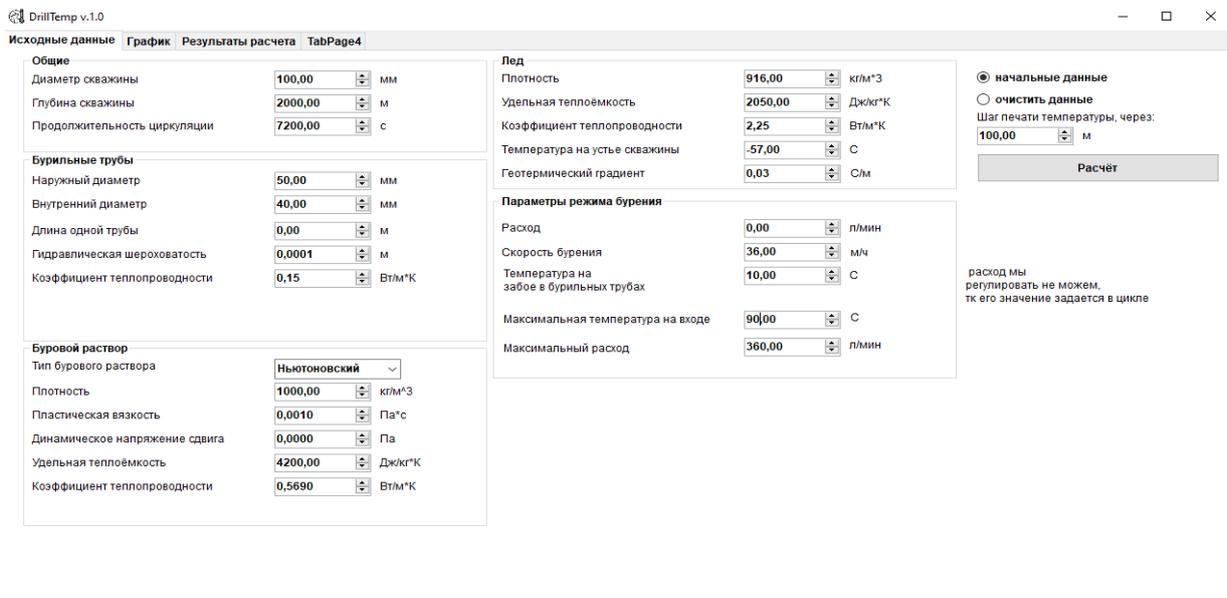


Рисунок 1 – Интерфейс разработанной программы DrillTemp – температурный режим скважины

Основными параметрами режима бурения НВД являются расход и температура промывочной жидкости и скорость подачи бурового снаряда (механическая скорость бурения). Важным аспектом является направление фазового перехода на стенке скважины, т.е. растепление или намораживание, что в свою очередь приводит либо к увеличению, либо к сужению ствола. Разработанная программа позволяет определить параметры режима бурения, обеспечивающие безаварийную проходку скважины.

Библиографический список

1. Bentley C. R. Drilling to the beds of the Greenland and Antarctic ice sheets: a review / C. R. Bentley, B. R. Koci. - Ann Glaciol. – 2007. - 47. - P.1–9. - Text : direct.
2. Bindschadler R. A. Drilling on crary ice rise, Antarctica / R. A. Bindschadler, B. Koci, A. Iken. - Antarct J US. – 1988. - 23(5). - P. 60–62. - Text : direct.
3. Hancock W.H. Ice drilling instrumentation. In: Ice core drilling. In: Rado C, Beaudoin D (eds) / W.H. Hancock, B. Koci. - Text : direct // Proceedings of the third international workshop on ice drilling technology, Grenoble, France, 10–14 Oct 1988. Laboratoire de Glaciologie et Geophysique de l'Environnement. - Grenoble. - 1989. - P. 38–50.
4. Modeling hole size, lifetime and fuel consumption in hot-water ice drilling / L. Greenler, T. Benson, J. Cherwinka [et al.]. - Text : direct// Ann Glaciol. – 2014. - №55(68). - P. 115–123.
5. Smirnov V.N. Issledovaniya prochnosti, morfometrii i dinamiki l'da v inzhenernikh zadachakh pri osvoenii shel'fa vzamerzayushchikh moryakh [Research on strength, morphometry and ice dynamics in the engineering missions during investigations of the shelf of freezing seas] / V.N. Smirnov, E.U. Mironov. - Text : direct // Problemy Arktiki i Antarktiki [Problems of Arctic and Antarctica]. – 2010. - №2(85). - P. 5–15.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ НА ОБЪЕКТАХ, ОБУСЛОВЛЕННЫХ ОСЛОЖНЕННЫМ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИМ ФАКТОРОМ

*Усманов А. М., группа 91-22 Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, azattoil92@gmail.com
Вафин Р.М., к.т.н., доцент кафедры БНГС Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, ravil.vafin@gmail.com*

С течением времени все больше нефтегазоносных объектов входят в последнюю стадию разработки, что говорит о том, что для решения определенных технологически сложных задач при строительстве нефтяных и газовых скважин, требуются все более нетривиальные решения, либо же, необходимым становится введение в разработку заведомо осложненных различного рода геомеханическими факторами объектов. К такого рода факторам относятся:

-наличие АВПД/АНПД пластов (несовместимые интервалы бурения);

- наличие в разрезе склонных к обвалообразованию отложений;
- наличие в геологическом разрезе пластов с ангидридами, гипсами, соляными отложениями и т.д., то есть отложений, напрямую влияющих на параметры бурового раствора, и, соответственно, на сам процесс строительства скважины в целом;
- и многие другие.

Использование «традиционных» методологий при строительстве таких объектов (в осложненных условиях), с течением времени становится все более экономически нецелесообразным – с каждой скважиной растут экономические затраты на строительство объектов в целом.

Одной из самых важных составляющих успешного выбора технологий строительства скважин на нефть и газ в осложненных условиях, является корректный выбор типа и свойств промывочной жидкости. Корректный выбор является своего рода залогом успешного строительства в целом.

Своего рода технологическим прорывом на многих объектах является применение систем на углеводородной основе (РУО), которые позволяют достичь следующих показателей:

- отсутствие гидратации глинистых сланцев;
- высокая степень ингибирования;
- повышение устойчивости ствола скважины;
- уменьшение осложнений в процессе вскрытия солей, ангидридов и т.д.;
- высокая стойкость системы к различного рода загрязнениям;
- в целом, исключение негативного влияния системы на физико-емкостные свойства пластов;
- контроль скважины;
- улучшение индекса очистки ствола скважины от выбуренной породы
- возможность перевода объема РУО на следующие скважины, интервалы и т. д.

При рассмотрении применения технологии использования РУО необходимо провести определенную аналитическую работу опыта бурения скважин в рассматриваемом регионе, проанализировать причины возможных осложнений. Понятно, что только решение о смене системы раствора не может являться панацеей при решении проблем при строительстве скважин. Исходя из этого, необходимо так же пересматривать и технологические режимы, методы, подход к строительству скважин с заведомо прогнозируемыми осложнениями под имеющиеся геолого-литологические условия, произвести лабораторные исследования по подбору оптимальных «пакетов» эмульгаторов, структурообразователей, гидрофобизаторов РУО и др.

К примеру, применение систем на углеводородной основе, позволило существенно сократить инциденты, связанные с высокой аварийностью процесса строительства скважин на одном из самых технологически сложных нефтегазоносных проектов – Тимано-Печора. Применение РУО позволяет сравнительно быстро и безопасно увеличить плотность промывочной жидкости с целью «исключения» воздействия избыточных касательных напряжений на стенки ствола скважины, что позволяет «подстроиться» под текущие условия строительства объектов.

Использование системы промывочной жидкости на углеводородной основе позволило помимо решения проблем с устойчивостью ствола скважины, так же достичь сокращения сроков строительства скважин на объектах, где ранее это было технологически невыполнимой задачей (рис. 1), что в свою очередь позволяет достичь высоких технико-экономических показателей бурения (исключение ранее возникающих осложнений, высокая механическая скорость проходки и т. д.).

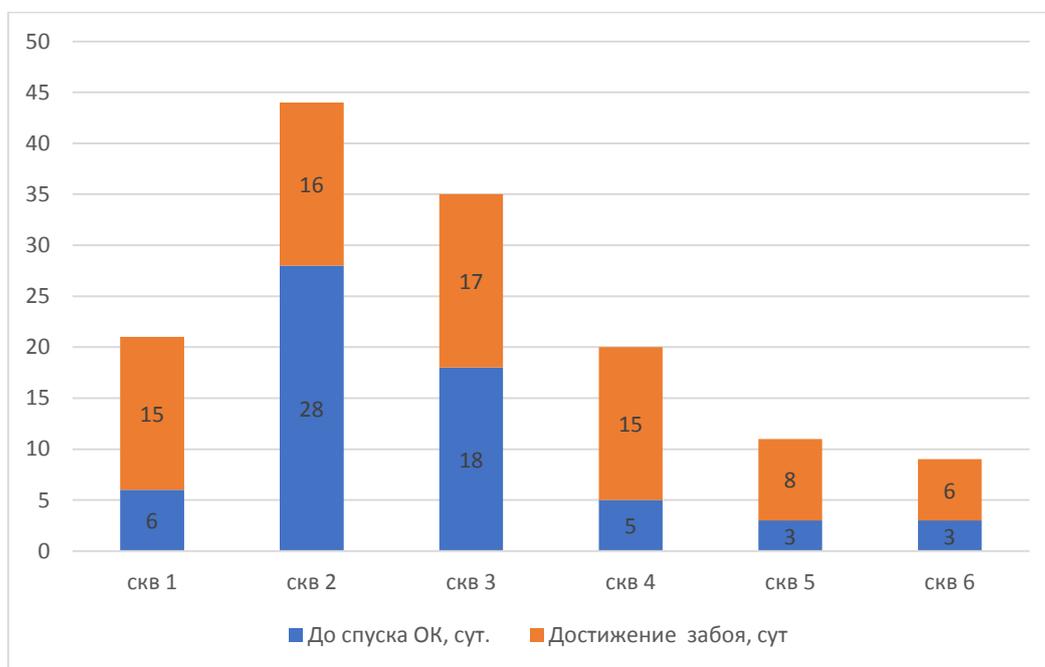


Рисунок 1 – Сокращение сроков строительства интервалов под ОК-245мм на рассматриваемых объектах

Так же стоит отметить успешное применение данной технологии и в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, регионов ХМАО, ЯНАО, НАО, Восточной Сибири, морских проектов Сахалина, Астрахани. Как пример, на сегодняшний день при проектных сроках строительства скважин – 110 суток, фактический срок строительства скважин сократился до 65 суток. Так же при этом каждый последующий объект, как правило, строится «быстрее» предыдущих.

Так же справедливо утверждать, что при комплексном подходе к использованию систем РУО в рамках не единичной скважины (к примеру, кустового бурения), достигаются показатели общих финансовых затрат, сопоставимых с применением растворов на водной основе, а в дальнейшем и того ниже.

Научный руководитель: Вафин Р.М., к.т.н., доцент кафедры БНГС АГНИ

ПРОБЛЕМЫ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

*Мельников Д.Д., группа НДб-20-1, г.Тюмень, danil_melnikov_96@inbox.ru
Колесников И.В., группа НДб-20-10, г.Тюмень,
ivan.kolesnik.kolesnikov@mail.ru*

Основная часть газовых и нефтяных месторождений таких крупных компаний, как «Новатэк», «Газпром», «Лукойл», расположены в зоне многолетнемерзлых пород (ММП), т.е. на территории Чукотки, Западной и Восточной Сибири, Якутии и Дальнего Востока.

Поскольку породы находятся в зоне вечной мерзлоты, то они имеют низкие отрицательные температуры, высокую льдистость, аномально высокие и низкие пластовые давления, а в состав углеводородов входят сероводород и диоксид углерода. Все вышеперечисленные факторы негативно сказываются на процессах бурения, установки фонтанной арматуры, освоения скважин, капитального ремонта и эксплуатации в целом.

Наиболее распространёнными проблемами эксплуатации скважин являются провал устьев и фонтанной арматуры, смятие обсадных колонн, происходящее при повторном промерзании мерзлых пород в процессе капитального ремонта [1].

При бурении, строительстве и установки фонтанной арматуры скважины возникает необходимость подбора особых конструкций скважины, а также состав бурового раствора, который будут учитывать влияние негативных факторов в процессе бурения.

Одним из способов борьбы с проседанием устья и деформацией обсадных колонн является использование бурового раствора, который должен соответствовать следующим критериям: обладать низкими показателями фильтрации, низкой эрозийной способностью и удельной теплоёмкостью; буровой раствор должен создавать на поверхности льда непроницаемую плёнку, чтобы не смешиваться с жидкостью породы и не образовывать с ней растворы. Для решения проблемы с растеплением зоны ММП, чтобы в дальнейшем не произошло промерзание породы, приводящее к смятию обсадных колонн, необходимо свести к минимуму

способность буровых растворов плавить лёд. Для этого необходимо использовать охлаждённый буровой раствор (не выше +0,5°С) и соблюдать умеренную циркуляцию бурового раствора в скважине. В качестве промывочных агентов для соблюдения данных критериев подходят пенные буровые растворы, поскольку они имеют низкую теплоёмкость и высокую несущую и выносную способность при малых скоростях в затрубном пространстве [2].

Также для борьбы с растеплением вечномерзлых грунтов используют термоизолирующее направление обсадной трубы. Суть технологии заключается в том, что колонна изготавливается из двух труб различного диаметра, а в межтрубное пространство закачивается теплоизолирующий материал, например, пенополиуретан.

Все вышеперечисленные методы широко зарекомендовали себя на северных месторождениях как в России, так и за границей, ведь они позволяют сократить расходы на обустройство кустовых площадок и в целом минимизировать риск аварийных ситуаций.

Библиографический список

1. Коротков С. А. Проблемы бурения, крепления и эксплуатации скважин в сложных геокриологических условиях. Способы их решения / С. А. Коротков, А. В. Шпильман, К. С. Денисенко. – Текст: электронный // Нефть и Газ Сибири. – 2019. – №1 (34). – URL : <http://sibngs.ru/journals/article/954> (дата обращения: 21.01.2022).

2. Группа ЭРТА, Особенности строительства и эксплуатации скважин в условиях многолетней мерзлоты : Серия «Просто ТЭК». – Текст: электронный // GasForum. – 2007. – URL : <http://gasforum.ru/obzory-i-issledovaniya/885/> (дата обращения: 22.01.2022).

3. Шанаенко В. В. Бурение в вечной мерзлоте больше не проблема / В. В. Шанаенко. – Текст: электронный // Деловой журнал «Neftegaz.RU». – 2014. - №7-8. – URL : <https://magazine.neftegaz.ru/articles/tekhnologii/658471-burenie-v-vechnoy-merzlote-bolshe-ne-problema/> (дата обращения: 22.01.2022).

Научный руководитель: Колева Г.Ю., доктор ист. наук., профессор

ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО УГЛУБЛЕНИЮ СКВАЖИН

Шемелина О.Н., группа ТБСа-18-1, г. Тюмень, onshemelina@mail.ru

В настоящее время большое внимание уделяется строительству скважин в сложных горно-геологических условиях. [1]

В процессе сооружения скважины значительное внимание следует уделять обеспечению сохранности естественных фильтрационных свойств коллектора – проницаемости, пористости. [2]

Основу технико-технологических решений при бурении нефтяных и газовых скважин составляет технический проект, содержание которого определяет все основные технические решения, номенклатуру и количество технических средств для реализации выбранной технологии на всех этапах строительства скважин. [3]

Эффективность технологических решений определяется степенью научной обоснованности принимаемых решений и достоверностью исходной информации. При этом большую роль играет накопленный в регионах опыт, так как проектирование многих технологических процессов требует постоянного уточнения математических моделей и логических принципов выбора технологических решений в зависимости от конкретизации геолого-геофизических условий бурения. [4]

В следствии многолетнего опыта сооружения скважин основными технико-технологическими решениями по углублению скважин является:

1. Свести к минимуму непроизводительное время при бурении скважины (простои, ремонты бурового оборудования и т.д.), способствующие, с одной стороны, сальникообразованию вследствие разбухания глинистых пород, с другой стороны – кавернообразованию вследствие размывания рыхлых пород при их невысокой прочности, а также осыпям и обвалам. При бурении производить профилактические отрывы бурильного инструмента от забоя с последующим допуском до забоя с вращением и промывкой в течение 15-20 минут с периодичностью: 30 минут

– при бурении интервалов, не характеризующихся осложнёнными условиями бурения; 15 минут - в интервалах возможных затяжек и прихватообразований. Не оставлять бурильную колонну в открытом стволе без движения более 3 минут. Перед вынужденной остановкой бурильная колонна поднимается в обсаженный интервал или безопасную зону, в случае невозможности подъёма требуется обеспечить её периодическое расхаживание.

2. Новое долото обкатывать по технологии сервисной компании. При отсутствии указаний производителя приработку осуществлять с нагрузкой 2-3 тонны в течение 10-15 минут с последующим плавным увеличением нагрузки до проектных значений. Спуск нового долота осуществлять с проработкой до свободного прохождения в местах посадок и затяжек и в призабойной зоне. При смене типа долота с шарошечного на PDC, смене долота на бурголовку произвести очистку забоя с включением в состав КНБК фрезера-ловителя магнитного и шламometаллоуловителя. Перед началом каждого долбления производить промывку скважины при поднятом над забоем долоте до приведения параметров бурового раствора

в соответствии с ГТН, но не менее объёма затрубного пространства, после окончания каждого долбления – в течение 1 цикла. Перед наращиванием производить трёхкратную проработку ствола скважины на длину свечи с промывкой.

3. При подъёме бурильной колонны производить долив постоянно с контролем объёма доливаемого раствора.

4. При смене КНБК ограничивать скорость спуска до 0,3-0,4 м/с, не допуская посадок более 5 т. При спуске бурильной колонны за 50 м до продуктивного пласта снизить скорость до 0,2 м/с.

5. Подготовка ствола к спуску обсадных колонн: — проработке подвергаются интервалы, в которых получена посадка > 3 т;

— при каждом спуске в скважину или подъеме из скважины калибрующие элементы

компоновки обмеряются с записью результатов в суточный рапорт;

— калибрование ствола заканчивается пропуском до забоя компоновки без вращения;

— ствол скважины необходимо проработать при получении затяжек или посадок геофизических приборов.

6. Убедиться, что имеющийся комплект ловильного оборудования предусматривает захват всех спускаемых в скважину инструментов как изнутри, так и снаружи, независимо от диаметра и размера, а также их извлечение.

Результаты технико-технологических решений по углублению скважин показали свою эффективность на многих месторождениях Западной Сибири.

Библиографический список

1. Изменения фильтрационных свойств в породах коллекторах при бурении / О. Н. Павельева, Ю. Н. Павельева, Л. А. Паршукова, В. П. Овчинников. - Текст : непосредственный // Недропользование XXI век. – 2020. – № 1(83). – С. 64-69.

2. Процессы изменения фильтрационных свойств коллекторов нефти и газа при сооружении и эксплуатации скважин : учебник / В. П. Овчинников, А. В. Поднебесных, И. Г. Яковлев [и др.]. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2019. – 331 с. - Текст : непосредственный.

3. Шемелина О. Н. Аспекты строительства скважин в сложных горно-геологических условиях / О. Н. Шемелина. - 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, 06–10 апреля 2020 года. – Томск :

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2020. – С. 438.

4. Шемелина О. Н. Анализ сооружения скважин предназначенных для добычи высоковязких нефтей / О. Н. Шемелина. - Текст : непосредственный // Проблемы геологии и освоения недр : Труды XXV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию горно-геологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 05–09 апреля 2021 года. – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2021. – С. 363-364.

Научный руководитель: Овчинников В.П., профессор кафедры НБ, д.т.н., профессор

ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Шемелина О.Н., группа ТБСа-18-1, г. Тюмень, onshemelina@mail.ru

Добыча высоковязкой нефти из продуктивных низконапористых коллекторов с высокими термобарическими условиями является актуальной проблемой. Существует множество техник и технологических средств сооружения данных скважин. В настоящее время новые технологии применения многофункциональных скважин особенно развиваются при разработке нефтяных пластов.

Многофункциональная скважина для добычи высоковязкой нефти содержит обсадную колонну стандартного типоразмера Ø 146 с горизонтальным окончанием, колонну подъемных лифтовых труб с глубинным насосом, который располагается на уровне горизонтального ствола скважины, и колонну для закачки вытесняющего теплового агента с теплоизоляцией. (Рисунок 1). [1]

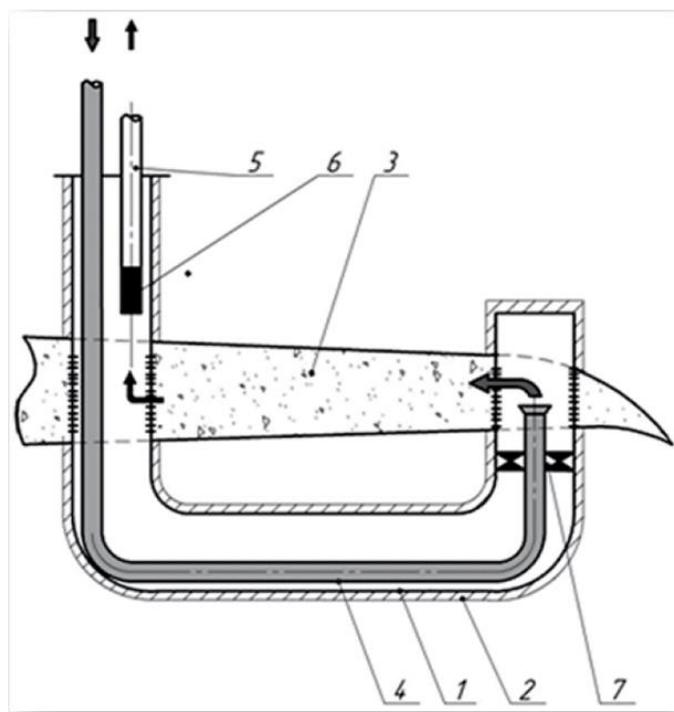


Рисунок 1 – Многофункциональная скважина для разработки участка нефтяного пласта

1 – обсадная колонна скважины; 2 – цементный камень; 3 – нефтяной пласт; 4 – колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) для закачки вытесняющего агента (воды) в пласт; 5 – колонна НКТ для подъема нефти на устье скважины; 6 – глубинный насос; 7 – пакерующее устройство

Колонна для закачки вытесняющего теплового агента теплоизолирована в двух интервалах по своей длине: от устья скважины до уровня жидкости в межтрубном пространстве (МП) скважины и от верхней границы расположения глубинного насоса до горизонтального ствола скважины. При этом колонна лифтовых труб теплоизолирована в интервале от устья скважины до уровня жидкости в МП. Техническим результатом является повышение эффективности сохранения температуры пластовой нефти выше, чем температура насыщения нефти парафином, снижение энергопотребления насоса.

Способ добычи высоковязкой нефти из наклонно направленной скважины методом циклической закачки агента в пласт. [2]

Скважина имеет восходящий конечный участок ствола. Обсадная колонна дважды перфорируется, скважина осваивается в обеих зонах пересечения с пластом.

В скважину спускается колонна НКТ для закачки вытесняющего агента, который доводится до кровли пласта во втором – отдаленном пересечении скважины с пластом.

Кольцевое пространство между обсадной колонной и колонной НКТ герметизируется с помощью пакерующего устройства. В вертикальную часть скважины спускается глубинный насос с колонных лифтовых труб. В колонну закачивается вытесняющий агент, который поднимает давление в продуктивном пласте и вытесняет нефть из порового пространства пласта в сторону первого пересечения скважины с пластом.

Нефть притекает в ствол скважины в ее вертикальной части и поднимается на поверхность земли по колонне лифтовых труб с помощью глубинного насоса.

Известно, что по мере подъема с глубины температура горной породы (окружающей скважину среды) понижается каждые 100 метров примерно на 2,0-2,5°C, благодаря этому пластовая продукция охлаждается до температуры ниже, чем температура начала кристаллизации парафина из нефти - ткр.

Дополнительно к этому при понижении температуры быстро растет и вязкость нефти и водонефтяной эмульсии. Все это ведет к росту давления на выходе из насоса, к снижению производительности электроцентробежного насоса и к росту энергопотребления насосной установки любого типа. По прототипу колонна труб для закачки пара (теплого агента) теплоизолирована по всей длине, благодаря этому в колонну лифтовых труб не передается тепловая энергия, тем самым возникают вышеописанные проблемы с подъемом пластовой продукции.

Общеизвестно, что теплопроводность газовой среды в несколько раз ниже теплопроводящей способности жидкой среды, в частности, для воздуха и метана этот коэффициент в зависимости от давления и температуры колеблется в пределах 0,03-0,04 Вт/(м·К), а для нефти - на уровне 0,13-0,16 Вт/(м·К), то есть в несколько раз выше. В нижней части межтрубного пространства в зоне чуть выше глубинного насоса вместе с нефтью будет и определенное количественное присутствие воды, которая имеет значительно большую величину коэффициента теплопроводности - 0,6 Вт/(м·К).

Приведенные данные свидетельствуют о том, что зону подогрева пластовой продукции следует организовать только от уровня до насоса, то есть в жидкой среде. В зоне самого насоса передача тепловой энергии нежелательно, особенно если в скважине находится электроцентробежный насос, погружной электродвигатель которого требует отвода тепловой энергии.

Многофункциональная скважина рассматривается и как теплообменный аппарат с тем, чтобы лифтируемая вверх нефть имела пониженную вязкость и температуру ниже, чем температура начала кристаллизации парафина. По мнению авторов, предложенная концепция скважин данного типа (МФС) соответствует таким критериям, как новизна и существенное отличие, так как без значительных финансовых затрат

достигается положительный технический результат - обеспечивается успешная добыча высоковязкой нефти с минимизацией энергозатрат и обеспечением длительной эксплуатации глубинного насосного оборудования.

Многофункциональная скважина для добычи высоковязкой нефти, содержащая обсадную колонну с горизонтальным стволом, колонну лифтовых труб с глубинным насосом, расположенным до горизонтального ствола скважины, и колонну для закачки вытесняющего теплового агента с теплоизоляцией, отличающаяся тем, что колонна для закачки вытесняющего теплового агента теплоизолирована в двух интервалах по своей длине: от устья скважины до уровня жидкости в межтрубном пространстве скважины (МП) и от верхней границы расположения глубинного насоса до горизонтального ствола скважины, а колонна лифтовых труб теплоизолирована в интервале от устья скважины до уровня жидкости в МП.

Многофункциональная скважина в определенных условиях разработки нефтяного месторождения может быть построена и успешно эксплуатироваться. [3]

Благоприятными факторами для организации такой скважины являются: большая глубина и высокая температура нефтяной залежи, продуктивные пласты насыщены маловязкой нефтью с незначительным содержанием асфальтенов, смол и парафинов. [4]

Скважина с двойным назначением имеет сложный профиль ствола и значительное количество внутрискважинного оборудования, поэтому предполагается применение в скважине ГНКТ с соответствующим оборудованием в ее конечной части.

Библиографический список

1. Пат. 2580330 Российская Федерация. Способ разработки нефтяного пласта : опубл. 10.04.2016 / Денисламов И. З., Еникеев Р. М., Ишбаев Р. Р., Денисламова Г. И. - Текст : непосредственный.

2. Пат. 2436943 Способ добычи высоковязкой нефти из наклонно направленной скважины методом циклической закачки пара в пласт : опубл. 20.12.2011. - Текст : непосредственный.

3. Шемелина О. Н. Аспекты строительства скважин в сложных горно-геологических условиях / О. Н. Шемелина. - 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, 06–10 апреля 2020 года. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2020. – С. 438.

4. Шемелина О. Н. Анализ сооружения скважин предназначенных для добычи высоковязких нефтей / О. Н. Шемелина. - Текст : непосредственный // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию горно-геологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 05–09 апреля 2021 года. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2021. – С. 363-364.

Научный руководитель: Овчинников В.П., профессор кафедры НБ, д.т.н., профессор

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Долгова У.В., группа РМмоз-20-1, г. Тюмень, dolgova.u.v@mail.ru

Анализ эффективности гидроразрыва пласта (ГРП).

С 2016 по 2020 гг. на рассматриваемом месторождении выполнено – 589 ГРП (таблица 1).

Дополнительная добыча нефти составила 1948,4 тыс. т нефти.

На рассматриваемом месторождении первые операции ГРП выполнены в 1997 году. По состоянию на 01.01.2021 выполнено 2856 скважино-операций, после которых скважины запущены в добычу, из них (рисунок 1): на объекте БС₁₀²⁻³ выполнено 1660 ГРП; на объекте БС₁₁ – 233 ГРП; на объекте БС₁₂ – 330 ГРП; на объекте БС₁₆₋₂₂ – 50 ГРП; на объекте ЮС₁ – 502 ГРП; на объекте ЮС₂ – 80 ГРП.

Таблица 1 - Сопоставление фактических показателей с 2016 по 2020 год на эксплуатационном фонде

Параметр	2016	2017	2018	2019	2020	Итого за период	Уд.эфф
Количество ГРП, ед.	131	154	133	92	79	589	3,3
Доп. добыча нефти, тыс. т	356,0	483,9	443,6	355,4	309,5	1948,4	

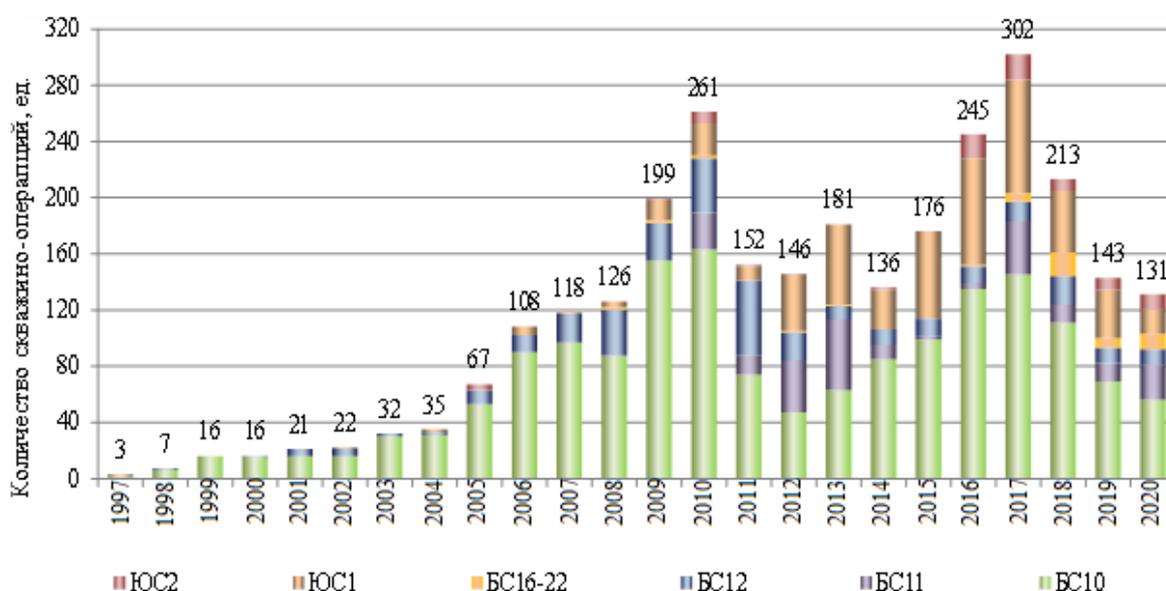


Рисунок 1 – Распределение объемов ГРП по годам по объекту воздействия рассматриваемого месторождения

Наибольшее количество скважино-операций ГРП было выполнено на объекте BC₁₀²⁻³ – 1660 ед. Дополнительная добыча нефти составила 29003,6 тыс. т или 20,1 тыс. т/скв.

За последние 5 лет на пласт BC₁₀²⁻³ порядка 60 % ГРП выполнено на действующих скважинах с базовой обводненностью более 90 %. Залогом успешного проведения ГРП на высокообводненном фонде скважин является наличие достаточной эффективной мощности пласта и его проводящих характеристик, чтобы обеспечить потенциально высокий дебит жидкости.

По состоянию на 01.01.2021 за счет ГРП дополнительно добыто 33123,2 тыс. т нефти, что составляет 17,5 тыс. т на одну скважино-операцию. [1]

Анализ эффективности обработок призабойной зоны (ОПЗ).

При выполнении мероприятий по ОПЗ на рассматриваемом месторождении применялись следующие составы/технологии: Алдинол-20, «Гелий», ГИО, КСПЭО, СКО, МКС-Р, ПИВ, ПГДА, «Элтинокс», РАИФ, СНПХ, СКСМ-5А, ТГХВ, «Аксис-КС», технология кислотной обработки ПАВ-ВР-СКС с отклонителем ВУПАВ (далее «Химеко»).

За последние пять лет (2016-2020 гг.) на рассматриваемом месторождении проведено 518 обработок призабойной зоны пласта, в том числе 16 обработок на скважинах неработающего (бездействующего, консервационного) фонда.

Дополнительная добыча от ОПЗ составила 165,1 тыс. т, удельная эффективность – 319 т на 1 скважино-операцию.

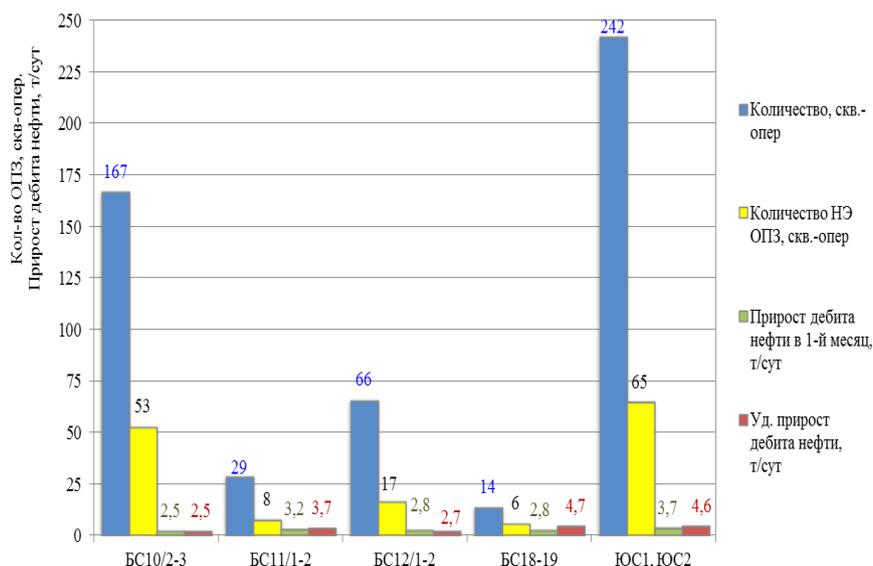


Рисунок 2 – Эффективность обработок ОПЗ по объектам разработки на рассматриваемом месторождении за период 2016-2020 гг.

Фактические показатели применения ОПЗ и дополнительная добыча нефти приводятся в таблице и на рисунках (таблица 2).

Таблица 2 – Фактические показатели применения ОПЗ

Показатели	Годы				
	2016	2017	2018	2019	2020
Количество скв.-опер., шт.	63	83	97	134	141
Доп. добыча нефти, тыс. т.	38,7	33,4	33,0	34,4	25,5

Основной причиной не достижения эффекта является рост обводненности продукции, что связано с наличием перетоков из выше- и нижележащих горизонтов, а также за счет вовлечения в разработку водонефтяных пропластков, подтягивания подошвенных вод (конусообразование) или прорыва агента от нагнетательных скважин. [2]

Анализ эффективности физико-химических методов (ФХМУН).

На месторождении с целью повышения нефтеотдачи пластов на нагнетательном фонде за 2016-2020 гг. проведено 2009 обработок потокоотклоняющими технологиями, суммарная дополнительная добыча нефти за 5 лет составила 2290,8 тыс. т, средняя удельная эффективность – 1140 т/скв.

Наибольшее количество обработок проводили на объекте БС₁₀²⁻³ (рисунок 3).

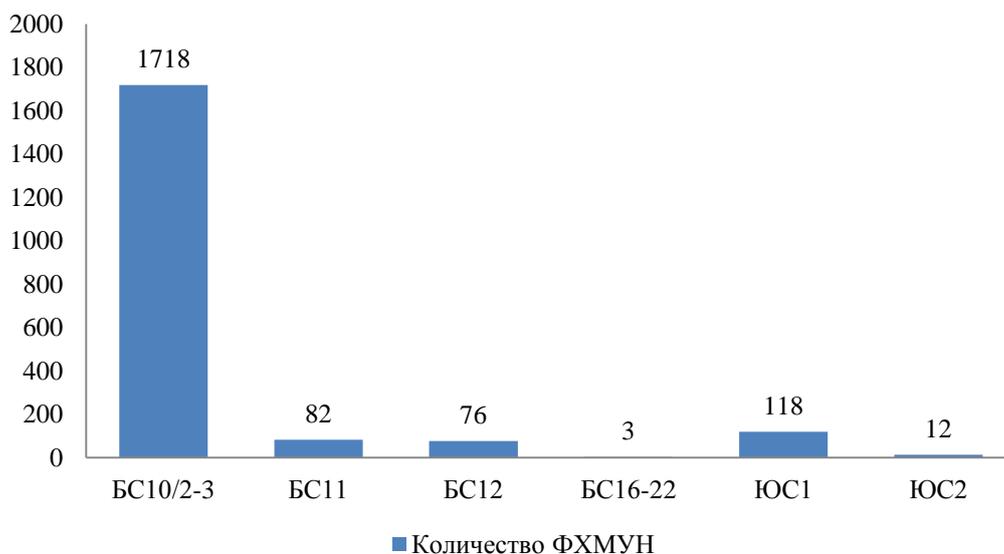


Рисунок 3 – Распределение скважино-операции ФХМУН по объекту воздействия рассматриваемого месторождения за 2016-2020 г

Применение на рассматриваемом месторождении потокоотклоняющих технологий позволило замедлить темп роста обводненности продукции скважин, что положительно сказалось на показателях разработки.

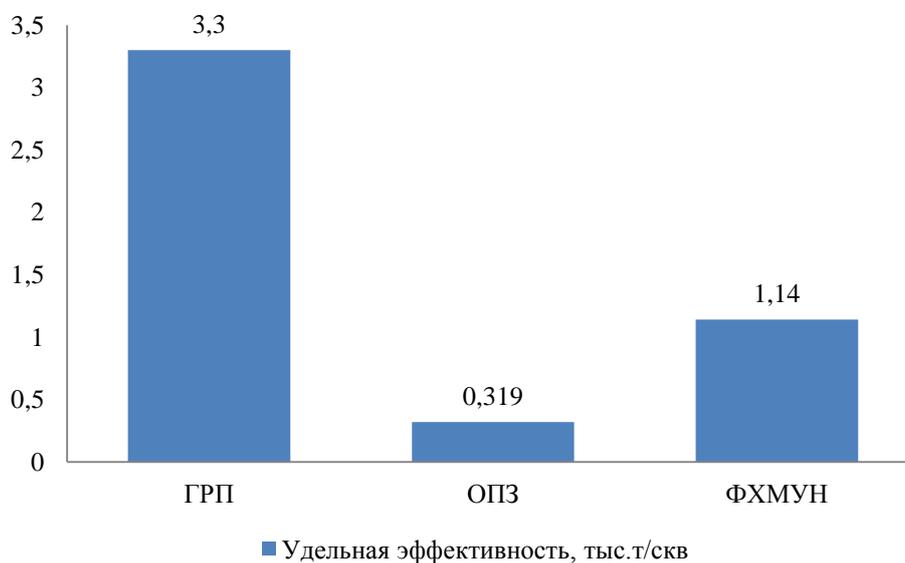


Рисунок 4 – Удельная эффективность от проведенных ГТМ за 2016-2020 г на рассматриваемом месторождении

Наиболее высоким показателем удельной эффективности на рассматриваемом месторождении за 2016-2020 г. наблюдается у технологии ГРП – 3,3 тыс.т на скважину (рисунок 4).

Таким образом, геологическими особенностями месторождения являются: многопластовость, совпадение залежей в плане; разная степень изученности пластов; клиноформное строение БС₁₀²⁻³, небольшие нефтенасыщенные толщины юрских пластов; обширная площадь водонефтяных зон; наличие литологических экранов; низкая проницаемость пластов БС₁₆₋₂₂, ЮС₁, ЮС₂; наличие нетрадиционного типа коллектора пласта ЮС₀; наличие волнистой, косой, перекрестной слоистости и прослоев углей в пласте ЮС₂. [3]

Библиографический список

1. Study of dispersed-reinforced expanding plugging materials to improve the quality of well cementing / E. V. Egorova, Yu. S. Minchenko, U. V. Dolgova [et al.]. - Text : direct // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference, Stavropol, 25–26 марта 2021 года. – Stavropol : IOP Publishing Ltd, 2021. – P. 12019. – DOI 10.1088/1755-1315/745/1/012019.

2. Зюзько А. Н. ГРП как методы повышения интенсификации добычи углеводородов / А. Н. Зюзько, М. И. Забоева. - Текст : непосредственный // Академический журнал Западной Сибири. – 2018. – Т. 14. – № 6(77). – С. 51.

3. Карнаухов М. Л. Исследования горизонтальных газоконденсатных скважин / М. Л. Карнаухов, О. Н. Павельева. - Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 3. – С. 56-61.

Научный руководитель: Забоева М.И., к.т.н., доцент

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ С УПРАВЛЯЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ

Дьяченко К.В., группа ВСм-20-1, г. Тюмень, a.-09@mail.ru

Технология бурения с управляемым давлением (Managed Pressure Drilling – MPD) даёт возможность контролировать давление в затрубном пространстве по всей длине скважины и регулировать эквивалентную циркуляционную плотность. MPD помогает снизить риски при бурении, повысить его эффективность и пробурить ранее не подлежащие разбурированию скважины.

Использование технологии MPD позволяет решить проблему, связанную с поддержанием давления в заданных пределах. На рисунке 1 показан график давлений узкого «окна», где традиционное бурение не представляется возможным без получения поглощений или без нарушения коллекторских свойств пласта. В данном случае необходимо спустить дополнительную обсадную колонну меньшего диаметра и продолжить бурение, что в свою очередь принесет дополнительные затраты и ограничения при заканчивании скважины.

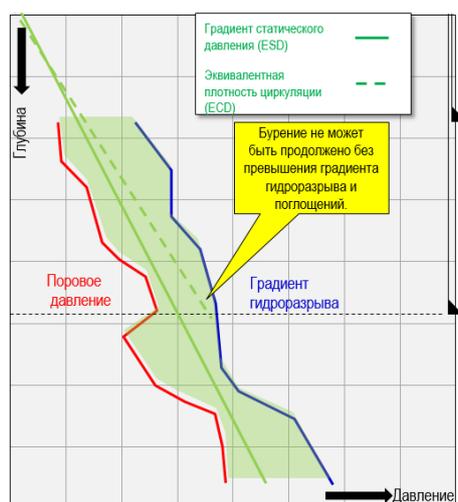


Рисунок 1 – Схематический пример узкого «окна» давлений

Применение технологии (рисунок 2) позволяет сократить затраты, связанные со спуском дополнительной обсадной колонны, уменьшить применение кольматирующих материалов, минимизировать негативное влияние бурового раствора на коллекторские свойства пласта.

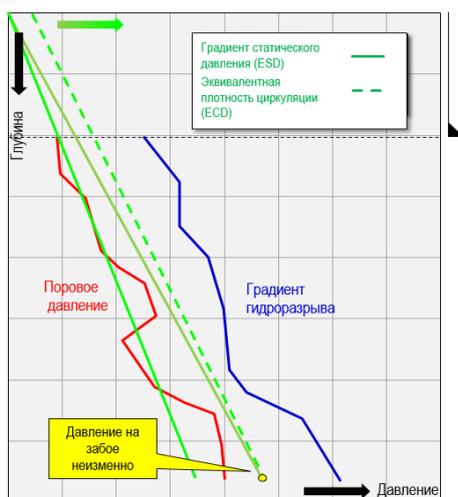


Рисунок 2 – Схематический пример поддержания постоянного давления на забое с применением технологий MPD

За счет контроля давления данная технология позволяет быстрее принимать корректирующие меры при возникновении поглощений и выбросов. Схематичное представление обвязки оборудования для бурения с управляемым давлением изображено на рисунке 3.

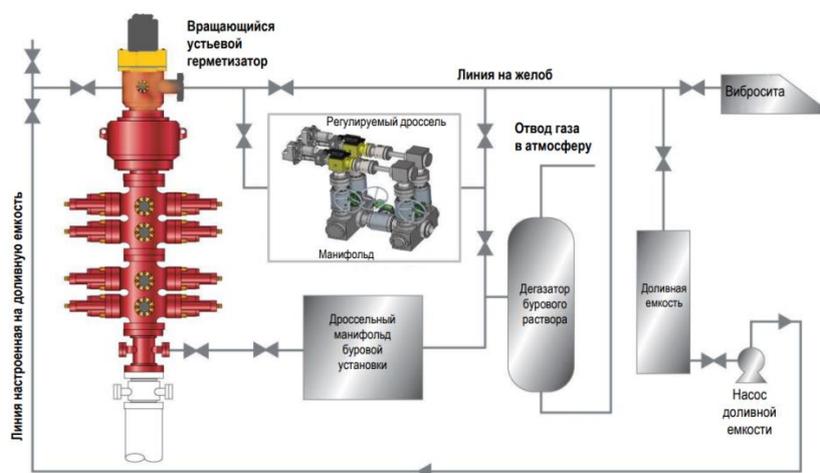


Рисунок 3 – Стандартная обвязка оборудования для бурения с управляемым давлением

Рассмотрим несколько примеров из практики использования системы МРД.

В рифейском пласте Юрубчено-Тохомского месторождения, расположенного в Красноярском крае, была успешно пробурена горизонтальная секция длиной 897 м и выполнены основные задачи: минимизация загрязнения продуктивного пласта буровым раствором и кольматантом, увеличение механической скорости бурения.

Изначально бурение планировалось осуществлять с помощью МРД технологии. Предполагалось, что градиент пластового давления данного участка пласта составит $0,93 \text{ г/см}^3$. Исходя из этого были подобраны плотность бурового раствора $0,93 \text{ г/см}^3$ и производительность азотных установок $15\text{--}20 \text{ м}^3/\text{мин}$, что обеспечило ЭЦП (эквивалентную циркуляционную плотность) в пределах $0,94\text{--}0,95 \text{ г/см}^3$. Однако при получении обильного поглощения на данном режиме потребовалось снизить плотность бурового раствора до $0,86 \text{ г/см}^3$ и продолжить бурение скважины с проявлением пластового газа в объеме $3\text{--}10 \text{ м}^3/\text{мин}$. Это позволило снизить интенсивность поглощения до $2\text{--}3 \text{ м}^3/\text{ч}$. Данные условия достигнуты при ЭЦП $0,78\text{--}0,82 \text{ г/см}^3$ при подаче буровых насосов 11 л/с и производительности азотных установок $20 \text{ м}^3/\text{мин}$. Противодействие во время циркуляции было в среднем $0,2 \text{ МПа}$, во время наращивания – $2,4 \text{ МПа}$.

Важную роль в определении и регулировании ЭЦП в процессе бурения сыграл газовый расходомер. С его помощью в режиме реального времени определялась интенсивность проявления пластового газа, после

чего полученные данные использовались для моделирования гидродинамических условий в скважине и определялась необходимая ЭЦП.

Для оказания на пласт требуемого противодействия во время спускоподъемных операций в ствол скважины устанавливалась вязкоупругая пачка [3] с замещением бурового раствора на утяжеленный буровой раствор плотностью $1,06 \text{ г/см}^3$.

Бурение скважины Верхнеипатского месторождения, расположенного в Усинском районе Республики Коми, с применением МРД прошло в штатном режиме, без поглощений и ГНВП. Задачами МРД было минимизировать поглощения бурового раствора, риски дифференциального прихвата, обеспечить контроль забойного давления.

В качестве основной стратегии использовалось бурение с поддержанием минимально возможной ЭЦП. В ходе строительства скважины были определены фактическое пластовое давление и градиент начала поглощения, которые составили $0,92 - 1,10 \text{ г/см}^3$.

Опираясь на фактические значения безопасных градиентов давлений, определённых при бурении скважины, а также сопоставляя границы с расчётным профилем ЭЦП при бурении без МРД, можно сделать вывод о том, что наиболее вероятной причиной возникновения осложнений являлся гидроразрыв естественно трещиноватых пород коллектора, вызванный чрезмерной репрессией:

- фактический градиент начала поглощения: $1,10 \text{ г/см}^3$;
- расчётное значение ЭЦП в момент вскрытия продуктивного пласта: $1,23 \text{ г/см}^3$;
- расчётная величина репрессии на коллектор (по фактическому пластовому): 120 атм
- превышение давления начала поглощения $\sim 50 \text{ атм}$

Применение технологии МРД позволило снизить плотность раствора до $0,95 \text{ г/см}^3$, что ниже проектного значения градиента пластового давления – $1,06 \text{ г/см}^3$. Данное решение позволило сместить профиль ЭЦП в безопасную зону и завершить строительство в штатном режиме – без поглощений и ГНВП. С применением МРД величина репрессии на коллектор составила 34 атм (в 4 раза меньше бурения без МРД).

Описанные в данной работе методики обладают высоким потенциалом при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и могут стать эффективным решением по сокращению затрат, связанных с ликвидацией геологических осложнений с применением традиционного подхода.

Библиографический список

1. Геологические аспекты применения технологии первичного вскрытия сложных карбонатных коллекторов рифея на «управляемом давлении» / А. Г. Вахромеев, В. М. Иванишин, Р. У. Сираев [и др.]. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2013. – №11. – С. 30-34.

2. Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАЕН № 2 - 2012. - Текст : непосредственный.

3. Наука, Техника, Инновации 2014: сб. ст. Международной научно-технической конференции (25-27 марта 2014 г., г. Брянск) ; ред. А. Л. Сафонов. – Брянск : НДМ, 2014. – 488 с. - Текст : непосредственный.

4. Анализ применения технологии бурения с управляемым давлением на забое при проводке ствола скважины в карбонатных отложениях / В. А. Рябчук, Ю. П. Сердобинцев, В. А. Шмелев, Н. Н. Кривошеева. - Текст: непосредственный // Молодой ученый. - 2019. - № 22 (260). - С. 138-139.

Научный руководитель: Бакиров Д.Л., к.т.н., доцент, заместитель директора филиала по научной работе в области строительства скважин, исполняющий обязанности заведующего базовой кафедры ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

ПОДБОР РЕЦЕПТУР И ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ БРЕЙКЕРНЫХ СИСТЕМ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

***Серая Е.В., инженер II категории научно-исследовательского отдела
сопровождения строительства скважин «СургутНИПИнефть»
ПАО «Сургутнефтегаз», kate.seraya@mail.ru***

На сегодняшний день одним из важнейших вопросов при строительстве скважин всегда было и остается обеспечение качественного вскрытия продуктивных пластов. Данный вопрос наиболее актуален при бурении горизонтальных скважин с нецементируемым хвостовиком и скважин под многосекционный гидравлический разрыв пласта для этого применяются буровые растворы с минимальным содержанием твердой фазы на основе биополимеров, крахмалов и кольматанта карбоната кальция, предотвращающего глубокое проникновение фильтрата в удаленные зоны и способствующего закупориванию пласта.

В настоящее время при заканчивании горизонтальных скважин применяется технология перевода скважины, после бурения, на рассол NaCl не предназначенный для разрушения барьера, а именно фильтрационной корки, образованной в процессе строительства, который снижает сообщение скважина-пласт, а также значительно увеличивает

время вывода скважины на режим и ведет к снижению проницаемости пласта коллектора.

Для интенсификации притока пластового флюида применяются специальные кислотные обработки призабойной зоны пласта (далее – ПЗП), однако кислоты имеют ряд негативных влияний:

-вступают в реакцию не только с компонентами фильтрационной корки, но и с горной породой;

-оказывают интенсивное коррозионное влияние на внутрискважинное оборудование;

-неконтролируемый и неизбирательный метод и т.д.

Что бы исключить вышеперечисленные проблемы, связанные с традиционными методами обработки ПЗП, разработана рецептура брейкерной системы позволяющая эффективно и равномерно удалять фильтрационную корку бурового раствора и улучшать фильтрационно-емкостные свойства в прискважинной зоне пласта на стадии заканчивания.

Разработанная брейкерная система включает в себя комплексоны, фермент-субстратный комплекс и катализаторы. Назначение данных реагентов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Реагенты, использованные в составе брейкерной системы и их назначение

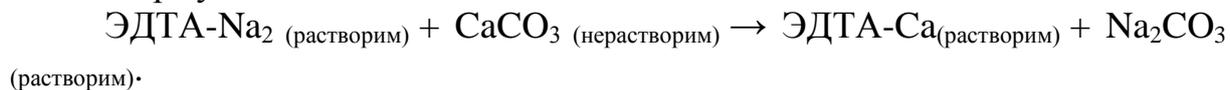
Компонент брейкера	Механизм действия	Компонент фильтрационной корки	Назначение
Хелат	Образование комплекса и растворение	Карбонат кальция	Кольматация стенок скважины
Энзимы	Гидролиз	Полимеры (ксантановая смола, крахмал)	Стабилизатор реологии, понизитель фильтрации
Катализатор	Регулирование скорости и времени реакции	-	

Хелат представляет собой комплексные соединения, в которых лиганд присоединен к центральному атому металла посредством двух или большего числа связей, что позволяет достаточно эффективно разрушать карбонат кальция, связывая его в органическое соединение. Хелаты работают гораздо медленнее и «мягче» кислот, не склонны к активным химическим реакциям с пластовыми флюидами или минералами, слагающими коллектор, что позволяет существенно снизить риск загрязнения ПЗП. К дополнительным преимуществам хелатных

соединений относится низкая коррозионная активность, малая токсичность, легкость транспортировки и хранения.

В данной рецептуре в качестве хелата используется динатриевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты (ЭДТА-Na₂), так как в процессе реакции не образуются нерастворимые соединения, которые могут влиять на процесс разрушения других химических реагентов входящих в состав фильтрационной корки.

Формула взаимодействия с CaCO₃:



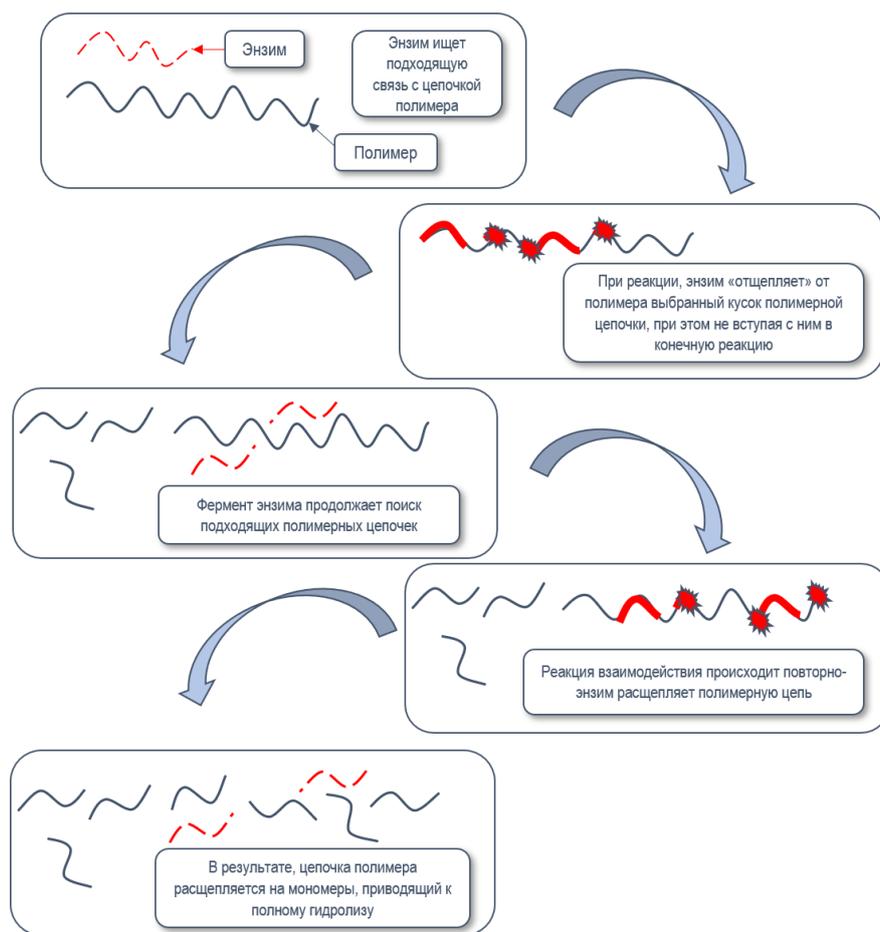
Энзимы — это природные катализаторы. Энзимы являются большими молекулами белков, состоящих из цепочек аминокислот. Применяемые в нефтегазовой промышленности энзимы являются специфичными для определения групп полимеров. Энзимы, разрушающие амилазу (крахмал), так же воздействуют и на ксантановые биополимеры, так как их строение идентичны. Энзимы являются коррозионно-безопасными реагентами – они не реагируют с железом и не образуют нерастворимые осадки «ржавчины», которые являются потенциально опасными соединениями, закупоривающими поры породы-коллектора. Так как энзимы являются катализаторами, то они практически не расходуются в процессе реакции, вследствие чего могут разрушать полимеры до тех пор, пока не изменится среда реакции.

Для гидролиза природных полимеров выбран фермент-субстратный комплекс на основе α-амилазы и γ-амилазы.

α-амилаза катализирует гидролиз крахмала α-1,4-гликозидных связей, что приводит к быстрому снижению вязкости клейстеризованных растворов. Конечными продуктами действия бактериальной α-амилазы на крахмал являются низкомолекулярные растворимые декстрины с небольшим содержанием моно- и дисахаридов (глюкозы и мальтозы).

γ-амилаза-отщепляет последнюю α-1,4-гликозидную связь, приводя к образованию глюкозы, а также гидролизует α-1,6-гликозидную связь приводя к конечному гидролизу более прочных цепей биополимерного реагента.

Механизм действия ферментов:



Катализатор – это химическое вещество, ускоряющее реакцию, но не расходуется в процессе реакции. Применяется по необходимости, в зависимости от необходимой скорости и времени реакции. В качестве катализатора используется пероксид карбамида.

Цель данной работы заключалась в подборе рецептуры брейкерной системы и возможность применения данных составов при заканчивании горизонтальных скважин с цементируемым хвостовиком и скважин под МСГРП на месторождениях Общества, а также разработка рекомендаций по их применению при проведении опытно-промышленных работ.

С целью определения эффективности брейкерной системы проведены лабораторные исследования по влиянию систем на фильтрационную корку раствора. На этапе подбора химических реагентов и концентраций деструктурирующих составов протестировано более 20 систем. По результатам лабораторных исследований только один состав соответствовал всем поставленным критериям.

I ЭТАП Воздействие на фильтрационную корку раствора.

Формирование фильтрационных корок производилось на фильтропрессе НРНТ с применением керамических дисков с проницаемостью 60

Дарси при температуре 80°C и перепаде давления 500 psi. При этом использовали модельный пресный биополимерный раствор.

Для сравнения принималась брейкерная система и уже существующая технология заканчивания скважины с использованием рассола на основе хлорида натрия (NaCl). Фильтрационные корки помещались в рассол на 16 часов при температуре 80°C. По истечении этого времени, изъняли диск из рассола. Отмечено, что данная технологическая жидкость не оказывает влияния на фильтрационную корку (рисунок 1).

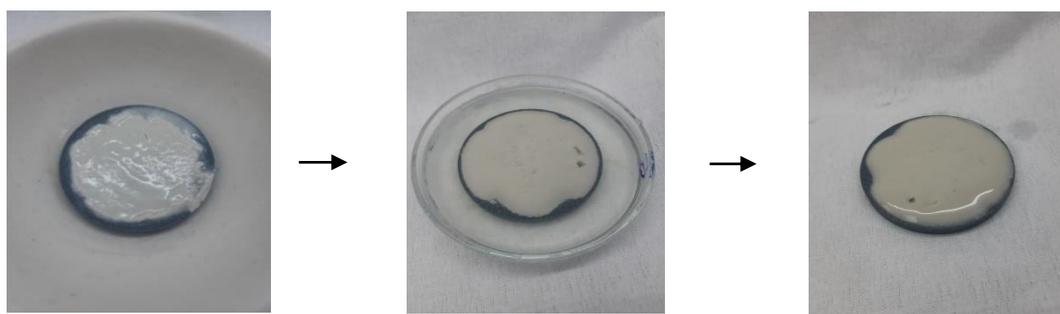


Рисунок 1 – Результат воздействия на фильтрационную корку рассола NaCl

Результаты воздействия на фильтрационную корку брейкерной системой оценивались как визуально, так и исследованием изменения масс фильтрационных дисков на всех этапах исследования. По результатам наблюдается уменьшение массы керамического диска до первоначального значения (таблица 2). Тем самым, подтверждено, что фильтрационная корка с адсорбированными на ней химическими компонентами полностью удалены (рисунок 2).

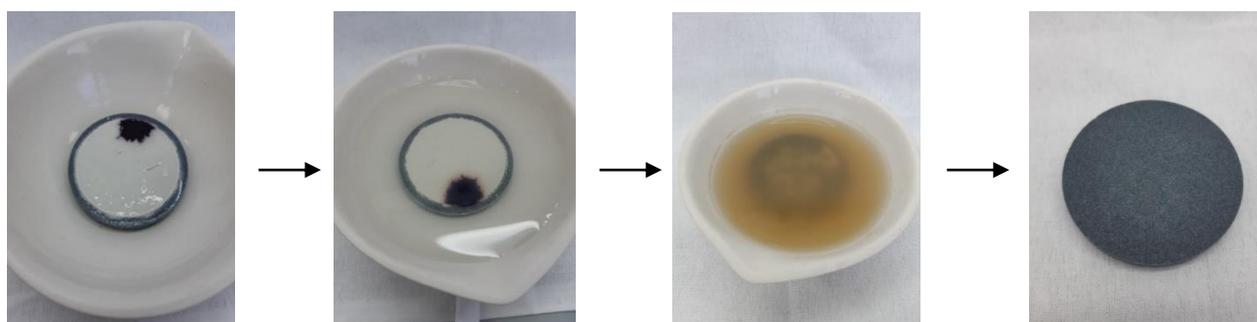


Рисунок 2 – Результат воздействия на фильтрационную корку брейкерной системой

Таблица 2 – Результаты взвешивания керамических дисков после воздействия брейкерной системы

Масса керамических дисков до вымачивания	49 гр
После вымачивания	55 гр
Масса дисков с фильтрационной коркой	59 гр
После извлечения из брейкерной системы	55 гр

II ЭТАП Совместимость с пластовыми флюидами

Для оценки совместимости, произвели смешивание брейкерной системы с пластовыми флюидами в соотношении 70:30, моделируя скважинные условия (температура 80°C, время выдерживания 4 часа).

По результатам приведенным на рисунке 3, брейкерная система с пластовой водой полностью совместима, поскольку при их смешивании не произошло помутнения раствора, не образовалась микроэмульсия и не отмечено опалесценции. Так же, исследуемая технологическая жидкость совместима с сырой нефтью, что подтверждает отсутствие образования труднорастворимых эмульсий, по причине разной полярности.

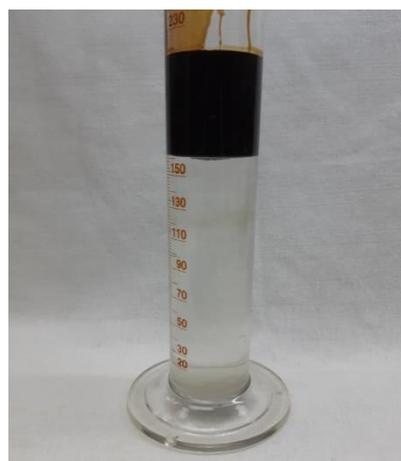


Рисунок 3 – Совместимость брейкерной системы с пластовыми флюидами

Так же проведены лабораторные исследования межфазного натяжения, исследования проводились на приборе DSA100, фирмы KRUSS на границе фаз «нефть - брейкерные системы (БС)» при температуре 80 0C. Результаты представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты определения межфазного натяжения

Тип раствора	Плотность БС, кг/м ³	IFT на границе фаз нефть – БС, мН/м	Фото
Брейкерная система	1103	19,52	

--	--	--	--

Низкие значения межфазного натяжения, благоприятно отражаются на стабильности эмульсий с термодинамической точки зрения.

Замер кинематической, динамической вязкости и плотности производился на вискозиметре Штабингера SVM 3000. Результаты представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Параметры брейкерных систем

Кинематическая вязкость, мм ² /с	Динамическая вязкость, мПа*с	Плотность до добавления КС1, г/см ³	Плотность готовой системы, г/см ³
1,2391	1,3662	1,04	1,10

III ЭТАП Оценка воздействия на ФЕС

На заключительном этапе исследований производилась оценка воздействия на фильтрационно - емкостные свойства образцов керн с проницаемостью 65,37-83,08 мД, на установке FDETES 100-140. Для этого первоначально произведена прокачка бурового раствора, а затем брейкерная система. Результаты проведения эксперимента представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты эксперимента

№ п/п	Прокачиваемая жидкость	Данные прокачки				К, мД	n ₁ , %
		Q, мл/мин	dP, psi	V, мл	T, ч		
1	Керосин	1	3,8	446	7:50	51,5	-
2	Раствор	0,0031	306	2,7	7:35	-	-
3	Керосин	1	3,8	408	6:55	29,6	57,5
4	Брейкерная система	1,3299	254,5	58,8	0:50	-	-
5	Керосин	1	3,7	458	7:50	50,8	98,6

Выводы:

1. Применение брейкерной системы способствует улучшению проницаемости, позволяет повысить качество вскрытия продуктивного пласта и увеличивает коэффициент восстановления проницаемости после воздействия бурового раствора на 98,6%, при этом позволяет повысить дебит вновь вводимых скважин.

2. Наиболее эффективной является брейкерная система, включающая в компонентный состав хелаты и энзимы.

Стоит отметить, что концентрация химических реагентов брейкерной системы зависит от типа применяемых химических реагентов и концентраций в составе бурового раствора.

3. Брейкерная система совместима с пластовыми флюидами.

4. Данная система может применяться для заканчивания скважин под МСГРП с целью повышения сообщения скважина-пласт.

К ВОПРОСУ РЕКУЛЬТИВАЦИИ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ ОБЪЕКТАМИ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

*Леончик А.В., группа ОПТм 20-1,
Василькова А.А., группа ОПТмз 19-1, Тюмень
irina1983kust@gmail.com*

Нефтегазовая отрасль объективно считается одной из основных отраслей промышленности, ответственность на которую возлагают за загрязнение природной среды. Большинство объектов нефтегазодобывающего комплекса являются потенциальными источниками техногенных поступлений, различающихся по составу, концентрациям и объемам выбрасываемых в природу веществ. Несомненно, в состав рабочей документации при обустройстве месторождений включены работы по рекультивации нарушенных территорий, но бывают случаи, когда происходят чрезвычайные ситуации, где необходимо незамедлительно разрабатывать проект рекультивации, чтобы предотвратить последствия аварии и не допустить глобального загрязнения компонентов окружающей природной среды.

Наиболее агрессивными разрушительными факторами для природной среды являются химические загрязнения, связанные с нефтепродуктами. На всем пути от скважины до потребителя нефть и нефтепродукты являются потенциальными загрязнителями окружающей среды [1-5].

Масштабные проявления геохимической трансформации происходят в почвах, обусловленные аварийными разливами нефти и ее спутника - пластовыми вод. Велика роль в загрязнении земельных ресурсов накопителями отходов бурения, в которых находятся высокотоксичные реагенты буровых растворов и рассолы. Современные технологии таких сооружений не исключают поступления токсичных веществ в почвы и грунтовые воды [6-10]. На рисунке 1 представлен реестр загрязненных нефтью, нефтепродуктами, подтоварной водой территорий и водных объектов Ханты-Мансийского автономного округа - Югра по административным районам (по состоянию на 01.01.2021 год)

Район	Приоритетное загрязняющее вещество	Площадь загрязненных земель на 01.01.2021 году, га	
2	3	4	
Нижневартовский район	Нефть, нефтепродукты:	704,046	
	Подтоварные воды:	22,293	
	Газовый конденсат:	0,914	
	Итого:	727,253	
Нефтеюганский район	Нефть, нефтепродукты:	1094,018	
	Подтоварные воды:	312,166	
	Газовый конденсат:	5,519	
	Итого:	1411,703	
Сургутский район	Нефть, нефтепродукты:	86,607	
	Подтоварные воды:	16,510	
	Газовый конденсат:	0,342	
	Итого:	103,458	
Ханты-Мансийский район	Нефть, нефтепродукты:	25,635	
	Подтоварные воды:	7,722	
	Газовый конденсат:	0,016	
	Итого:	33,372	
Кондинский район	Нефть, нефтепродукты:	0,128	
	Подтоварные воды:	0,038	
	Итого:	0,166	
Октябрьский район	Нефть, нефтепродукты:	89,841	
	Подтоварные воды:	0,143	
	Итого:	89,984	
Советский район	Нефть, нефтепродукты:	0,789	
	Подтоварные воды:	0,024	
	Итого:	0,814	
Белоярский район	Итого:	0,000	
Итого по округу:		Нефть, нефтепродукты:	2001,062
		Подтоварные воды:	358,897
		Газовый конденсат:	6,790
		ИТОГО:	2366,749

Рисунок 1 – Реестр загрязненных территорий Ханты-Мансийского автономного округа - Югра

Работы по рекультивации земель, подвергшихся загрязнению нефти и нефтепродуктов, выполняются, с соблюдением норм и правил действующего природоохранного законодательства Российской Федерации, так, чтобы воздействие работ на компоненты окружающей среды было минимальным и не влекло за собой дополнительного загрязнения, а восстановленные компоненты экосистемы должны быть приближены к первозданному виду [2,7,9].

Рекультивация нарушенных земель должна проводиться в следующей последовательности:

- 1) оценка состояния нарушения земельных ресурсов (почвенного покрова);
- 2) анализ эволюции нарушенных земель с целью изучения природной трансформации компонентов в измененных геосистемах;

- 3) разработка способов управления геологическими и биологическими процессами в период проведения работ по рекультивации (принцип природных аналогий);
- 4) анализ природных, технологических и социально-экономических условий для обоснования выбора направления рекультивации земель;
- 5) проведение технологического и, по необходимости, биологического этапов работ рекультивации;
- 6) создание специальных инженерно-экологических систем по оптимизации функционирования всех компонентов окружающей природной среды (почва, вода, животный, растительный мир и т.п.).

Библиографический список

1. Кустышева И. Н. Некоторые технические решения по защите земельных ресурсов в нефтегазовом комплексе / И. Н. Кустышева. - Текст : непосредственный // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. - 2015. - № 1. - С. 23-26.
2. Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 года №74-ФЗ Принят Государственной думой 3 июня 2006 года / Справочно-правовая система «Консультант Плюс». - Текст: электронный. – URL : http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_60683/.
3. Кустышева И. Н. К вопросу формирования земельных участков под объекты нефтегазового комплекса / И. Н. Кустышева, А. В. Кряхтунов. - Текст : непосредственный // Изв. вузов. Нефть и газ. - 2014. - №5.- С. 115-118.
4. Скипин Л. Н. Результаты элементов технологий биологической рекультивации буровых шламов / Л. Н. Скипин, В. С. Петухова, И. Н. Кустышева. - Текст : непосредственный // Сб. мат. XV науч.-практ. конф. молодых ученых, аспирантов, соискателей и магистрантов ТюмГАСУ. - 2015. - С. 11-116.
5. Постановление Правительства РФ от 23.02.1994 года № 140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы» / Справочно-правовая система «Консультант Плюс» : [сайт]. – URL : <https://rulaws.ru/government/Postanovlenie-Pravitelstva-RF-ot-23.02.1994-N-140/>. - Текст: электронный.
6. Постановление Правительства РФ: от 10.07.2018 года №800 «О проведении рекультивации и консервации земель» / Информационно-правовая система «Консультант Плюс» : [сайт]. – URL : http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_302235/ - Текст: электронный.
7. Kustysheva I. Consideration of Environmental Factors in Planning and Development of Urban Areas / I. Kustysheva. – Text : direct // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. - 2017.

8. Водолеев А.С. Рекультивация техногенно-нарушенных земель Кузбасса / А.С. Водолеев. - Барнаул. – 362 с. – Текст : непосредственный.

9. Кустышева И. Н. Восстановление земельных ресурсов при строительстве и ликвидации скважин Бованенковского месторождения / И. Н. Кустышева, В. В. Журавлев, Л. Н. Скипин. - Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2015. - № 6. - С. 93-99.

10. Избранные проблемы и перспективные вопросы землеустройства, кадастров и развития территорий — 2017 : коллективная монография / кол. авторов ; под общ. ред. А.П. Сизова. — Москва : РУСАЙНС, 2018. — 262 с. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Кустышева И.Н., доцент кафедры геодезии и кадастровой деятельности, к.т.н., доцент

АНАЛИЗ ПОВЕДЕНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ В СКВАЖИНЕ СРЕДСТВАМИ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «УНИВЕРСАЛЬНЫЙ МЕХАНИЗМ»

**Лысиков Н. Н., ООО «Вычислительная Механика», Брянск, сайт:
www.umlab.ru**

Программный комплекс «Универсальный Механизм» предназначен для моделирования динамики различных механических систем [1]. Комплекс включает математическое ядро, обеспечивающее описание механической системы, синтез и численное интегрирование уравнений движения, а также набор специализированных инструментов – модулей, предназначенных для исследования динамики рельсовых экипажей, автомобилей, гусеничных машин, анализа усталостной долговечности, износа и многого другого. Одним из направлений развития комплекса является анализ динамики бурильной колонны в скважине и его приложения.

Строительство современных скважин на нефть и газ является технически сложной задачей. Для минимизации рисков бурильные компании широко используют компьютерное моделирование, как на этапе проектирования скважины, так и непосредственно в процессе ее строительства.

На основании опыта, полученного при работе с компанией Weatherford Ltd. – одним из крупнейших операторов строительства скважин – в 2009-2014 годах, команда разработчиков программного комплекса «Универсальный Механизм» занимается развитием инструментов для решения инженерных задач, связанных с исследованием поведения бурильной колонны в скважине произвольной конфигурации.

На текущий момент реализованы инструменты для решения задач Torque & Drag анализа бурильной колонны, статического анализа нижней компоновки колонны и анализа динамики колонны во временной области; идет разработка инструментов линейного вибрационного анализа для построения карт критических скоростей вращения колонны, анализа направления проходки и прогноза траектории скважины.

Траектория скважины задается в табличном формате, с опциональным учетом извилистости ствола. Конструкция скважины описывается набором интервалов открытого и обсаженного ствола. Компоновка колонны задается набором деталей. Для описания деталей используется унифицированная модель, позволяющая описывать основные типы элементов колонны в виде набора упругих или абсолютно твердых тел, соединенных связями различных типов. Применяющийся подход позволяет описывать как однородные секции бурильных труб, так и детали сложной конфигурации: долота, стабилизаторы, забойные двигатели, роторные управляемые системы, наддолотные расширители и пр.

На основании описания компоновки создается динамическая модель бурильной колонны, включающая геометрически нелинейные балочные конечные элементы, рассматриваемые в рамках модифицированного подхода Крейга-Бемптона, а также абсолютно твердые тела или упругие тела произвольной геометрии, соединенные между собой посредством шарниров либо силовых элементов [2, 3].

Для описания взаимодействия колонны со стенками скважины используются дискретные контактные силы – типа «окружность-цилиндр» либо «точки-цилиндр». Влияние бурового расчета учитывается при расчете веса колонны, а также при вычислении демпфирования системы и присоединенных масс, по зависимостям, приведенным в работах Чена [4].

Torque & Drag анализ бурильной колонны предполагает анализ распределений осевых сил и крутящего момента в колонне для различных технологических операций без учета (т.н. «мягкая» модель) и с учетом (т.н. «жесткая» модель) поперечных смещений колонны в скважине. На основании расчета подбирается компоновка колонны, а также усилия на подвесе, обеспечивающие передачу необходимой силы и момента на долото, не приводящие к разрушению элементов колонны, либо потере их устойчивости под действием осевых сил [5].

Для оценки поведения нижней части компоновки в скважине применяется анализ деформированного состояния невращающейся модели. При стационарных режимах работы компоновка совершает малые колебания относительно рассчитанного положения. Данный тип анализа служит для оптимизации распределения точек контакта компоновки со стенками скважины, в целях снижения износа, вибраций и риска прихватов; снижения среднего уровня и амплитуд внутренних напряжений

в элементах компоновки; оценки условий функционирования систем управления направлением проходки в скважинах сложной геометрии и т.д.

Анализ динамики колонны основан на моделировании движения ее модели во временной области с опциональным учетом сил резания на долоте, взаимодействия со стенками скважины и различных силовых возмущений. Область применения – исследование процессов, которые сложно оценить с помощью классических подходов, исследующих невращающуюся модель колонны. Результаты анализа можно использовать для разработки рекомендаций по режимам проходки, способам управления, настройки систем контроля момента и силы на подвесе колонны, уточнения условий эксплуатации оборудования при проектировании и многого другого.

В рамках инструмента реализован интерактивный контроль параметров модели и условий эксплуатации в процессе моделирования движения компоновки в скважине. Данная возможность может применяться для изучения переходных динамических процессов, возникающих в результате изменения условий эксплуатации, характеристик пласта, настроек управления направлением проходки и т.д. Одним из направлений исследований является разработка инструмента оценки поведения компоновки в скважине на основании текущих данных, передаваемых с буровых установок по WITSML протоколу.

Для корректного моделирования поведения компоновки необходимо учитывать силы на долоте. Для описания их взаимодействия долот с неподвижными алмазными коронками и шарошечных долот поверхностью забоя реализованы наиболее распространенные модели резания породы, адаптированные под использование в составе динамической модели колонны. В рамках перспективных исследований прорабатываются модели долот, учитывающие механизм резания породы каждым отдельным резцом с изменением формы забоя [6].

Библиографический список

1. Погорелов Д. Ю. Компьютерное моделирование динамики технических систем с использованием программного комплекса «Универсальный механизм» / Д. Ю. Погорелов. – Текст : непосредственный // Вестник компьютерных и информационных технологий. - 2005. - № 4. - С. 27-34.

2. A multibody system approach to drill string dynamics modeling / D. Pogorelov, G. Mikheev, N. Lysikov [et al.]. – Text : direct // ASME 2012 11th Biennial Conference on Engineering Systems Design and Analysis, ESDA 2012. – 2012. - P.53-62.

3. Nonlinear Finite Element for Simulation of Dynamics of Beam Structures Using Multibody System Approach / O. Dmitrochenko, G. Mikheev,

D. Pogorelov, R. A. Gandikota. – Text : direct // Proc. 11th World Congress on Computational Mechanics (WCCM XI). – 2014. - P. 655-666.

4. Погорелов Д. Ю. Расчет собственных колебаний буровой колонны с учетом влияния промывочной жидкости / Д. Ю. Погорелов. – Текст: электронный // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2018. - № 5. – URL : http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/5_2018/ogbus_5_2018_p134-150.pdf (дата обращения 20.01.2022).

5. Use of multibody system approach for torque and drag analysis of long drill strings / D. Y. Pogorelov, G. V. Mikheev, K. B. Valiullin, R. Gandikota . – Text : direct // 11th World Congress on Computational Mechanics, WCCM 2014, 5th European Conference on Computational Mechanics, ECCM 2014 and 6th European Conference on Computational Fluid Dynamics, ECFD 2014 11. - 2014. - P. 688-699.

6. Погорелов Д. Ю. Силы взаимодействия долота с породой при компьютерном моделировании динамики буровой колонны / Д. Ю. Погорелов, Н. Н. Лысиков. – Текст: электронный // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2019. - № 3. – URL : http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/3_2019/ogbus_3_2019_p211-236.pdf (дата обращения 20.01.2022).

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ФТОРКЕТОНА ДЛЯ ЕГО ДАЛЬНЕЙШЕГО ПРИМЕНЕНИЯ В КАЧЕСТВЕ ОСНОВЫ БУРОВОГО РАСТВОРА

*Королева И.А., группа БСб-18-1, г. Тюмень, korolevaiiaa@gmail.com
Мочалова А.А., группа БСб-18-1, г. Тюмень, alena253005@yandex.ru*

Многолетнемерзлые породы занимают более половины площади территории Российской Федерации. Именно в зоне распространения мерзлоты сосредоточена наибольшая часть запасов углеводородных ресурсов страны, однако строительство скважин в данных регионах сопряжено с существенными проблемами.

К основным осложнениям и авариям в процессе бурения и крепления скважин в многолетнемерзлых породах относятся: интенсивное кавернообразование, обвалы пород и поглощения; промерзание бурового раствора при остановке циркуляции в скважине; некачественное крепление вследствие высокой кавернозности интервалов; смятие обсадных колонн, вызванное явлениями обратного промерзания [1]. Большая часть осложнений связана с растеплением многолетнемерзлых пород потоком бурового раствора и интенсивной гидратацией глин.

Проектирование процесса бурения в условиях залегания многолетнемерзлых горных пород происходит с учетом температурных условий разбуриваемых пластов и ожидаемой температуры промывочной жидкости. В качестве жидкостей для криогенного бурения выступают

специальные безводные промывочные агенты, которые обладают низкой температурой кристаллизации и инертны по отношению к разбуриваемым горным породам и пластовым флюидам. Особый интерес вызывает группа фторированных кетонов, например перфторэтилизопропилкетон. В его молекуле все атомы водорода заменены на прочно связанные с углеводородной решеткой атомы фтора, что делает вещество инертным во взаимодействии с другими молекулами и наделяет свойствами ингибитора тепловых реакций [2]. Химическая формула вещества представлена в следующем виде: $\text{CF}_3\text{CF}_2\text{C}(\text{O})\text{CF}(\text{CF}_3)_2$.

Исследования физико-химических свойств перфторэтилизопропилкетона, а также опыты по исследованию влияния фторкетона на процесс набухания глин были проведены в лаборатории Центра перспективных исследований и инновационных разработок Тюменского индустриального университета. В рамках исследований на первом этапе были изучены: скорость испарения, плотность, кинематическая вязкость. На втором этапе исследований проводились эксперименты по определению наличия взаимодействия фторкетона с жидкостями различного природного происхождения: дистиллированная вода, сырая нефть и растительное масло (Рис. 1).

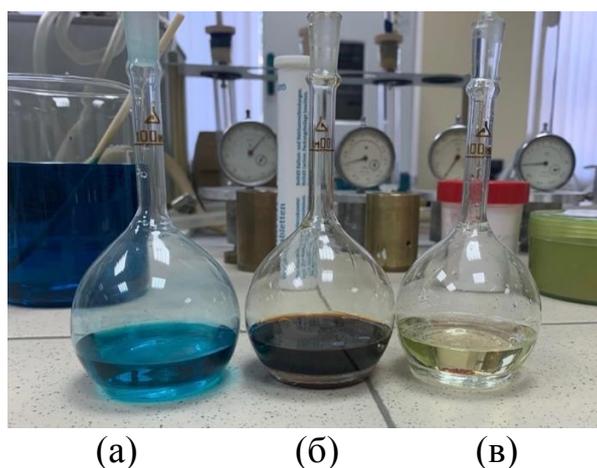


Рисунок 1 – Смешение чистых жидкостей
(а – фторкетон+окрашенная вода, б – фторкетон+сырая нефть,
в – фторкетон+растительное масло)

На основании результатов первых двух этапов исследования можно сделать следующие выводы:

- С увеличением температуры скорость испарения фторкетона увеличивается;
- Фторкетон обладает низкой температурой кристаллизации ($-108\text{ }^{\circ}\text{C}$), является ингибитором тепловых реакций и имеет низкий класс опасности [2].

- С увеличением температуры плотность фторкетона уменьшается, что ограничивает диапазоны допустимых температур применения в качестве промывочной жидкости;
- С увеличением температуры кинематическая вязкость фторкетона уменьшается;
- С фторкетонами жидкости не смешиваются как в чистом виде, так и при наличии эмульгатора (натрий лаурил сульфат). В силу высокой плотности фторкетон концентрируется у основания колбы вытесняя менее плотную жидкость.

При добавлении гелеобразующего агента в систему фторкетон-эмульгатор-вода образовывается неустойчивая пена (Рис. 2а), которая быстро разрушается с течением времени, однако с добавлением масла растительного происхождения формируется устойчивая вязкая пенная система, которая не разрушается при условии обеспечения герметичности сосуда хранения (Рис. 2б).



(а)



(б)

Рисунок 2 – Образование пенных систем в присутствии фторкетона

Определение коэффициента набухания глины производилось на приборах Жигача-Ярова. В качестве изучаемых жидкостей, помимо фторкетона, были использованы вода, растворы солей в концентрации 2% и 5%. Результаты исследований представлены на графике (рисунок 3), на который также нанесены кривые изменения высоты поршня прибора Жигача-Ярова от времени нахождения в растворах полимеров: полиакриламид (Праестол 2500), поливиниламин (опытный образец компании ООО «СХТ»), полигликоль (смесь гликолей разной молекулярной массы) [3].

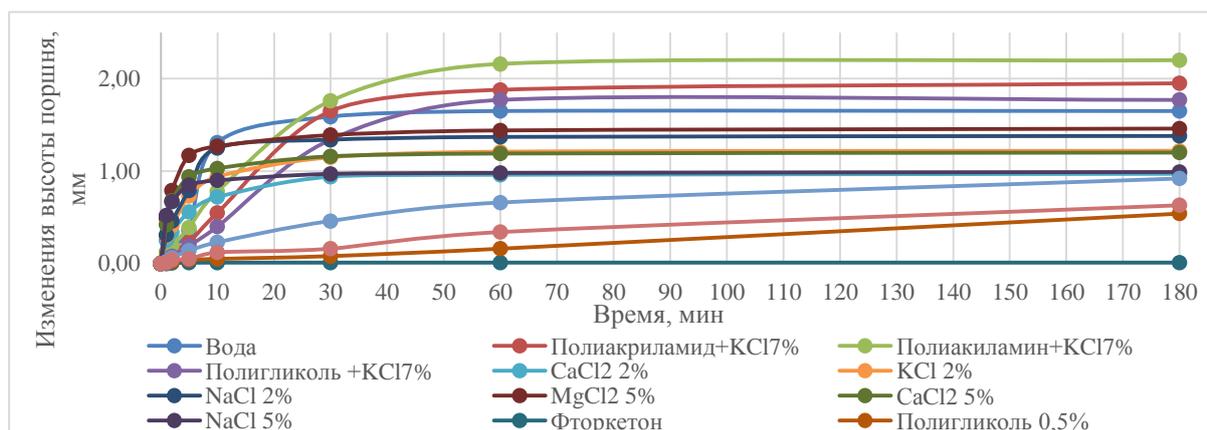


Рисунок 3 – Набухание глины в исследуемых жидкостях

Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод, что самое интенсивное набухание глин в растворе соли калия и полимера по причине проявления каталитических свойств соли при взаимодействии с бентонитом. Что говорит об отсутствии синергетического эффекта от совместного применения полимеров и солей. Наилучшим из исследуемых ингибиторов является полиглицоль в концентрации 0,5%.

Изменение высоты поршня прибора при проведении исследования с фторкетонном составило 0,01 мм, что можно объяснить межмолекулярным взаимодействием (рисунок 4а). По истечении времени исследования глина осталась в первоначальном виде – сухой (рисунок 4б).



(а)



(б)

Рисунок 4 – Исследование набухания глины фторкетонном на приборе Жигача-Ярова, 4б - результат проведения эксперимента

Проведенные исследования позволяют предположить, что при дальнейшем изучении свойств перфторэтилизопропилкетона возможно создание промывочной жидкости для криогенного бурения, которая позволит минимизировать риски возникновения осложнений, связанных с растеплением толщи многолетнемерзлых пород.

Библиографический список

1. Напряженно-деформированное состояние крепи скважин в криолитозоне : учеб. пособие / В. Г. Кузнецов [и др.]. – Москва : Недра, 2003. - 154с. - Текст : непосредственный.
2. 3MTM Novec TM 1230 Fire Protection Fluid: Document Group: 16-3425-2; № 29.03. – 04.21.2021. – Р. 1 – 9. – Text : direct.
3. Масалида И. В. Исследование набухания глинистых пород под действием солей и полимеров / И. В. Масалида ; науч. рук. К. М. Минаев. - Текст : непосредственный // Проблемы геологии и освоения недр : труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г. : в 2 т. — Томск : ТПУ, 2016. — Т. 2. — [С. 751-753].

Научный руководитель: Тулубаев А.Б., доцент кафедры Бурения нефтяных и газовых скважин, к.т.н.

РАЗРАБОТКА СОСТАВА БУРОВОГО РАСТВОРА С КОНДЕНСИРОВАННОЙ ТВЕРДОЙ ФАЗОЙ

***Блинов П.А., к.т.н., доцент кафедры бурения скважин Санкт-Петербургского горного университета, г. Санкт-Петербург,
Vlinov_PA@pers.spmi.ru***

***Шаньшеров А.В., аспирант кафедры бурения скважин Санкт-Петербургского горного университета, г. Санкт-Петербург,
mr.shansherov@mail.ru***

Буровые технологические жидкости являются важной составляющей процесса строительства скважин. Существует множество промысловых жидкостей, которые различны по свойствам и компонентным составам, при этом правильный их выбор может повлиять на качество и безаварийное проведения буровых работ.

Буровыми растворами с конденсированной твердой фазой занимались Нечаева О.А., Ангелопуло О.К., Шарипов А.У. и др. Особенностью рассматриваемого бурового раствора является метод его получения – конденсационный. В основе метода лежат физические и/или химические процессы возникновения новой фазы при соединении молекул и ионов в гомогенной среде [2].

Разработанный состав исследуемого бурового раствора был изучен в лаборатории Горного Университета. В качестве одного из электролитов

был использован раствор хлорида кальция, а в качестве второго - раствор солей и оснований. Вторым электролитом является многокомпонентная система, важным является растворимость всех соединений и способ получения данной системы (является промышленным отходом, получаемым при производстве алюминия). Из недостатков можно выделить высокий pH, который равен 12. Достоинствами исследуемого раствора являются:

- стойкость к воздействию пластовых вод любой минерализации;
- образование фильтрационной корки, которая легко растворяется в процессе соляно-кислотной обработки;
- при нормальных температурах не растворяет вскрываемые отложения солей.

Плотность раствора измеряли рычажными весами FANN модели 140, показатель фильтрации – по стандарту АНИ на пресс-филт্রে FANN, измерение реологических параметров проводилось на ротационном вискозиметре Fann 35, концентрацию ионов водорода определяется прибором pH-метр/ионометром «Экотест-2000». Результаты испытаний бурового раствора указаны в таблице 1.

Таблица 1. Результаты лабораторных испытаний бурового раствора

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	Фактическое значение
1	Плотность бурового раствора	кг/м ³	1150
2	Показатель фильтрации	см ³ /30 мин	8
3	Водородный показатель	-	12
4	Реологические свойства при T=15°C и давлении 0,1 МПа		
4.1	600	град	174
4.2	300	град	111
4.3	200	град	85
4.4	100	град	52
4.5	6	град	7
4.6	3	град	4
4.7	Пластическая вязкость	мПа·с	63
4.8	ДНС	Па	23
4.9	СНС 10 сек	Па	2

4.10	СНС 10 мин	Па	3
------	------------	----	---

На основании реологических параметров жидкости была построена реологическая кривая течения бурового раствора с конденсированной твердой фазой (рис.1). Уравнение реологической модели жидкости Оствальда – де Ваале имеет следующий вид:

$$\tau = K * \gamma^n,$$

где τ – касательное напряжение, Па; K – показатель консистенции; γ – скорость сдвига, c^{-1} ; n – показатель нелинейности.

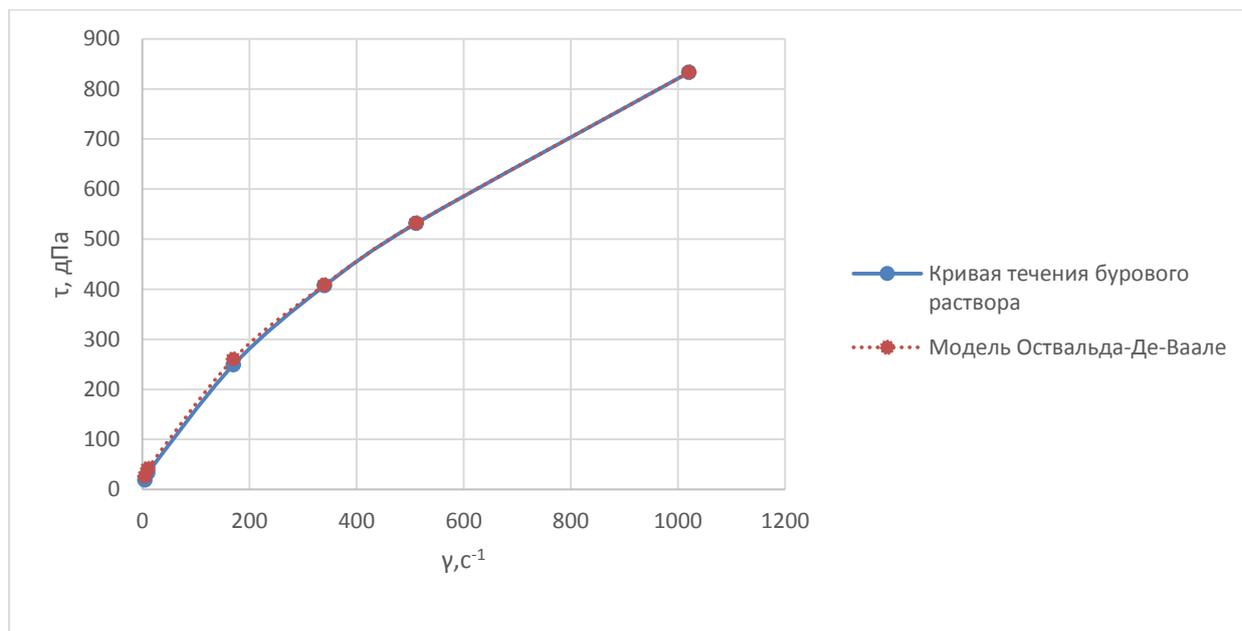


Рисунок 1 – Реологическая кривая бурового раствора с конденсированной твердой фазой

Разработанный буровой раствор с конденсированной твердой фазой имеет ряд преимуществ: стойкость к загрязнению флюидами и выбуренной породе; сохранение свойств пласта коллектора; обладает ингибирующими свойствами.

Входящие в состав химические реагенты имеют относительно невысокую стоимость на отечественном и зарубежном рынке, что позволяет применять данный тип раствора в буровой практике.

Библиографический список

1. Алимов Р. М. Буровые растворы с конденсированной твердой фазой и возможность их применения / Р. М. Алимов, Р. Ш. Каракаев, О. А. Нечаева. - Текст : непосредственный // Научное сообщество студентов :

материалы XI Междунар. студенч. науч.–практ. конф. / ред. О.Н. Широков [и др.]. – Чебоксары : ЦНС «Интерактив плюс», 2016. – С. 82-86.

2. Ахмадеев Р. Г. Химия промысловых и тампонажных жидкостей / Р. Г. Ахмадеев, В. С. Данюшевский. – Москва: Недра, 1981. – С. 40-42. - Текст : непосредственный.

3. Булатов А. И. Системный анализ исследований течения вязко-пластичных жидкостей – глинистых и цементных растворов (ч. 1) / А. И. Булатов. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2016. - №3. - С. 18-23.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПОРТЛАНДЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ С ВЕСЬМА КРЕПКИМ РАССОЛОМ

*Белей И.И., главный специалист ОНИРОСС ООО «Газпром
проектирование», к.т.н.,
Речанов Д.А., начальник лаборатории тампонажных растворов
ОНИРОСС ООО «Газпром проектирование»,
Родер С.А., ведущий инженер ОНИРОСС ООО «Газпром
проектирование»,
Фляг Н.В., инженер 1 категории ОНИРОСС ООО «Газпром
проектирование»,
Пермитин А.Г., главный специалист ОКПСС ООО «Газпром
проектирование»*

Учитывая наличие высокоминерализованных пластовых вод в разрезах большинства нефтяных и газовых месторождений Восточной Сибири (со степенью минерализации от 350 до 634 г/дм³, т.е. крепкие и весьма крепкие рассолы), требуется обязательная оценка коррозионной стойкости камня применяемых тампонажных систем к действию таких вод [1].

Исследованиями [2], выполненными с использованием прибора расширения/усадки 4268 ES, для портландцементных растворов установлено наличие преимущественно контракционного поглощения высокоминерализованной пластовой воды. В случае предварительно сформированного камня из этих же растворов, фиксируется отфильтрование поровой жидкости из камня в пластовую воду. Данный эффект связан с тем, что цементный камень может обладать полупроницаемыми свойствами и при контакте с жидкостями, минерализация которых выше минерализации поровой водной фазы, возникает осмотическое давление, вызывающее фильтрацию растворителя (водной фазы камня) в минерализованную среду.

В работах Данюшевского В.С. [3], Булатова А.И. [4] указывается на вероятную роль осмотических процессов в коррозионном разрушении цементного камня в некоторых агрессивных средах, которые способствуют развитию в цементном камне свойства полупроницаемости. В особенности это относится к случаям взаимодействия камня с весьма крепкими рассолами, что может быть основной причиной его коррозионного разрушения.

На рисунках 1 и 2 приведены результаты испытаний на приборе 4268 ES образцов камня различных составов при контакте с весьма крепким рассолом плотностью $1,415 \text{ г/см}^3$ и общей минерализацией $622,897 \text{ г/дм}^3$, отобранного из скважины 3А Знаменской площади (образец пластовой воды предоставлен ООО НПВФ Брайнсиб, г. Иркутск).

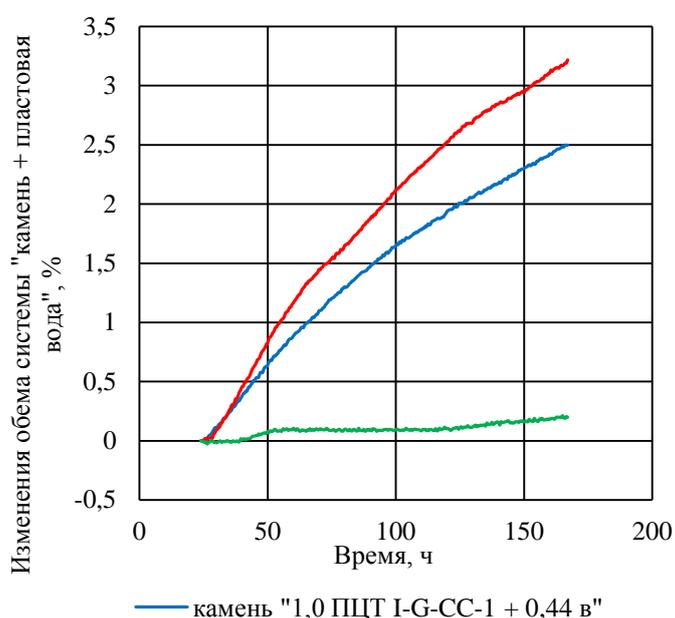


Рисунок 1 – Изменение во времени объема системы при контакте с пластовой водой предварительно сформированного камня на основе ПЦТ I-G-CC-1 (температура $43 \text{ }^\circ\text{C}$, атмосферное давление)

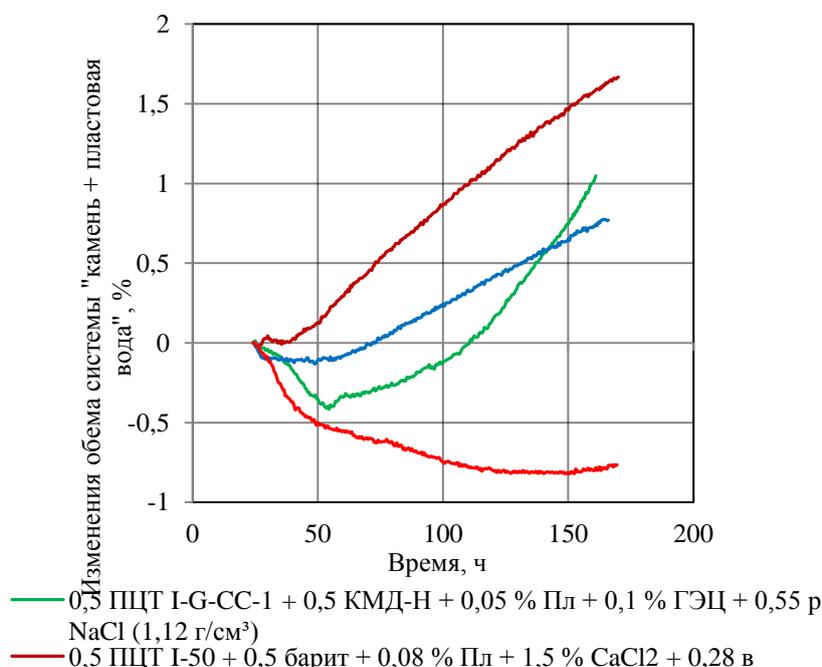


Рисунок 2 – Изменение во времени объема системы при контакте с пластовой водой предварительно сформированного камня УТР и камня с минеральными добавками (температура 43 °С, атмосферное давление)

Вначале осуществлялось предварительное формирование камня, для чего после заполнения тампонажным раствором автоклава прибора, сверху устанавливалась резиновая диафрагма и заливалась пресная вода. Сборка герметизировалась, подогревалась до температуры $43 \pm 0,5$ °С (в течение 120 мин) и находилась в этих условиях 24 ч, т.е. твердение тампонажного раствора происходило при атмосферном давлении в изолированных условиях (без доступа воды). В дальнейшем, без охлаждения автоклава прибора 4268 ES, удалялась пресная вода, диафрагма и на камень заливалась отфильтрованная подогретая пластовая вода. После герметизации автоклава определялись объемные изменения системы «тампонажный камень + пластовая вода» во времени при температуре $43 \pm 0,5$ °С и атмосферном давлении.

Контакт предварительно сформированного портландцементного камня с пластовой водой происходил только по одной (верхней) плоскости в течение 165-170 ч. Начальные исследования характера взаимодействия с пластовой водой выполнялись с использованием камня на основе тампонажного портландцемента ПЦТ I-G-CC-1, затворяемого пресной водой, растворами хлорида натрия (18 %-ный, плотностью $1,12$ г/см³) и хлорида кальция (4 %-ный, плотностью $1,031$ г/см³), при жидкость/цементном отношении 0,44 (рисунок 1).

В дальнейшем, для сравнения были испытаны и образцы камня более сложных составов тампонажных систем (смесь портландцемента с комплексной минеральной добавкой КМД-Н, полимерным стабилизатором ГЭЦ и утяжеленных смесей), предполагаемых к практическому применению в интервалах с наличием высокоминерализованных пластовых вод (рисунок 2).

Как видно на рисунке 1, для составов, приготовленных на пресной воде и на растворе хлорида кальция, практически сразу же после контакта камня с пластовой водой прибором фиксируется увеличение суммарного объема системы «камень + пластовая вода», сохраняемое до окончания опыта. Данный факт нельзя объяснить возможным расширением камня, т.к. образцы по окончании опыта сохраняли первоначальный объем, а извлечение их из автоклава происходило при незначительном усилии.

Очевидно к моменту контакта камня с пластовой водой возможность контракционного поглощения снижается, но возникают условия для проявления осмотического давления за счет образования слоя с полупроницаемыми свойствами. Поскольку осмотическое давление превышает контракционное разрежение, происходит «обратная» фильтрация жидкой фазы из образца во внешнюю среду. Учитывая, что к этому времени камень имеет уже достаточно жесткую, недеформируемую кристаллическую структуру, отток жидкой фазы не приводит к уменьшению объема камня и прибором фиксируются только положительные изменения системы.

В случае камня состава с хлоридом натрия также происходит увеличение суммарного объема системы «камень + пластовая вода», но в более поздний период и на незначительную величину. К моменту окончания опыта сохраняется тенденция к увеличению объема, что указывает на возможность обратной фильтрации и «обезвоживание» камня в дальнейшем.

Таким образом, при контакте предварительно сформированного камня стандартного портландцемента ПЦТ I-G-CC-1 с пластовой водой, во всех рассмотренных случаях фиксируется увеличение суммарного объема системы «камень + пластовая вода», зависящее от степени гидратации цемента на момент контакта камня с рассолом и от минерализации поровой жидкости.

Факт осмотического оттока поровой жидкости из камня подтверждается уменьшением массы образцов-кубиков на 10-15 % в течение первого месяца хранения их в данной пластовой воде. После испытания на прессе для всех образцов характерен высушенный, как-бы обезвоженный вид излома, указывающий на полное связывание водной фазы, введенной при затворении, и отсутствие ее поступления извне.

На рисунке 2 приведены результаты исследований объемных изменений системы «камень + пластовая вода» во времени для УТР

плотностью 2,29-2,3 г/см³ (на основе барита и железистого утяжелителя), а также для сравнения - данные испытания камня с большим содержанием минеральных добавок.

Можно видеть, что в случае камня УТР происходит увеличение суммарного объема системы «камень + пластовая вода», аналогично взаимодействию с пластовой водой камня тампонажного раствора нормальной плотности. Однако интенсивность и значения прироста суммарного объема системы для камня УТР менее значительны, что связано с различиями гидратационных процессов, объемов мобильной водной фазы, возможности формирования в камне зон с полупроницаемыми свойствами, как за счет продуктов гидратации, так и в результате взаимодействия гидратных соединений вяжущего с компонентами пластовой воды.

Сравнивая данные на рисунках 1 и 2 можно отметить, что если для камня нормальной плотности процесс обратной (осмотической) фильтрации происходит практически сразу, то для камня УТР указанных составов требуется определенное время для формирования зоны с полупроницаемыми свойствами. В случае состава с баритом это связано со значительно меньшим содержанием вяжущего материала и, соответственно, замедлением скорости образования кольматационного слоя при взаимодействии составляющих продуктов гидратации с пластовой водой. Тем не менее, наличие ускоряющей добавки, усиливающей гидратацию цемента и формирование кристаллической структуры, в дальнейшем способствует достаточно быстрому созданию зоны с мембранными свойствами, аналогично системе нормальной плотности.

В случае состава УТР с ЖУ, затворенного пресной водой, фиксируется некоторое уменьшение суммарного объема системы «камень + пластовая вода», что можно объяснить контракционным поглощением пластовой воды, в результате продолжающейся гидратации цемента, и превалированием данного процесса. Но по мере снижения величины контракции, а также приобретения поверхностным слоем камня определенных полупроницаемых свойств, создаются условия уже для проявления эффекта осмоса, поскольку имеется достаточно высокая разность в концентрациях внешней и поровой жидкими фазами. Поэтому в дальнейшем также наблюдается прирост объема системы за счет оттока поровой жидкости.

Отсутствие явного проявления осмотического эффекта отмечается для камня УТР состава с ЖУ, приготовленного на растворе NaCl с добавлением CaCl₂. Процесс поглощения происходит замедленно, что связано с невысокой скоростью гидратации цемента, по причине высокой концентрации NaCl в жидкости затворения, оказывающего определенное замедляющее действие даже в присутствии CaCl₂. Кроме того, сказывается

влияние более высокой начальной проницаемости камня и менее значительной разности в минерализации внешней и внутренней жидкими фазами, исключая проявление осмотического эффекта в начальный период контакта.

Однако спустя 150-160 ч прибором фиксируется уже прирост объема, что указывает на наличие обратной фильтрации. Таким образом, проявление осмотического эффекта наблюдается и в этом случае, но в более поздний период. Отличительной особенностью испытания камня данного состава является лишь наличие более продолжительного начального контракционного периода до последующего изменения направления фильтрации.

В случае камня состава с минеральной добавкой, приготовленного на растворе NaCl, также вначале фиксируется уменьшение объема системы, обусловленное контракционным поглощением пластовой воды, ввиду сохранения камнем определенной проницаемости. Спустя 50-52 ч взаимодействия происходит изменение направления фильтрационных потоков и прибором фиксируется уже увеличение объема, причем более интенсивное, нежели в случае УТР с NaCl. Последнее, очевидно, обусловлено возникновением большего осмотического давления по причине усиления полимером ГЭЦ мембранных свойств зоны кольматации.

Как показали длительные испытания, наличие указанных осмотических эффектов может быть причиной разрушения портландцементного камня вследствие «внутреннего» осмотического давления. Но даже при сохранении целостности камня, нежелательным фактором является его хрупкость, усадка (стяжение) и вероятность нарушения герметичности на контакте с колонной и породами.

В то же время следует отметить и определенное положительное воздействие осмотических процессов, исключая глубокое проникновение пластовой воды в камень и возможность коррозии в результате выщелачивания. Формирующаяся небольшая зона проникновения, представляющая собой продукты взаимодействия пластовой воды с гидратными соединениями цемента и продукты перекристаллизации, является своеобразным защитным («пассирующим») слоем для основного массива камня. Поэтому можно считать возможным и целесообразным применение портландцемента в качестве основного вяжущего материала для приготовления специальных тампонажных смесей.

Полученные данные позволят целенаправленно осуществлять выбор тампонажных систем для последующих длительных испытаний по коррозионной стойкости камня и в целом сократить трудоемкость и продолжительность работ по обоснованию оптимальных составов.

Библиографический список

1. Результаты исследований коррозионной стойкости камня тампонажных растворов при взаимодействии с высокоминерализованными пластовыми водами месторождений Восточной Сибири / И. И. Белей, С. А. Кармацких, Д. А. Речапов [и др.]. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – Москва : ВНИИОЭНГ. - 2018. - №4. – С. 23-30.

2. Белей И. И. Особенности взаимодействия портландцементных растворов и камня с весьма крепкими рассолами месторождений Восточной Сибири / И. И. Белей, А. С. Коростелев, Е. Б. Цыпкин. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – Москва : ВНИИОЭНГ. - 2020. - №7. – С. 28-35.

3. Данюшевский В. С. Проектирование оптимальных составов тампонажных цементов / В. С. Данюшевский. – Москва : Недра, 1978. – 293 с. - Текст : непосредственный.

4. Булатов А. И. Формирование и работа цементного камня в скважине / А. И. Булатов. – Москва : Недра, 1990. - 409 с.: ил. - Текст : непосредственный.

ПРИМЕНЕНИЕ БИЦЕНТРИЧНЫХ ДОЛОТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

Садыков Т.Б., инженер II категории Отдела разработки рабочих проектов, Управления проектирования строительства скважин Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюменский Индустриальный Университет, группа ТБСаз-21-1, г. Тюмень, sadykovtb@tmn.lukoil.com

Изначально для принятия решения о бурении на заранее выбранные цели производится расчет технической возможности бурения бокового ствола. Для этого необходимо множество исходной информации о: конструкции материнской скважины и её технического состояния, пространственной траектории, метода последующей эксплуатации скважины, наличие того или иного оборудования, и т.д.

Долото и бурильная компоновка для резки боковых стволов должны свободно проходить через эксплуатационную колонну материнской скважины и обеспечивать необходимый диаметр ствола для спуска хвостовика. Так, например, при диаметре эксплуатационной колонны 146мм и толщиной стенки 7мм возможно применение 126мм долота. А при толщине стенки 9 мм внутреннего диаметра (128мм) эксплуатационной колонны будет недостаточно для бурения 126мм долотом. Так при бурении бокового ствола разница диаметра ствола в

несколько миллиметров может существенно повлиять на эквивалентную циркуляционную плотность (ЭЦП), особенно в боковых стволах с горизонтальным окончанием.

Технология вскрытия продуктивного пласта может существенно повлиять на последующую эксплуатацию добывающей скважины, так как многие месторождения в России сильно обводнены и находятся на заключающей стадии эксплуатации. Из-за излишней репрессии, вызванной высокими значениями ЭЦП, может существенно снизить фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС) призабойной зоны пласта, что негативно влияет на дебит и коэффициент продуктивности данной скважины (ствола).

Одним из решений этой проблемы является применения оборудования меньшего диаметра. Например, замена 89 мм стальных труб на 73 мм позволяет увеличить кольцевое пространство между компоновкой и стенкой скважины. На практике при такой замене труб хотя бы в интервале горизонтального участка уже позволяет снизить ЭЦП в ГУ на 0,05-0,15 г/см³.

Так при бурении боковых стволов для снижения затрат в виду высокой стоимостью их зарезки стараются максимально сократить протяженность ствола и занизить окно зарезки. Для достижения этого прибегают к большим пространственным интенсивностям для сокращения траектории. Из-за быстрого набора зенитного угла у боковых стволов с горизонтальным окончанием становится вопрос о доведении осевой нагрузки на долото. А при применении меньших труб с меньшей массой погонного метра, для снижения значений ЭЦП, ухудшают ситуацию и осложняют доведения нагрузки на долото.

И в виду противоречивости эффектов от применения менее габаритного оборудования, снижающим ЭЦП и излишнюю репрессию и уменьшающим недостающую осевую нагрузку на долото, встает вопрос о поиске решения данной проблемы. Наверное, единственным возможным в таких ситуациях решением будет бурение боковых стволов с применением бицентричных долот. Так при бурении они обеспечивают больший диаметр скважины. Что позволяет существенно снизить ЭЦП без замены компоновки. Также одним из положительных сторон при увеличении диаметра скважины может оказаться увеличение качества цементирования за счет лучшей центрации хвостовика и увеличении размера цементного кольца.

Но в сравнении со сплошными долотами бицентричные долота менее управляемы и оставляют менее ровную боковую поверхность ствола скважины. Данный недостаток может вызвать серьёзные осложнения при наличии интервалов неустойчивых пород в разрезе скважины, таких как например Кошайские или Покачевско-Савуйские глины для месторождений Западной Сибири. Данный недостаток минимизирован в

долотах современных производств, и по заявлению производителей, не уступают сплошным долотам при одинаковых механических скоростях.

Таким образом, применение бицентричных долот позволяет:

- снизить ЭЦП и репрессию на пласт;
- отсутствие необходимости подбора менее габаритной бурильной компоновки и сохранение осевой нагрузки;
- увеличить диаметр ствола при небольшом проходном диаметре материнской скважины, что позволяет улучшить качество цементирования хвостовика и облегчить спуск и подъем бурильной компоновки и хвостовика.

Библиографический список

1. Совершенствование технологии строительства боковых стволов с горизонтальным окончанием в сложных геолого-технических условиях / Д. Л. Бакиров, Г. В. Мазур, Э. В. Бабушкин [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 40-43.

2. Васильчук О. Ю. Перспектива бурения боковых стволов из скважин малого диаметра / О. Ю. Васильчук, М. В. Мартынов. - Текст : непосредственный // Ашировские чтения. – 2020. – Т. 1. – № 1(12). – С. 187-193.

3. Чернышов С. Е. Повышение качества строительства дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин / С. Е. Чернышов, Н. И. Крысин. - Текст : непосредственный // Научные исследования и инновации. – 2011. – Т. 5. – № 2. – С. 64-70.

4. Доброчасов А. И. Техничко-технологические решения по повышению эффективности бурения боковых горизонтальных стволов на месторождениях Западной Сибири / А. И. Доброчасов, Ж. С. Попова, В. А. Саломатов. - Текст : непосредственный // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 76-82.

5. Обидин В. А. Бицентричные долота СП ЗАО "УДОЛ". Результаты работы - превосходные / В. А. Обидин, Л. Д. Богомазов. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2008. – № 3. – С. 38-39.

Научный руководитель: Леонтьев Д.С., к.т.н., доцент

SOME FEATURES OF THE EFFECT OF NANOSILICA ON MODIFICATION FOR CEMENT SLURRY IN OIL-GAS WELLS

***Mohammedameen Ali I. M., PhD student,
Berkane Wafaa, Master student,
Tsenev N.K., Professor, Department of Oil and Gas Well Drilling, Ufa State
Petroleum Technological University***

During the last decades, many scientific concepts and ideas introduced and developed in the oil industry and various industrial sectors. The latest and most important of these concepts are the uses of nanomaterials. Utilization of Nanotechnology in the drilling and completion operations, especially well cementing can likewise accomplish answers for a portion of the issues relating to oil well cementation. This paper presents literature data on the effect of nanosilica on one of the fundamental and critical operations during well drilling, which is a process of cementing with the addition of nanosilica, which enhances the integrity of the well by improving the rheology and properties of the cement.

Key words; Oil well cement, Nanomaterials, Nano-silica, Compressive strength, Cement rheology, Cement rheology, BWOC.

In oil – gas industry, nanomaterials have drawn impressive consideration because of their unconventional properties and intriguing practices. Numerous analyses, preliminaries and practices were direct by petroleum researchers and engineers over the most recent twenty years to utilize different novel nanomaterials for further develop exploration and production. Since well cementing procedure are critical and significant during the drilling and completion of oil wells. Nanotechnology has great game-changing pertaining well cement [1-4].

Interesting in nanomaterials is due to the unique manifestation of their physical and mechanical properties, their strength and plasticity at room temperature increase markedly [5,6]. The temperature of transition to the superplastic state decreases significantly with a simultaneous increase in the strain rate [7-10], and grain boundary diffusion processes are accelerated [11,12], the corrosion properties [13-15], electrical and magnetic characteristics change [16].

According to various researches, nanosilica is the most researched nanoparticle for cementing applications, and it has shown to generate cementitious materials with improved performance. As consequence of their small size, silica particles may employed as a filler material, filling up any spaces in the cement matrix and therefore creating a dense and compact structure with less capillary porosity. Because of their strong pozzolanic activity, nanosilica materials are ideal accelerators for the hydration of cement, Fig. 1, [17].

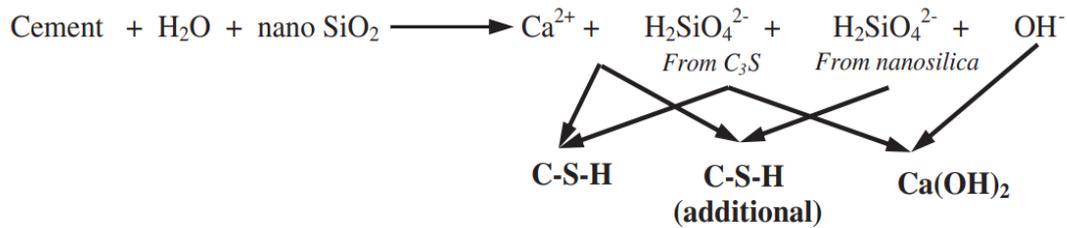


Figure 1 – Calcium silicate hydrate (C-S-H) produced from nano silica. Adapted from Ref. [18]

Silica base nanoparticles (NPs)

Silica, a typical name for silicon dioxide, is bountiful in nature as sand or quartz. It is a compound of silicon and oxygen and expressed in the chemical formula SiO_2 . Control of silica frame in the nano scale level started to make silica nanoparticles (NPs). In petroleum industry the majority applications for NPs is; reduction the space of water invasion in shale, control fluid filtration and rheology, cementing, enhanced oil recovery (foam and emulsion stability) and drag decrease in permeable media [19].

Nano-silica is pozzolanic material with high effective, consists of fine glassy particles smaller than cement particles by 1000 times in approximately, Fig. 2, [20].

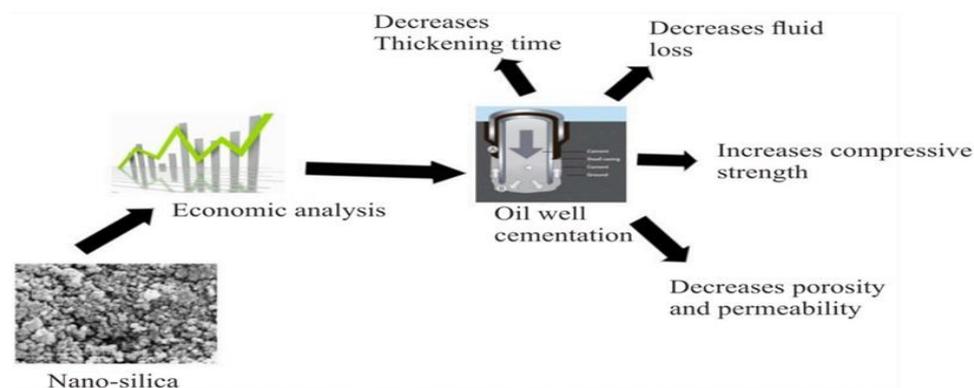


Figure 2 – Nano-silica functions in oil well cement. Adapted from Ref. [20]

Investigation the (API-Class - H and G - Cement) using different sizes, types, and aspect ratio of nano-silica (1%, 2% and 3% BWOC) can improve compressive strength and shear bond strength, rheological properties (plastic viscosity and yield point), remarkably reduced (permeability, porosity, density and thickening time), obstruction against liquid and gas movement. The nano-silica, when blended in with cement, acts a nucleation site in this manner speeds up the cement hydration, along these lines expanding its bundling thickness builds that implies diminishing its penetrability, accordingly working on its compressive strength. Hence, the nano-silica not just upgrades early strength advancement by shortening the acceptance time of hydration yet in addition

works on the compressive strength of cement. Smaller nano-silica particles (4-6 nm) are the most effective accelerated for cement hydration. The nano-silica blend configuration shows great properties when blended in with slurry at the very least 20 s, rheology readings approach required stream, reliable thickening time, and great early compressive strength. Therefore, by setting up these kinds of cement attachments, it very well utilized in divert well, for cementing formation with possibility of gas migration, for deepwater wells with low temperature and cement under the HPHT condition [21-25].

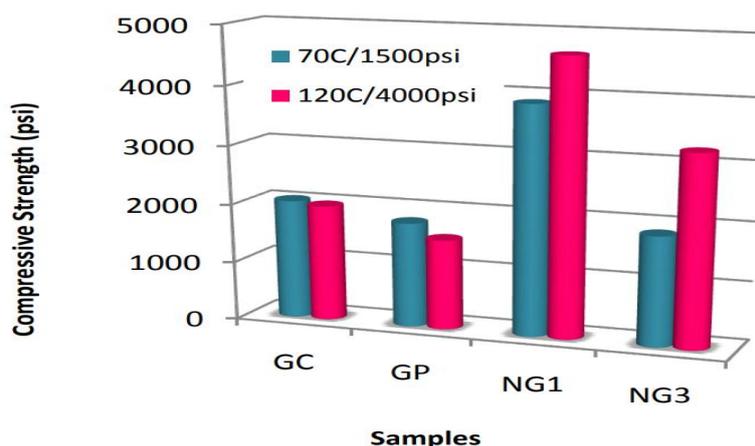


Figure 3 – Compressive strength of cement samples at 70°C/1500 psi and 120°C/4000 psi for 24 hours curing hydration time). Where; (1) GC: Cement class (G); (2) GP: Cement geopolymer; (3) NG1: Nanosilica with (1%) cements geopolymer; (4) NG3: Nanosilica with (3%) cements geopolymer.

Through research and laboratory experiments, results have reached that the addition of nano-silica can reinforce the well integrity by enhancement the cement rheology and properties. The use of nanomaterials and in certain proportions increases promoting surprisingly the cement properties, like early durability growth, augmentation long-period proportion of tensile- compressive strength, viscosity strengthening, reduce permeability, resistance to corrosion and increase the early stage compressive strength. Nano-silica influences the cement slurry differently. It has the ability to enhance the durability and strength. Adding nano silica to cement slurry increase the compressive strength, tensile strength, shear bond strength, cement hydration rate, plastic viscosity and yield point. Moreover, nano-silica reduces permeability, porosity, density, thickening time and minimizes the amount leakages from Carbon dioxide (CO₂) storage site.

However, many issues of well construction remain poorly understood and require further research. In particular, what performance properties will a well have when using Nano-crystalline metallic materials and Nano-cement?

Библиографический список

1. A Critical Review of the Application of Nanomaterials in Frac Fluids: The State of the Art and Challenges / Wai Li, Jishan Liu, Jie Zeng [et al.]. – Text : electronic // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. - [s.l.] : OnePetro. - March 2019. – URL : <https://doi.org/10.2118/195029-MS>.
2. Hon Chung Lau Nanotechnology for oilfield applications: challenges and impact / Hon Chung Lau, Meng Yu, Quoc P. Nguyen. - Text : electronic // SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. - November 2016.- [s.l.] : OnePetro. – URL : <https://doi.org/10.2118/183301-MS>.
3. Effect of nano-silica slurry on engineering, X-ray, and γ -ray attenuation characteristics of steel slag high-strength heavyweight concrete / Cheah Chee Ban, Mohammed A. Khalaf, Mahyuddin Ramli [et al.]. - Text : electronic // Nanotechnology Reviews. - December 18, 2020. - Vol. 9. - P. 1245–1264. – URL : <https://www.degruyter.com/document/doi/10.1515/ntrev-2020-0098/html>.
4. Long-term well bore integrity in Otway: integrating ultrasonic logs, cement petrophysics, and mechanical analysis / Simon Contraires, Matteo Loizzo, Brice Lecampion, Sandeep Sharma. - Text : electronic // Energy Procedia. - [s.l.] : Elsevier. - February 2009. - 1 : Vol. 1. - pp. 3545-3552. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.148>.
5. Кайбышев О. А. Влияние состояния границ зерен на сверхпластическое течение / О. А. Кайбышев, Р. З. Валиев, Н. К. Ценев. - Текст : непосредственный // Докл. АН СССР. - 1984. - № 1 (278). - С. 93-97.
6. Низкотемпературная сверхпластичность металлических материалов / Р. З. Валиев, О. А. Кайбышев, Р. И. Кузнецов [и др.]. - Текст : непосредственный // ДАН СССР. - 1988. - № 4 (301). - С. 864-866.
7. Valiev R. Z. Plastic Deformation of Alloys with Submicron-grained Structure / R. Z. Valiev, N. A. Krasilnikov, N. K. Tsenev. - Text : direct // Mat. Sci. & Eng. - 1991. - Vol. 137. - pp. 35-40. (J. Wang, 1993).
8. An investigation of ductility and microstructural evolution in Al-3%Mg alloy with submicron grain size / J. Wang Z. Horita, M. Furukawa, M. Nemoto [et al.]. – Text : direct // J. Mater. Res. - 1993. - Vol. 11. - P. 2810-2818.
9. Явление формирования субмикрозернистой структуры в металлах и сплавах при воздействии ударных волн / В. М. Федоров, Н. К. Ценев, Ю. А. Гордополов, [и др.]. - Текст : непосредственный // ДАН РАН. - 1994. - № 5 (338). - С. 615-618.
10. Dynamic evolution of grain boundaries in a submicron-grained Al-3% Mg alloy / J. Wang Z. Horita, M. Furukawa, M. Nemoto [et al.]. – Text : direct // Advanced Materials / ed. Jpn. M. Sakai et al. Trans. Mat. Res.. - [s.l.] : Elsevier Science, 1994. - Vol. 16B. - P. 1389-1392.

11. Observations of High Strain Rate Superplasticity in Commercial Aluminum Alloys with Ultrafine Grain Sizes / R.Z. Valiev, D.A. Salimonenko, N.K. Tsenev [et al.]. – Text : direct // Scripta Materialia. - 1997. - Vol. 37. - P. 1945-1950.

12. Structural Evolution and the Holl-Petch Relationship in an Al-Mg-Li-Zr Alloy with Ultra- Fine Grain Size / M. Furukawa, Y. Iwahashi, Z. Horita [et al.]. – Text : direct // Acta Mater. - 1997. - 11 : Vol. 45. - P. 4751-4757.

13. Age hardening and the potential for superplasticity in fine-grained Al-Mg-Li-Zr alloy / M. Furukawa, P. Berbon, Z. Horita [et al.]. – Text : direct // Metallurgical and Material Transactions. - 1998. - 1 : Vol. 29. - P. 169-177.

14. Requirements for achieving high-strain-rate superplasticity in aluminium alloys / P.B. Berbon, M. Furukawa, Z. Horita [et al.]. – Text : direct // Philosophical Magazine Letters. - 1998. - 4 : Vol. 78. - P. 313-318.

15. Влияние типа кристаллической решётки металлов на структурообразование и механические свойства при пластической деформации сдвигом / А.Г. Рааб, Н.К. Ценев, И.С. Кодиров, Г.И. Рааб // МиТОМ. - 2021. - Vol. 9. - P. 27-31.

16. The effect of crystallographic orientation on the transformation of the structure in aluminum single crystals upon exposure to shock waves/ N. K. Tsenev, A. G. Raab, G. I. Raab [et al.]. - Text : electronic // Materials Letters. - [s.l.] : Elsevier. - 2021. - Vol. 302. - P. 130319 – 130322. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.matlet.2021.130319>

17. Nanotechnology in the petroleum industry: Focus on the use of nanosilica in oil-well cementing applications / Mtaki T. Maagi, Samwel D. Lupyana, Gu Jun. - Text : electronic // Journal of Petroleum Science and Engineering. - [s.l.] : Elsevier, doi. -May 9, 2020. - Vol. 193. - P. 107397. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107397>.

18. Beneficial role of nanosilica in cement based materials – A review / L. P. Singh, S. R. Karade, S. K. Bhattacharyya [et al.]. – Text : electronic // Construction and Building Materials. - [s.l.] : Elsevier. - June 27, 2013. - Vol. 47. - P. 1069-1077. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2013.05.052>

19. Muili Feyisitan Fakoya Emergence of nanotechnology in the oil and gas industry: Emphasis on the application of silica nanoparticles / Muili Feyisitan Fakoya, Subhash Nandlal Shah. – Text : electronic // Petroleum. - [s.l.] : Elsevier. - March 9, 2017. - 4 : Vol. 3. - P. 391-405. - URL : <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2017.03.001>.

20. A comprehensive review of the application of nano-silica in oil well cementing / Akshar Thakkar, Aakash Raval, Shishir Chandra [et al.]. – Text : electronic // [s.l.] : Petroleum. - June 2020. - 2 : Vol. 6. - P. 123-129. - URL : <http://www.keaipublishing.com/en/journals/petroleum>, <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.06.005>.

21. The Effect of Nanosilica on Cement Matrix Permeability in Oil Well to Decrease the Pollution of Receptive Environment / V. Ershadi, T. Ebadi, A.R

Rabani [et al.]. - Text : direct // International Journal of Environmental Science and Development. - April 2011. - Vol. 2.

22. Nanosilicas as Accelerators in Oilwell Cementing at Low Temperatures / Xueyu Pang, Peter J. Boul, Walmy Cuello Jimenez. - Text : electronic // SPE Drilling & Completion . - [s.l.] : OnePetro, , APRIL 2014. - 1 : Vol. 29. - pp. 98–105. - URL : <https://doi.org/10.2118/168037-PA> .

23. The Strength Compatibility of Nano-SiO₂ Geopolymer Cement for Oil Well under HPHT Conditions / Syahrir Ridha, Utami Yerikania. - Text : electronic // Journal of Civil Engineering Research. - [s.l.] : Scientific & Academic Publishing, , 2015. - Vol. 5(4A). - pp. 6-10. - URL : <http://journal.sapub.org/jce> .

24. Synergistic effect of nano-silica slurries for cementing oil and gas wells / R.V.V.Ramana Murthy, Murthy Chavali, Faruq Mohammad. - Text : electronic // Petroleum Research. - [s.l.] : Elsevier, KeAi, , March 2020. - 1 : Vol. 5. - pp. 83-91. - URL : <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2019.10.001> .

25. Effects of Nano Silica on oil well cement slurry charactreistics and control of gas channeling / Mahmoud Bayanak, Soroush Zarinabadi, Khalil Shahbazi, Alireza Azimi. - Text : electronic // South African Journal of Chemical Engineering. - [s.l.] : Elsevier, , October 2020. - Vol. 34. - pp. 11-25 - URL : <https://doi.org/10.1016/j.sajce.2020.05.006> .

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОНИКНОВЕНИЯ ФИЛЬТРАТА БУРОВОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ В ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

Коновалова А. Е., ИНГТ

При первичном вскрытии продуктивных пластов на репрессии с использованием буровых промывочных жидкостей на водной основе неизбежно проникновение фильтрата бурового раствора в пласт, при этом меняется фильтрационно-ёмкостные характеристики пласта, и в большинстве случаев это приводит к увеличению вязкости и снижению проницаемости призабойной зоны при дальнейшей добыче нефти, поэтому моделирование проникновения фильтрата в пласт может в дальнейшем позволить оптимизировать процесс вскрытия пласта, также путём оптимизации рецептуры буровой промывочной жидкости.

Целью данной работы является повышение качества вскрытия продуктивных пластов с помощью математического моделирования.

Идеей работы является получение достоверного представления о насыщенности фильтратом призабойной зоны пласта с использованием уравнений двухфазной фильтрации.

Основные задачи:

- Проведение анализа исследований, демонстрирующих влияние буровых промывочных жидкостей на проницаемость призабойной зоны пласта.

- Изучение и адаптация теории двухфазной фильтрации с точки зрения математического моделирования для определения насыщенности.

- Осуществление выбора программной среды для реализации методики и написания расчетного модуля.

- Разработка вычислительного алгоритма и написание программного обеспечения.

- Тестирование и обработка результатов вычислений.

Научная новизна заключается в разработке методики и алгоритма по определению насыщенности фильтратом буровой промывочной жидкости на водной основе вычислительным путём.

Практическая значимость.

Разработанное программное обеспечение даёт возможность сравнить и выбрать наиболее подходящую по заданным условиям буровую промывочную жидкость, что в дальнейшем поспособствует повышению качества добычи нефти.

Подходы к моделированию фильтрационных процессов

Коллекторы – горные породы, способные содержать в себе флюиды и отдавать их при перепаде давления (при современных технологиях). Коллекторы характеризуются фильтрационными и емкостными свойствами.

При бурении в продуктивном коллекторе, в связи с нарушением напряженного состояния пород в пристволенной зоне, проникновением фильтрата бурового раствора в пласт, взаимодействием с нефтью и горной породой происходят, сложные физико-химические процессы. Фильтрат, проникая в продуктивный пласт, резко уменьшает проницаемость последнего для нефти и газа, что приводит к ряду необратимых процессов. Частично проникает в пласт и твердая фаза буровых растворов; при гидроразрывах пластов значительное количество бурового раствора поступает в пласт, блокируя продвижение флюида к скважине.

Эффективность разработки нефтяных месторождений сильно зависит от состава и свойств нефти. Как правило, в реологии нефть рассматривают, как ньютоновскую жидкость. В пластовых условиях имеет постоянную вязкость, а фильтрация подчиняется линейному закону Дарси.

Однако при проникновении буровой промывочной жидкости в пласт происходят структурные изменения нефти, которые позволяют рассматривать её с точки зрения неньютоновской жидкости. При данных условиях нефть может проявлять свойства вязкопластичной жидкости, для которой характерна переменная вязкость, зависящая от напряжения сдвига. На схеме с рисунка 1 представлен разрез скважины, в котором идёт взаимодействие фильтрата с нефтью:

- 1) внешняя фильтрационная корка;
- 2) зона коагуляции частицами твердой фазой бурового раствора;
- 3) зона двухфазной фильтрации, в которой в некотором соотношении находится фильтрат буровой промывочной жидкости и нефть;
- 4) естественная зона пласта, свободная от фильтрата насыщенная нефтью.

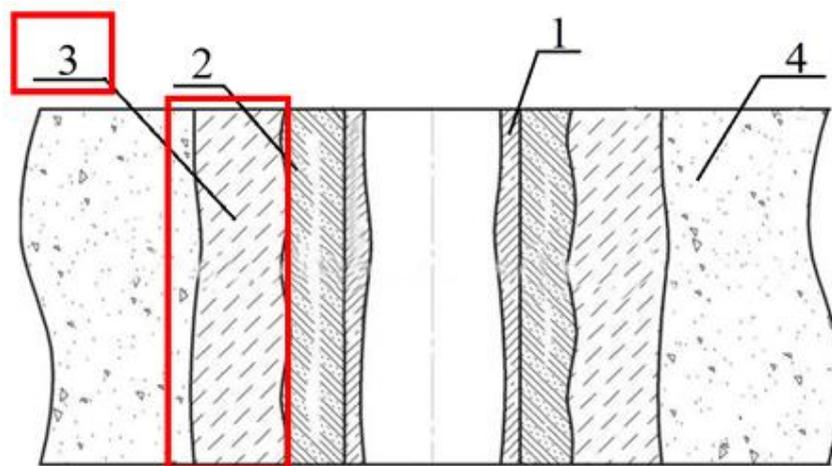


Рисунок 1 – Схема призабойной зоны пласта

Закон фильтрации – вид зависимости между вектором скорости фильтрации и полем давления, которое вызывает фильтрацию. Существует две разновидности закона: линейный и нелинейный [6], [8]. Если считать нефть и горную породу несжимаемыми, можно утверждать, что процесс фильтрации подчиняется линейному закону Дарси. Закон фильтрации Дарси устанавливает линейную зависимость между объемным расходом несжимаемой жидкости и потерей напора, приходящейся на единицу длины, и имеет вид:

$$Q = k \cdot F \cdot \frac{\Delta P}{L \cdot \mu} , \quad (1)$$

где Q – объём фильтрата, м,

k – проницаемость фильтрационной корки, м²,

F – площадь фильтрации, м²,

L – толщина корки, м,

ΔP – разность давлений по обе стороны корки, Па,

μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с.

В отличие от коэффициента фильтрации коэффициент проницаемости зависит только от свойств породы. Скорость фильтрации нефти может не подчиняться линейному закону Дарси, в таком случае, степень проявления неньютоновских свойств нелинейно вязко-пластичной нефти зависит от проницаемости пласта.

1. Фильтрационные процессы при вскрытии продуктивных пластов

Существует первичное и вторичное вскрытие пластов [10]. Под термином первичное вскрытие понимают бурение в продуктивном пласте с целью установления первоначальной гидродинамической связи продуктивной части пласта со стволом скважины. Известно, что в зависимости от условий первичного вскрытия формируется призабойная зона пласта. Поэтому так важно на этапе первичного вскрытия обеспечить максимальную сохранность природных фильтрационно-емкостных свойств вскрываемых пластов. Наиболее распространённый способ — это бурение на репрессии. Бурением на репрессии называется любой вид бурения, при котором создаётся забойное давление превышающее пластовое [3], [7], [9].

Общими условиями для всех способов вскрытия пластов являются, обеспечение следующих мер:

1. При вскрытии пласта с высоким давлением необходимо предотвратить возможность открытого фонтанирования скважины.

2. При вскрытии пласта должны быть сохранены природные фильтрационные свойства пород призабойной зоны.

3. Должны быть обеспечены надлежащие интервалы вскрытия пласта, гарантирующие длительную безводную эксплуатацию скважин и максимальное облегчение притока продуктивного флюида к забою.

При бурении в продуктивном пласте, когда гидродинамическое давление превышает пластовое, создаются так называемые условия вскрытия на репрессии.

Природные и закачиваемые с поверхности в пласт жидкости и газы могут образовывать неоднородные системы – смеси. Они делятся на две группы – гомогенные и гетерогенные. В гомогенных смесях компоненты растворяются друг в друге, то есть образуют растворы. Для описания фильтрации гомогенных смесей используют формулы, выведенные для однородных жидкостей [2].

Компоненты, образующие гетерогенную смесь, принято называть фазами. По числу фаз выделяют двух-, трех- и многофазные жидкости (системы). В подземной гидромеханике встречаются неоднородные системы: нефть + газ (газированная жидкость – двухфазная газожидкостная смесь); нефть + вода (двухфазная водонефтяная смесь – эмульсия); нефть + газ + вода (трехфазная газожидкостная смесь). Отношение занятого i -й фазой объема порового пространства $V_{пор}$ к его полному объему V_i называется фазовой насыщенностью σ_i :

$$\sigma_i = V_i / V_{пор} \quad (2)$$

Способность горной породы пропускать сквозь себя какую-либо фазу при фильтрации многофазной системы (жидкости) называется фазовой проницаемостью k_i . Величина фазовой проницаемости зависит от фазовой насыщенности $k_i=f(\sigma_i)$.

Сопротивление, испытываемое каждой фазой при совместном течении, отличается от того, которое было бы при фильтрации только одной из них [1]. При двух- и многофазной фильтрации происходит взаимодействие между фазами. Величину относительной проницаемости можно рассматривать как долю энергии, которая расходуется на перемещение по пласту данной фазы при фильтрации многофазной жидкости.

2. Реализация математической модели на языке символьных вычислений

Для написания вычислительного алгоритма на случай проникновения фильтрата в пласт были адаптированы формулы из теории двухфазной фильтрации, где проникающая в пласт фаза представлена буровым раствором. Последовательно составляется функция распределения потоков фаз, называемая функцией Баклея-Левретта.

$$f = \frac{k_{\phi}}{k_{\phi} + \frac{\mu_{\phi}}{\mu_n} k_n}, \quad (3)$$

где k_{ϕ} – относительная фазовая проницаемость для фильтрата,

k_n – относительная фазовая проницаемость нефти,

μ_n – динамическая вязкость фильтрата, Па·с,

μ_{ϕ} – динамическая вязкость нефти, Па·с

Далее по ней одним из представленных способов находится фронтальная насыщенность и отсюда уже находится средняя насыщенность фильтрата призабойной зоны пласта. Далее представлены формулы средней и фронтальной насыщенности.

$$df'(S_{\text{фронт}}) = \frac{f(S_{\text{фронт}}) - f(S_0)}{S_{\text{фронт}} - S_0}, \quad (4)$$

где S_0 – начальная насыщенность водной фазы, д.е.,

$S_{\text{фронт}}$ – фронтальная насыщенность фильтратом, [4] средняя насыщенность вычисляется по формуле:

$$\bar{S} = S_0 + \frac{1}{df'(S_{\text{фронт}})}, \quad (5)$$

Формула для расчета радиуса распространения фильтрата имеет вид:

$$r_{\phi} = \sqrt{r_{\text{сква}}^2 + v_{\phi} At / \pi m h \bar{S}_{\phi}} - r_{\text{сква}}, \quad (6)$$

В таблице 1 представлены параметры вычислительного блока, которые включают в себя свойства обеих жидкостей (фильтрата и нефти), и включают модели относительных фазовых проницаемостей описывающих их физико-химическое взаимодействие, а также технологические и пластовые условия (площадь фильтрации, пористость).

Так как вычислительные формулы включают в себя неалгебраические уравнения, было принято решение, написать программу используя вместо таблиц Excel, язык символьного вычисления Wolfram Mathematica, который позволяет полностью произвести все расчеты. Пример реализации программного кода представлен на рисунке 2.

```

name = "Глинистый раствор";
Print [name]
|печатаТЬ
|численное приближение
μ1 = 10^-3; (*Па*с*)
Print ["μфильтрата = ", N[%], " Па·с"];
|печатаТЬ
|численное приближение
μ2 = 7 * 10^-3; (*Па*с*)
Print ["μнефти = ", N[%], " Па·с"];
|печатаТЬ
|численное приближение
m = 0.15; (*д.е.*)
Print ["m = ", N[%], " д.е."];
|печатаТЬ
|численное приближение
h = 1; (*м*)
Print ["h = ", N[%], " м"];
|печатаТЬ
|численное приближение
rw = 0.12; (*м*)
Print ["rскв = ", N[%], " м"];
|печатаТЬ
|численное приближение
v = 0.0073; (*см/мин*)
Print ["v = ", N[%], " см/мин=", (N[%] * (10^-2) / 60), " м/с"];
|печатаТЬ
|численное приближе... |численное приближение
t = 3600; (*с*)
Print ["t = ", N[%], " с = ", N[%] / 60, " мин"];
|печатаТЬ
|численное при... |численное приближение
v = v * (10^-2) / 60;

```

Рисунок 2 – Пример реализации программного кода

Таблица 1 – Параметры вычислительного блока

$\mu \phi$	Динамическая вязкость фильтрата, Па·с	Указываются в конечном виде
μn	Динамическая вязкость нефти, Па·с	непосредственно из эксперимента
$k \phi$	Относительная фазовая проницаемость для фильтрата	Указываются в виде функций из фильтрационного
$k n$	Относительная фазовая проницаемость для нефти	эксперимента или берутся из статистической базы
$S O$	Начальная насыщенность водной	Экспериментальные или модельные параметры,

	фазы, д.е.	числовое значение в долях единиц
$S_{нас}$	Пределная насыщенность фильтратом	
$r_{скв}$	Радиус скважины, м	Значение радиуса скважины, числовое значение. Может быть условным параметром, относительно которого производится расчет
A	Площадь фильтрации, м ²	Вычисляется в программе по данным о скважине и пласте
V_{ϕ}	Скорость фильтрации, м/с	Выбираются из физических соображений или расчёта объёма фильтрата, проникающего в пласт, является характеристикой жидкости пласта
t	Время фильтрации	
m	Пористость породы	Указываются в конечном виде из эксперимента
h	Толщина части пласта, участвующей в процессе фильтрации, м	Реальное значение толщины вскрываемого пласта или условия величина, относительно которой производится расчет

После расчетов программа выдаёт информационный отчёт, который включает в себя все входные параметры, графики из теории двухфазной фильтрации и диаграмму фронтальной средней насыщенности и радиуса проникновения в пласт. Пример данного вида отчета представлен в приложении 1. Данная программа была протестирована на пяти промысловых жидкостях, которые являются базовыми на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин», среди которых глинистая, полимерглинистая, хлоркалиевая, смолосодержащая и полимерная. Свойства данных промысловых жидкостей представлены в таблице 2. Были взяты условные параметры вскрытия пласта интервал, время,

пористость породы, радиус скважины и динамическая вязкость. Вышеперечисленные параметры также сведены в таблицу 2.

Результаты расчётов представлены в виде диаграмм на рисунке 3.

Таблица 2 – Входные параметры программы и свойства жидкостей

Общие параметры					
Длина рассматриваемого интервала			h=1 м		
Пористость породы			m=0,08 д.е		
Время фильтрации			t=1 час		
Радиус скважины			R _{СКВ} =0.12 м.		
Динамическая вязкость нефти			$\mu_n = 0,0051 \text{ Па} \cdot \text{с}$		
Параметры жидкости					
Наименование промывочной жидкости	Глинистая	Полимер-глинистая	Хлор-калиевая	Смоло-содержащая	Полимерная
μ_ϕ , динамическая вязкость фильтрата, Па·с	$1,01 \cdot 10^{-3}$	$1,1 \cdot 10^{-3}$	$3,31 \cdot 10^{-3}$	$13,6 \cdot 10^{-3}$	$6,5 \cdot 10^{-3}$
V ₃₀ , Водоотдача, см ³ /30 мин	12	7,5	8	6	6
v, скорость фильтрации, см/мин	0,0088	0,0055	0,0058	0,0044	0,0044

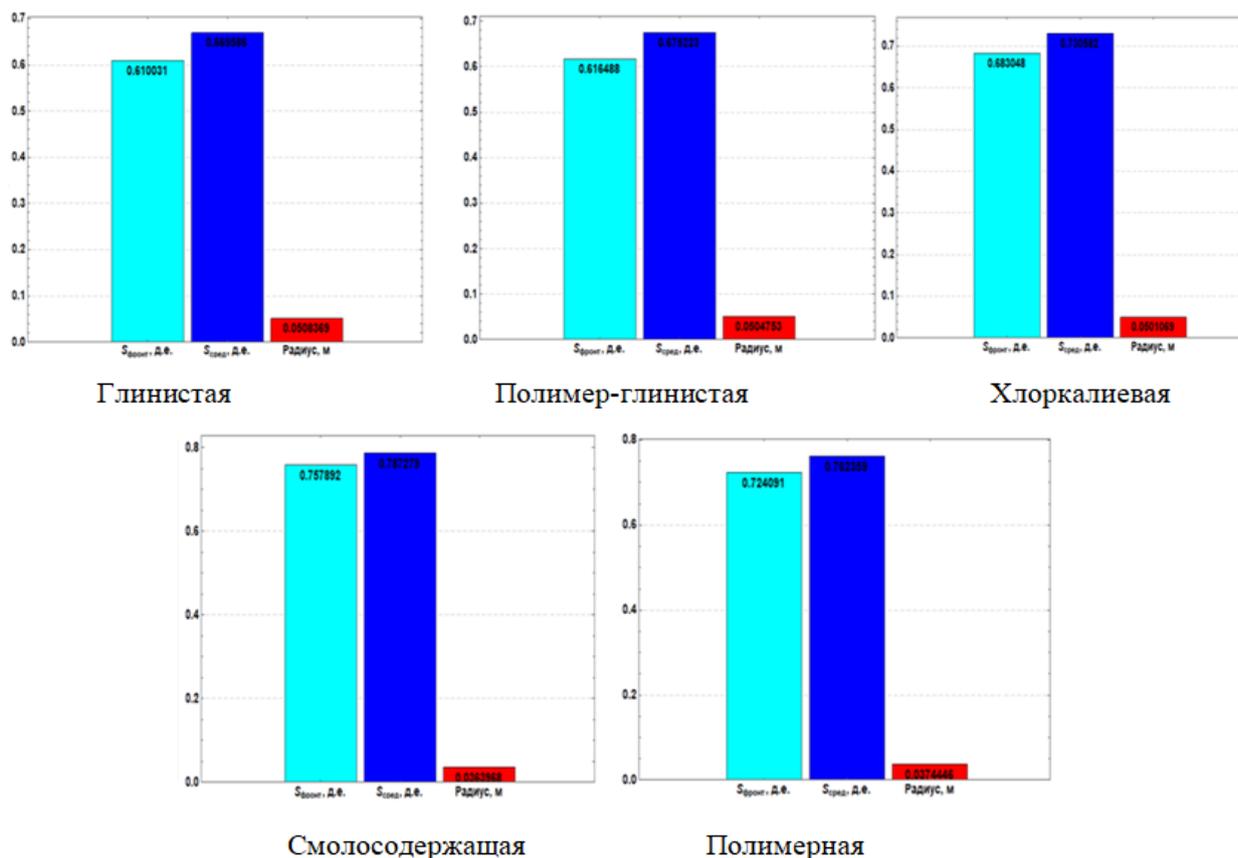


Рисунок 3 – Результаты расчетов

По результатам тестирования можно отметить, что наименьший радиус проникновения у смолосодержащей, а минимальная насыщенность у глинистой жидкости. На приток нефти к скважине влияют такие характеристики призабойной зоны как насыщенность фильтратом S_f , д.е. и радиус его проникновения r_f , м.

Поэтому предлагается ввести, безразмерный показатель снижения фильтрационных свойств призабойной зоны пласта вызванных проникновением фильтрата буровой промывочной жидкости ξ [5].

$$\xi = \bar{S}_f r_f / r_w, \quad \xi \rightarrow \min, \quad (7)$$

где S_f – насыщенность фильтратом, д.е.,

r_f – радиус его проникновения, м,

r_w – радиус скважины, м.

Значения параметра для каждой промывочной жидкости представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчёт ξ критерия

Глинистая	Полимер-глинистая	Хлоркалиевая	Смолосодержащая	Полимерная
0,28366	0,28402	0,30506	0,23878	0,23788

Важно отметить, что на кафедре бурение имелась информация о проведении фильтрационного эксперимента по влиянию данных видов промывочной жидкостей на проницаемость образцов натурального керна и корреляционная зависимость показана на графике. Зависимость существует, но при наличии большего количества входных данных можно было бы сделать более качественный вывод о точности работы программы.

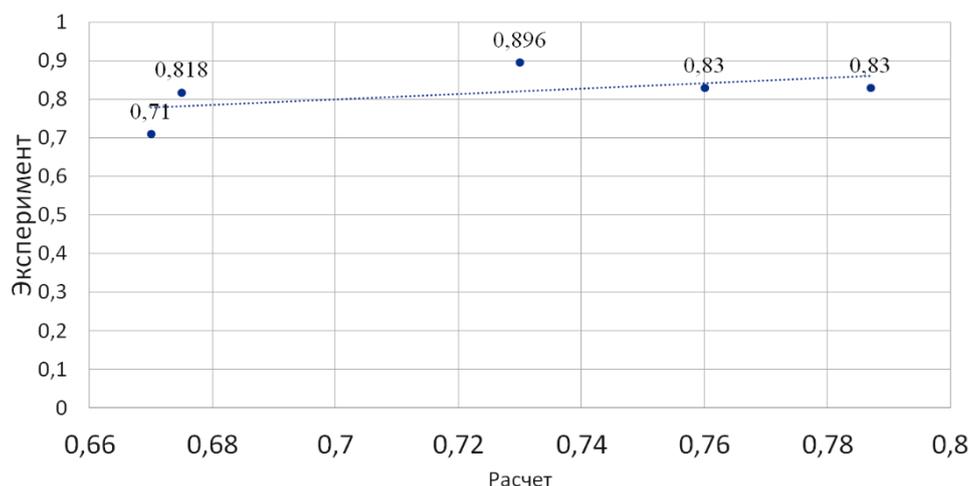


Рисунок 4

Данное программное обеспечение позволяет вычислить радиус проникновения фильтрата в пласт, а следовательно, оценить влияние фильтрата на призабойную зону пласта. На основании расчетов данной программы можно оптимизировать рецептуру промывочной жидкости и выбирать подходящую для определенных условий. Был проведен анализ исследований, демонстрирующих влияния буровых промывочных жидкостей на проницаемость призабойной зоны пласта. Была адаптирована теория двухфазной фильтрации с точки зрения математического моделирования для определения насыщенности. Осуществлен выбор программной среды для реализации методики и написания расчетного модуля. Был разработан вычислительный алгоритма и написано программного обеспечения. А также обработаны результаты вычислений.

В ближайшем времени перспективы развития данной темы будут в следующих направлениях:

- применение нелинейных законов фильтрации для учёта вязкопластичных свойств нефти
 - учёт капиллярного давления на границе раздела фаз
- определение остаточной насыщенности фильтратом призабойной зоны пласта при моделировании притока нефти.

Библиографический список

1. Мамчистова Е. И. Основы фильтрации жидкости в пласте / Е. И. Мамчистова, А. И. Мамчистова, И. И. Насыров. – Тюмень: ТюмГНГУ 2013.– 32 с. - Текст : непосредственный.
2. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде / М. Маскет. — Москва-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2004. - 628 с. - Текст : непосредственный.
3. Никитин В. И. Динамика проникновения фильтрата буровых промысловых систем на водной основе в пласт / В. И. Никитин, В. В. Живаева. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – №11.– С. 40-42.
4. Никитин В. И. Определение остаточной насыщенности фильтратом буровой промысловой жидкости призабойной зоны пласта / В. И. Никитин, С. Ю. Милькова, Д. Ю. Мясников. - Текст : непосредственный // Булатовские чтения: материалы IV Международной научно-практической конференции, Т. 3 - 2020. - С. 261-263.
5. Никитин В. И. Применение расчетного критерия для выбора жидкости вскрытия продуктивного пласта / В. И. Никитин, В. В. Живаева, О. А. Нечаева. - Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2018. - №6. – С. 48-50.
6. Пивень В. Ф. Математические модели фильтрации жидкости / В. Ф. Пивень. – Орёл, 2015. – 408 с. - Текст : непосредственный.
7. Пономарева И. Н. Подземная гидромеханика: учебное пособие / И. Н. Пономарева, В. А. Мордвинов. – Пермь, 2009. - 104 с. - Текст : непосредственный.
8. Соколов В. С. Моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений / В. С. Соколов. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 176 с. - Текст : непосредственный.
9. Щелкачев В. Н. Подземная гидравлика / В. Н. Щелкачев, Г. Б. Лапук. – Ижевск : РХД, 2001. – 736 с. - Текст : непосредственный.
10. Яковлев И. Г. Вскрытие и разобщение продуктивных пластов. Ч. I. Вскрытие продуктивных пластов: учебное пособие / И. Г. Яковлев, А. Ф. Семенов, Т. М. Семенов. – Тюмень : ТИУ, 2016. – С. 23-49. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Никитин В. И., доцент кафедры "Бурение нефтяных и газовых скважин", к.т.н.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ОБРАЗЦА ГОРНОЙ ПОРОДЫ ПУТЕМ ЗАМЕРА СКОРОСТИ ПРОБЕГА УПРУГИХ ВОЛН

Казазян М.Г., г. Самара, kazazyan98@mail.ru

В данной работе рассматривается возможность определение механических свойств горной породы путем замера скорости пробега волны через образец горной породы.

Основная задача – разработать и проверить методику определения скорости пробега волны через горную породу в лабораторных условиях

Определение скоростей продольных и поперечных упругих волн и исследование упруго-деформационных характеристик образцов керна горных пород (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, модуль сдвига, коэффициент сжимаемости) проводили на установке ZetLAB (США).

Упруго-деформационные характеристики определяли в предположении, что образец керна, можно считать идеально упругой сплошной средой. Таким образом, предполагается, что упругие колебания в образце распространяются также как и в идеальной упругой сплошной среде.

Упругие динамические характеристики образца (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, модуль сдвига, коэффициент сжимаемости) определяли с использованием связи этих характеристик (для идеальной упругой сплошной среды) со скоростью распространения в образце керна упругих продольных и поперечных волн.

Соотношение скорости распространения упругих продольных и поперечных волн с другими константами упругости определяется формулами:

Модуль Юнга (E):

$$E = \frac{\delta V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)}, \text{ или } E = \frac{\delta (3\kappa^2 - 4)}{(\kappa^2 - 1)}, \quad (1)$$

где $\kappa = \frac{V_p}{V_s}$;

δ - плотность водонасыщенной породы;

V_p - скорость продольных волн;

V_s - скорость поперечных волн;

Коэффициент Пуассона (ν):

$$\nu = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}, \text{ или } \nu = \frac{\kappa^2 - 2}{2(\kappa^2 - 1)}, \quad (2)$$

где $\kappa = \frac{V_p}{V_s}$

Модуль сдвига (G):

$$G = \delta V_s^2 = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (3)$$

Модуль объемного расширения (сжатия), (K):

$$K = \delta \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right) \quad (4)$$

Коэффициент полной (объемной) сжимаемости (β):

$$\beta = 1/K \quad (5)$$

В кернадержателе имеются пьезоэлектрические элементы, служащие для излучения и приема ультразвуковых поперечных и продольных волн

частотой. Время прохождения этих волн через образец определяется с помощью генератора и компьютерного осциллографа, после предварительно выполненной градуировки кернодержателя, что необходимо для учёта времени прохождения ультразвуковых волн через корпус кернодержателя. Скорость распространения упругих продольных и поперечных волн (определяется как частное от деления длины образца на время прохождения волн через образец), модуль Юнга и коэффициент Пуассона рассчитываются с помощью рабочей программы компьютера, управляющего работой установки ZetLab.

Для измерения скорости пробега волны используется времяпролётный метод акустического контроля, который представляет собой аппаратно-программный комплекс для проведения измерений прочности материала по дифракционно-временному методу неразрушающего контроля. Основой дифракционно-временного метода (TOFD) является взаимодействие краев неоднородностей в материале с ультразвуковыми волнами. Это взаимодействие вызывает излучение дифракционных волн в довольно широком диапазоне частот. Линейкой или штангенциркулем с погрешностью не более 1 мм замеряют расстояние между прижатыми к образцу преобразователями.

Преобразователи ультразвуковых колебаний вручную или с помощью специальных устройств прижимают к противоположным поверхностям образца так, чтобы оси их максимальной чувствительности совпали. Высокочастотный генератор в комплекте с датчиком акустической эмиссии является излучателем продольных волн: через указанный интервал следования генерируются волны определённой амплитуды. Цифровой датчик акустической эмиссии в комплекте с датчиком акустической эмиссии является приёмником дифракционных волн: датчик акустической эмиссии преобразует акустический сигнал АЭ-процесса в электрический сигнал, в свою очередь цифровой модуль осуществляет усиление, фильтрацию, аналого-цифровое преобразование электрического сигнала и передачу оцифрованной информации.

При проведение эксперимента, были полученные следующие значения времени пробега волны:

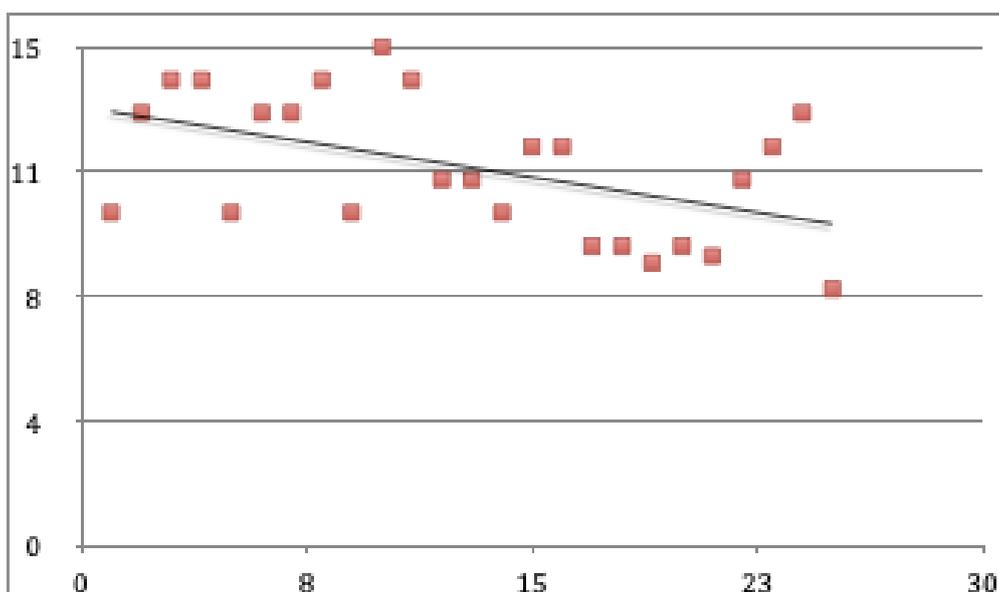


Рисунок 1 – Среднее время пробега волны исходя из полученных данных составляет 12 мкс

Произведя расчеты скорости пробега волны, она составляет 4583м/с, что сопоставимо со справочными значениями, скорости пробега волны в стали.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что данный метод измерения скоростных характеристик волны является корректным и его можно использовать для определения скорости пробега волны в горных породах, для дальнейших вычислений различных свойств.

Библиографический список

1. Инструкция по инженерным изысканиям в горных выработках, предназначенных для размещения объектов народного хозяйства 484-76. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Букин П.Н., Старший преподаватель кафедры БНГС

ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТИ МОДЕЛИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ ЧАЯНДИНСКОГО ГКМ НА ОБРАЗЦАХ ОБСАДНЫХ ТРУБ

*Родер С.А., ООО «Газпром проектирование»,
Аббасов И.Р., ООО «Газпром проектирование»,
Пермитин А.Г., ООО «Газпром проектирование»*

Модель пластовой воды Чаяндинского ГКМ представляет собой водный раствор солей, составляющих основную массу природного рассола, и, способных оказывать коррозионное воздействие на скважинное оборудование и тампонажный камень. Модель пластовой воды готовилась на основе воды очищенной «Водопад» (4000 см³) с введением солей до полного растворения каждой из них в следующем порядке: NaCl – 347 г, MgCl₂ – 634 г, CaCl₂ – 1364 г. Плотность готовой модели пластовой воды - 1,26 г/см³.

Образцы обсадных труб представлены марками ОК 245×11,05 «Л» и ОК 168×8,94 «Е» GF. Перед испытанием образцы промывались в теплой воде щеткой с чистящим средством «Пемолукс», обезжиривались ацетоном и просушивались. Подготовленные образцы взвешивались на электронных весах с точностью 0,001 г, определялись их геометрические размеры с помощью штангенциркуля с точностью до 0,05 мм, и рассчитывалась площадь поверхности.

Для испытания использовалось по два образца каждой марки обсадной трубы. Внешний вид образцов представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Внешний вид образцов до испытания

При подготовке испытуемые образцы фиксировались в подвешенном состоянии в центральной части стаканов (рисунок 2) в соответствии с требованиями ГОСТ 9.502-82 [1].



Рисунок 2 – Расположение образцов при испытании

Образцы в модели пластовой воды помещались в шкаф холодильный и выдерживались 15 сут при атмосферном давлении и температуре $(10\pm 2)^\circ\text{C}$.

По истечении 15 сут образцы извлекались из раствора, промывались под проточной водой и фотографировались. Внешний вид образцов после испытания представлен на рисунке 3. Отмечено, что на образцах местами выкристаллизовалась соль, с образцов обсадных труб ОК 245×11,05 «Л» кристаллы соли смывались легче, чем с образцов обсадных труб ОК 168×8,94 «Е» GF.



ОК 245×11,05 «Л»



ОК 168×8,94 «Е» GF

Рисунок 3 – Внешний вид образцов после испытания

Затем образцы щеткой средней жесткости с моющим средством, просушивали бумажной салфеткой.

Подготовленные таким образом исследуемые образцы помещали в фарфоровые чашки и заливали раствором для травления по ГОСТ Р 9.907-2007 [2] (способ С.3.5), в количестве 50 см^3 на каждый образец. Время травления составляло 15 мин. Образцы промывались водопроводной водой и подвергались чистке щеткой средней жесткости с чистящим средством «Пемолукс», далее промывались водопроводной водой, осушались

хлопчатобумажным полотенцем. Затем последовательно протирались ацетоном, высушивались. Несмотря на время, большее приведенного времени травления в ГОСТ Р 9.907-2007 [2], с образцов налет полностью не удался. Поэтому процедуру травления повторили с длительностью 30 мин. После повторной процедуры травления внешний вид образцов по сравнению с видом после первого травления, не изменился. На образцах остались следы налета и разводы. Фотографии образцов обсадных труб после травления и чистки приведены на рисунке 4.



OK 245×11,05 «Л»



OK 168×8,94 «Е» GF

Рисунок 4 – Внешний вид образцов после травления

Результаты показателей коррозии представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты показателей коррозии

Коррозионная среда	Номер образца	Потери массы на единицу площади, Δm , кг/м ²	Потери массы на единицу площади в год, $\Delta m_{\text{год}}$, кг/м ²	Изменение толщины ΔL , мм, (м·10 ⁻³)	Изменение толщины в год $\Delta L_{\text{год}}$, мм, (м·10 ⁻³)	
Рассол (модель пластовой воды Чайнинского ГКМ)	Обсадная труба OK 245×11,05 «Л»					
	5Л	0,0053	0,1288	0,13	0,0007	0,0170
	6Л	0,0055	0,1337		0,0007	0,0170
	Обсадная труба OK 168×8,94 «Е» GF					
	11Е	0,0068	0,1652	0,15	0,0009	0,0219
	12Е	0,0054	0,1312		0,0007	0,0170

Результаты оценки коррозионной активности среды и коррозионной стойкости металла обсадных труб в этой среде представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты оценки коррозионной активности среды и коррозионной стойкости металла обсадных труб

Наименование показателя	Значение показателя	
Коррозионная среда	Рассол (модель пластовой воды Чайядинского ГКМ)	
Марка обсадной трубы	ОК 245×11,05 «Л»	ОК 168×8,94 «Е» GF
Скорость коррозии, V_p , г/м ² ·ч	0,015	0,017
Скорость коррозии, V_h , мм/год	0,017	0,019
Коррозионная стойкость металла, балл	Устойчивый 4	Устойчивый 4
Коррозионная активность среды	Средняя	Средняя

Оценка коррозионной активности модели пластовой воды, проводилась на соответствие требованиям РД 153-39-023-97 [4].

Скорость коррозии металла представленных марок обсадных труб ОК 245×11,05 «Л», ОК 168×8,94 «Е» GF в модели пластовой воды не превышает допустимую, а даже ниже в 4,76 раз для труб ОК 245×11,05 «Л» и в 3,85 раз для труб ОК 168×8,94 «Е» GF.

Исходя из анализа полученных результатов лабораторных испытаний, в условиях, моделирующих пластовые, модель пластовой воды обладает средней коррозионной активностью по отношению к металлу обсадных труб марок ОК 245×11,05 «Л» и ОК 168×8,94 «Е» GF, что соответствует требованиям РД 153-39-023-97 [4].

Библиографический список

1 ГОСТ 9.502-82. Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное. – Москва : Издательство стандартов, 1983. – 25 с. – Текст : непосредственный.

2 ГОСТ Р 9.907-2007. Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы, сплавы, покрытия металлические. Метод удаления продуктов коррозии после коррозионных испытаний : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 19 с. – Текст : непосредственный.

3 ГОСТ 9.908-85. Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости : межгосударственный стандарт : издание официальное. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1999. – 17с. – Текст : непосредственный.

4 Правила ведения ремонтных работ в скважинах : РД 153-39-023-97 : утв. Минтопэнерго России 18.08.97 : дата введ. 01.11.1997. – Москва : ЦЕНТРМАГ, 2022. – 94 с. – Текст : непосредственный.

ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПАЛЕОЗОЙСКИЙ ФУНДАМЕНТ И КВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Савельев Я.В., группа НДб-21-1, г. Нижневартовск

С увеличением сроков эксплуатации месторождений возрастает потребность бурения скважин на большие глубины Палеозойского фундамента Pz и Kv. Экономическое развитие России в XXI веке в значительной степени будет базироваться на добыче углеводородного сырья из этих глубин. Рост добычи будет обусловлен не только вводом в эксплуатацию новых месторождений углеводородного сырья, но и за счет бурения новых скважин, после проведения разведочных работ и получения запасов углеводородного сырья из Палеозойского фундамента Pz и Kv. В настоящее время перед буровиками стоит задача увеличения объемов работ по бурению скважин с целью получения притока нефти или газа после проведения работ, бурения поисково-оценочных и других скважин в Томской области на разных месторождениях. Опыт бурения этих скважин во много зависит от полученной информации, которым является керновый материал. Поднятый керн со скважин из Палеозойского фундамента Pz и Kv, отбор проводится из осадочных горных пород. После тщательного исследования керна научно-исследовательскими институтами можно определить запасы углеводородов и изучить строения залежи. В месторождениях Томской области существуют низкопроницаемые заглинизированные пласты, эксплуатация которых требует новых технических решений в процессе их первичного и вторичного вскрытия. Палеозойские отложения, которые сформировались за этот период, представляют собой группу слоев внушительной мощности: в некоторых местах она достигает 30 тыс. метров.

Нефтепоисковые работы в Западной Сибири, в том числе на отложениях доюрского комплекса, начались в 1950-х гг. Первая залежь в палеозойских породах была открыта в Томской области в 1954 году Колпашевской опорной скважиной — исторической скважиной, давшей первую западносибирскую нефть. Многочисленные нефтегазопроявления из палеозоя были получены и во время бурения на структурах Южно-Минусинской межгорной впадины. Второй этап поисков нефти и газа в палеозойских отложениях относится к середине 70-х — началу 80-х гг. XX века. Так, в 1974 году был получен мощный нефтяной фонтан на Малоичском месторождении в Новосибирской области. Позднее,

благодаря целенаправленному бурению на доюрские пласты, залежи в палеозойских отложениях были открыты также в Томской и Тюменской областях. К настоящему времени в породах фундамента Западной Сибири случайно или целенаправленно открыто более 100 залежей нефти и газа [1].

С увеличением глубины залегания, Палеозойского фундамента Pz и Kv пористость обычно уменьшается. Ценность каждой пробуренной глубокой скважины определяется полнотой и качеством геолого-технологических исследований, геолого-геофизической и геологической информации, полученных в процессе проведения работ при бурении разведочных и поисковых скважин.

Сегодня специалистами «Томскгазпром» в Томской области выделяют как минимум четыре типа возможных залежей углеводородов в доюрском комплексе (рисунок 1). В одних случаях (типы 1 и 4) речь идет о так называемых «уворованных» залежах, когда нефть мигрирует в палеозойский коллектор из прилегающих традиционных нефтенасыщенных, но низкопроницаемых пород юрских отложений. В других случаях это самостоятельные залежи, расположенные либо в кровле доюрского комплекса (тип 3), либо в более глубоких горизонтах (тип 2). Второй тип пока наименее изучен из-за больших глубин залегания. Для каждого из видов залежей необходимо найти свои поисковые признаки. Этому и посвящен технологический проект «Палеозой», разработанный командой проектного офиса «Бажен» и управления проектов нетрадиционных запасов научно-технического центра «Газпром нефти». Предполагается, что технология прогноза нефтегазоносности палеозойских залежей, разработанная для Томской области, позволит в дальнейшем находить нефть на всей территории Западной Сибири.

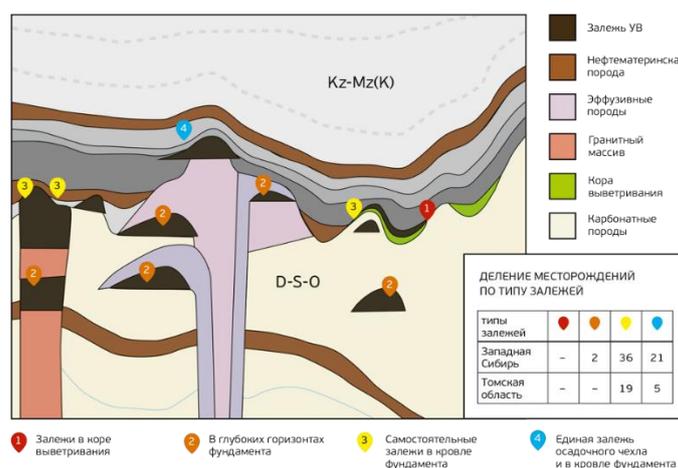


Рисунок 1 – Типы возможных залежей в доюрском комплексе

Общие начальные геологические запасы нефти в доюрском комплексе, которые стоят сегодня на государственном балансе, составляют

по Западной Сибири около 400 млн тонн. Из них 174 млн тонн относятся к Томской области. Однако эти цифры могут существенно возрасти, ведь главная проблема палеозойских запасов в том, что их пока еще по-настоящему не оценивали.

После обработки полученных материалов в процессе строительства всех скважин бурением, и проведения испытания, освоения, были составлены проекты дальнейшей разработки месторождений с последующим бурением горизонтальных скважин. В этапах разработки месторождений рассматриваются как фонтанный, так и механизированный способ эксплуатации. С целью оптимального использования энергии пласта используются новые технические и технологические решения.

Скважина является сложным инженерным сооружением. На строительство наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием выполняют проект на основе технического задания на строительство. Специфической особенностью проектирования проводки наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием является высокая степень индивидуальности каждой из скважин и необходимостью оперативных изменений проектных решений в процессе строительства скважин с горизонтальным окончанием. Горизонтальная проекция скважины - проекция траектории на горизонтальную плоскость с отходом для увеличения нефтегазоотдачи. При этом, строительство скважины предоставляется ряд взаимосвязанных задач: определение необходимого количества обсадных колонн; подбор компоновок (КНБК) для реализации проектной траектории с учетом входа в пласт с зенитным углом более 85 град; длина горизонтального участка бурения от 600м до 1000м; стоимость бурения скважины; продолжительность бурения.

На данном этапе АО «Газпром добыча Томск» совместно с ПАО «Подзембургаз» провели бурение скважин на Северо-Останинском НГК месторождении с горизонтальным окончанием на залежи в палеозойских породах с применением новейших технологий и отечественного оборудования. Конструкция скважины представляет собой бурение со спуском обсадных колонн: направления диаметром 324мм, кондуктора диаметром 245мм, дальнейшее углубление скважины до кровли Палеозоя колонны диаметром 168мм, с целью перекрытия угольных отложений. При этом, зенитный угол перед входом в пласт Палеозойского фундамента составляет 77 град.

Бурение горизонтального участка длиной 800м было запланировано с применением отечественных технологий и оборудования. В качестве промывочной жидкости была использована азотированная нефть. Максимально допустимая интенсивность искривления в интервалах набора параметров кривизны- $1,5^0/10$ м- по зенитному углу, и $3,0^0/10$ м – по пространственному углу. Коридор на горизонтальном участке по вертикали составлял 5 метров.

Вывод. Бурение наклонно-направленной скважины на Северо-Останинском НГКМ с горизонтальным окончанием ствола со спуском обсадной колонны «хвостовик» диаметром 114мм с фильтровой частью для добычи нефти из пласта Палеозойского фундамента, представленного карбонатными породами, прошел успешно.

Библиографический список

1. Савельева Н. Н. Совершенствование технологии отбора керн в глубоких скважинах / Н. Н. Савельева, С. Н. Шедь - Текст : непосредственный // Наука и бизнес: пути развития. - 2021. - № 10 (124). - С. 8-11.

2. Шедь С. Н. К вопросам об отборе керн при бурении скважин в коре выветривания и палеозой с использованием стальной одноразовой грунтоноски 6+1+1 м / С. Н. Шедь, Н. Н. Савельева. – Текст : непосредственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. материалы XI Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, посвященной 40-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске. - Тюмень, 2021. - С. 329-335.

3. Савельева Н. Н. Нефтегазовое оборудование. Оборудование скважин: учебное пособие / Н. Н. Савельева. – Тюмень : ТИУ, 2020. - 102 с. - Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Шедь С.Н. ст. преподаватель кафедры Нефтегазовое дело, филиала ТИУ в г. Нижневартовске

ЗАБОЙНЫЙ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС С КОМБИНИРОВАННЫМ КАНАЛОМ СВЯЗИ ЗТК-42КК

***Ворона А.А., группа ЭДНб-19–1, г. Нижневартовск,
avacom233@gmail.com***

***Филиал Тюменского индустриального университета в г.
Нижневартовске***

Забойный телеметрический комплекс с комбинированным каналом связи ЗТК-42КК предназначен для контроля и оперативного управления траекторией наклонно-направленных, горизонтальных скважин и боковых стволов в процессе бурения гидравлическими забойными двигателями. Схематично компоновка бурильной колонны с телесистемой показана на рисунке 1 [1].

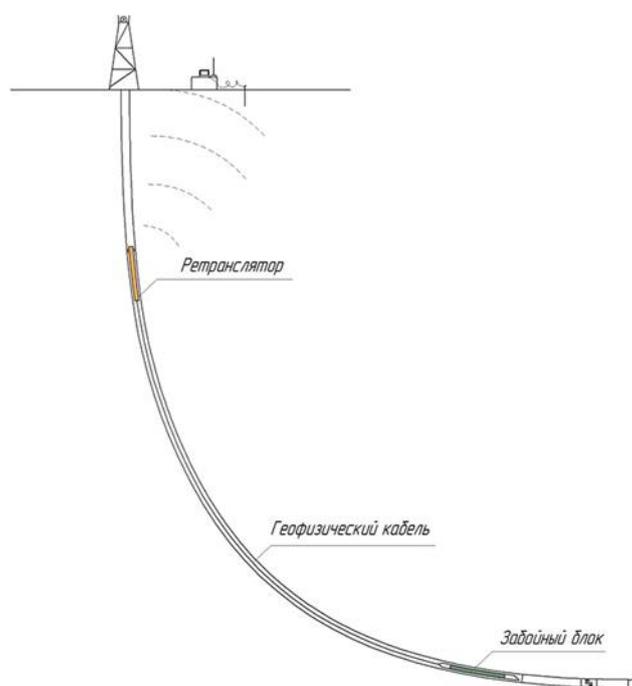


Рисунок 1 – Компоновка буровой колонны с телесистемой

Забойный блок имеет в своем составе датчики инклинометрии, вибрации и ГК. Дополнительно могут устанавливаться модули нейтронного каротажа и резистивиметрии, а также наддолотный модуль. В качестве корпуса забойного блока применяется стандартная немагнитная УБТ, в качестве корпуса ретранслятора — стандартная ТБТ.

Данные от забойного блока передаются по кабелю до ретранслятора, который устанавливается обычно на небольшой глубине. С ретранслятора данные отправляются на поверхность с помощью электромагнитного канала связи. Ретранслятор при этом может находиться как в открытом стволе, так и в обсадной колонне. Таким образом, от забоя до устья данные, зафиксированные датчиками телесистемы, идут последовательно по двум разным каналам — сначала по кабельному, затем по электромагнитному.

У данного вида канала связи есть ряд преимуществ. Во-первых — это увеличенная по сравнению с чисто электромагнитным каналом глубинность. Длина кабельной секции обычно берется по максимуму с учетом некоторых ограничений. Во-вторых — извлекаемость, причем не просто теоретическая, а многократно проверенная на скважинах. Это особенно важно при работе с источниками ионизирующего излучения [2]. Третье преимущество — независимость от циркуляции и свойств бурового раствора за счет использования питания от батарей. Четвертое преимущество — независимость от электрических свойств горных пород, к которым весьма чувствительны телесистемы с электромагнитным каналом связи.

Спуск бурильной колонны при использовании данной телесистемы начинается со сборки КНБК, навинчивания немагнитных утяжеленных труб и ориентационного переводника, в который впоследствии спустится на кабеле забойный блок. Далее производится спуск бурильного инструмента до определенной глубины, на которой устанавливается ретранслятор. С помощью геофизического подъемника, входящего в состав оборудования наших телеметрических партий, производится спуск забойного блока на кабеле. Продолжительность данной операции зависит от глубины спуска и находится обычно в пределах 0,5...2,5 ч.

После посадки забойного блока в ориентационный переводник кабель отрубается, на его конце монтируется соединитель, который подключается к ретранслятору.

Ретранслятор навинчивается на бурильную колонну, и спуск инструмента производится далее до забоя.

Наличие кабеля никак не ограничивает действия бурильщика, компоновку с телесистемой можно вращать до 40 об/мин при соблюдении ограничений, наложенных на забойный двигатель его производителем.

Особенности и преимущества

- обладает повышенной глубинностью;
- легко извлекается при прихватах;
- имеет питание от батарей, не чувствительна к свойствам и качеству бурового раствора;
- работает на аэрированных растворах и при продувке воздухом;
- легко преодолевает неблагоприятные для электромагнитного канала разрезы (солевые, угленосные пласты).

В составе ЗТК применяются системы измерения на долоте:

- Наддолотный модуль (НДМ);
- Двигатель винтовой забойный со встроенным измерительным модулем (ДРЗ-106ТС, ДРЗ-120ТС, ДГР-172ТС).

Область применения:

- Наклонно-направленные, горизонтальные скважины;
- Большой, малый диаметры бурения;
- Продуктивные пласты с контрастными по ГК границами;
- Сложные коллекторы;
- Месторождения СВН.

Отличительные особенности:

1. Автономное питание;
2. Внутренняя flash-память;
3. Запись и передача online технологических и геофизических параметров;
4. Возможность стыковки с телесистемой с гидравлическим каналом связи;

5. Каротаж ГК и КС на долоте.

Решаемые задачи:

1. Литологическое расчленение разреза по каротажу ГК и КС;
2. Безаварийная проходка прихватоопасных интервалов, сложенных глинами, склонными к осыпанию;
3. Вскрытие продуктивного пласта без проведения привязочного каротажа;
4. Определение точки спуска обсадной колонны;
5. Бурение протяженных горизонтальных участков небольшой мощности с минимизацией риска выхода из коллектора;
6. Выход на оптимальный режим бурения за счет контроля измеряемых технологических параметров;
7. Контроль технического состояния забойного двигателя;
8. Определение характера наклона пластов по ГК;
9. Навигация в пласте 0,5 м по ГК.

Винтовой забойный двигатель со встроенным измерительным модулем (ДРЗ-120)

Назначение

предназначен для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин долотами диаметром 142.9–244.5 мм, измерения и передачи в процессе бурения геофизических параметров:

- зенитный угол,
- естественная радиоактивность пород (ГК),
- кажущееся сопротивление (индикатор КС),
- частота вращения вала

Измеренные параметры передаются на телесистему и записываются в память.

Отличие от НДМ:

- 4-канальный ГК (возможность реализации метода азимутально-направленных измерений);
- измерение зенитного угла в динамике, т. е. непрерывно;
- меньшее количество резьбовых соединений;
- меньшая нагрузка на нижнюю радиальную опору двигателя;
- возможность работы с калибратором;
- Измерения 0,6 м от забоя.

Параметры

Зенитный угол, грд.	0-180
Естественная радиоактивность, мкР/ч	0-100
Кажущееся сопротивление, Ом	0-100

Скорость вращения вала, об/мин	0-300
Масса, кг	443
Присоединительные замковые резьбы: - к долоту - к бурильным трубам	3–88 3-102
Габаритные размеры, мм: - наружный диаметр - длина общая	120 (130) 7395

Особенности и преимущества:

- осуществляет измерения непосредственно около долота;
- позволяет оперативно корректировать траекторию бурения скважины;
- повышает качество проводки горизонтальных скважин в продуктивных пластах небольшой мощности;

Использование при бурении компоновки бурильной колонны с ЗТК-42КК обладает рядом преимуществ

- Экономия времени на вскрытие и проводку горизонтального участка ствола скважины;
- Оперативной корректировка траектории ствола скважины;
- Снижение финансовых затрат за счет сокращения времени строительства скважины дополнительных привязочных каротажей;
- Навигация в пластах мощностью от 0,5м;

Возможность автономной работы без телесистемы с записью во flash-память.

Библиографический список

1. АО НПП «ВНИИГИС» научно-производственное предприятие : [сайт]. - URL : <https://vniigis.com> (дата обращения: 20.01.2022). – Текст: электронный;
2. Исследование возможностей электрического и электромагнитного каротажа в электрически макроанизотропных пластах, вскрытых наклонно-горизонтальными скважинами / М. И. Эпов, М. Н. Никитенко, К. В. Сухорукова, В. Н. Глинских. - Текст : непосредственный // Каротажник. – 2016. - № 2 (260). - С. 64-79..

Научный руководитель: Колесник С. В., к.т.н., доцент

ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ СИНТЕТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА ПРИ БУРЕНИИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

Казанцева А.М., группа ВСм-21-1, г. Тюмень, agata.kazantseva@mail.ru

В статье идет описание технологии применения подхода бурения боковых скважин с горизонтальным окончанием на маломощных интервалах, заданных целью. Метод основан на использовании данных геофизики, спроектированной траектории скважины в геологической модели разреза, изменении траектории ствола скважины при корректировке на основе полученных временных данных ГИС, также производится изменение структурных поверхностей разреза в специализированной программе в процессе бурения.

При неточности и малоизученности геологического разреза различных продуктивных пластов требуется постоянный контроль расположения ствола скважины в пространстве в процессе непрерывного бурения. Литологическими сложностями в бурении являются:

- Непонятно расположение цели в пласте водонефтяной зоны, обусловленная отходом части ствола от вертикальной скважины на 1-1,7 км, низкой степенью разбуренности отложений и сложностью строения залежи.

- Угол залегания пласта: согласно результатам интерпретации сейсмических данных и фактическим результатам бурения угол падения пласта может отличаться от планового на $\pm(1-5)^\circ$.

- Неопределенность, обусловленная толщиной пласта и литологией пород. По данным, полученным в процессе бурения скважин, толщины основных стратиграфических пластов изменяются незначительно.

Сопровождение бурения в режиме реального времени является необходимым процессом для проходки ствола в целевом интервале, посредством которого появляется возможность для принятия незамедлительных решений, направленных на эффективное бурение скважины в условиях геологических неточностей при определении залегания сейсмических структурных поверхностей.

Этап бурения транспортной секции заканчивается корреляцией данных и вскрытием продуктивного пласта. Корреляция происходит на основе данных гамма-каротажей соседних скважин, вскрываемый целевой пласт. После чего корректируются структурные поверхности ранее сделанные на подготовленном разрезе. Проводится «посадка» транспортной колонны и корректируется траектория ГС в целевом интервале.

В данное время есть основной метода наблюдения за изменением литологии и слежение за траекторией ствола бурящейся скважины.

Сопоставление видов каротажа, проведенного неазимутальными приборами. Это хорошо зарекомендовавший себя способ геонавигации. Он не требует дорогостоящих имиджей для работы и может быть эффективен даже при наличии одной кривой гамма-каротажа (ГК). Методика является «реактивной»: после бурения определенного интервала обрабатываются полученные каротажные диаграммы и принимается решение. Данный способ включает четыре последовательных шага:

- построение двумерной плоскопараллельной модели пласта;
- расчет синтетического каротажа вдоль траектории бурящейся скважины;
- сравнение фактического каротажа во время бурения с синтетическим каротажем;
- обновление модели, прогноз угла падения пласта.

Результатом работы является определение стратиграфического положения ствола в пласте, а также прогноз структуры пласта.

Синтетический каротаж основывается на ранее пробуренных вертикальных или наклонно направленных скважин, которые находятся рядом. Перед бурением скважины создается модель пласта, учитывающая сеймику пласта, получаемую по данным геологической модели месторождения. По каротажу опорной скважины рассчитывается синтетический каротаж вдоль траектории скважины.

Фактический каротаж бокового ствола скважины сравнивается с синтетическим каротажем вертикальной опорной скважины, после чего модель обновляется до получения наибольшего совпадения синтетического и фактического каротажей. Таким образом, определяется стратиграфическое положение ствола скважины в пласте, а также прогнозируется изменение структуры пласта на основании его регионального угла падения и подбора фактического и синтетического каротажей. При необходимости в процессе бурения корректируется траектория скважины.

С данной целью были разработаны и активно развиваются программные комплексы для геологического сопровождения бурения скважин. Передовые современные программные решения располагают возможностью собрать воедино данные статических геологических моделей с результатами различных способов геонавигации. Это даёт возможность геологам значительно повысить эффективность работ по оптимизации положения ствола скважины.

Пристально круглосуточное наблюдение за процессом бурения совместно с анализом всех поступающих геолого-геофизических данных позволяет принимать оперативные решения по корректировке траектории бурения. В данном случае имеется возможность в полной мере реализовать

потенциал добывающей скважины с учетом максимальной эффективной длины горизонтального ствола и проводки в зоне наилучших коллекторских свойств. Интерпретация данных ГИС в процессе бурения дает возможность выявить даже малозначительные изменения характеристик разреза и принять оперативное решение об изменении траектории ствола.

Библиографический список

1. Лютков А. В. Опыт сопровождения бурения горизонтальных скважин для выработки трудноизвлекаемых запасов на Западно-Салымском месторождении / А. В. Лютков, М. Ю. Подбережный. - Текст : непосредственный // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. - 2017 - № 1(3). - С. 43-49.

2. Barnett W. C. Radial response of a 2-MHz MWD propagation resistivity sensor: Formation Evaluation and Reservoir Geology Proceedings/ W. C. Barnett, W. H. Meyer. - Text : direct // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, v. v omega. - №6. – Oct. – P. 481–490.

Научный руководитель: Тулубаев А.Б., доцент кафедры НБ, к.т.н.

НАИЛУЧШИЕ МЕТОДЫ ПО СНИЖЕНИЮ ПРИХВАТОВ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

***Майкоби А.А., ФГБОУ ВО УГНТУ г. Уфа, Аспирант гр. А2147-16
alimaikobi@mail.ru***

***Исмаков Р.А., д.т.н., Профессор, Заведующий кафедрой БНГС, ФГБОУ
ВО УГНТУ г. Уфа***

During most drilling operations, the pressure exerted by the mud column is greater than the pressure of the formation fluids. In permeable formations, mud filtrate will flow from the well into the rock, building up a filter cake. A pressure differential will exist across the filter cake, which is equal to the difference in the pressure of the mud column and the formation. When the drill string touches the filter cake, any part of the pipe, which becomes embedded in the cake, will be subject to lower pressure than the part, which remains wholly in the well. If the pressure difference is high enough and acts over a sufficiently large area, the pipe may become stuck [1].

When drilling through a permeable formation using the conventional overbalanced method, the drilling fluid tends to flow into the permeable zone. As this happens, the fluid phase of the mud filtrates through the formation, while the solid phase is deposited on the borehole wall, building a nearly impermeable filter cake. Therefore a pressure gradient is present across the filter cake. If the

drillstring contacts the mud cake and the impermeable layer is damaged, a hydraulic seal is formed and the pressure gradient now acts across the drillstring. In this case the string is differentially stuck [2]

Best Practices to Avoid Stuck Pipe:

To enhance stuck pipe avoidance it is important to focus on the following areas:

1) Raise the level of awareness of stuck pipe prevention (e.g., certification courses and road shows). The team considered various ways at raising the level of awareness and competency of all relevant personnel in the application of drilling and workover best practices to avoid/minimize stuck pipe incidents. As part of the awareness campaign, posters are being used to highlight the warning signs and preventative actions to be taken. These posters are displayed. These posters are displayed on the rig floor, drilling foreman's office, camp dining area, drilling offices, etc.

2) Improve response time and methods for treating stuck pipe to lower the average duration of stuck pipe per event to less than 24 hrs

3) Plan well direction, mud properties and hydraulics in addition to applying enhanced hole cleaning practices to reduce stuck pipe risks.

4) Review BHA design to enhance hole cleaning

5) Optimize jars placement in the BHA where they are most effective when stuck [3,4,5].

In practice it was understood that stuck pipe events would very difficult to eliminate, thus it is significant to recognize stuck pipe mechanisms and the correct first actions. Interactive teaching methods must be utilized including case histories to raise awareness and disseminate lessons learned [6].

The main focus in first actions must include:

Identification of Stuck Pipe Mechanisms, Mitigation and First Actions, Techniques to Free Stuck Pipe, Stuck Pipe Prevention, Hole Cleaning, Torque and Drag, Cuttings and Cavings Analysis, Stuck Pipe Indicators and Drilling Parameters [3].

The primary cause of stuck pipe events varied from area to area. In the Gulf of Mexico differential sticking accounted for as much as 60% of stuck pipe events. In the North Sea with a particular operator, differential sticking accounted for 29% of stuck pipe event costs. In Latin America land operations, inadequate hole cleaning accounted for 65% of stuck pipe events, differential sticking accounted for 21% of stuck pipe events: and 14 % of the incidents were mechanical and wellbore geometry related. Thus, a large part of the training course must focused on monitoring and improving hole cleaning [4].

Following successful mitigation a second phase must be developed to focus on preventing stuck pipe occurrence through improved well engineering and operations. This phase must specifically target the office based team and the wellsite petroleum/drilling engineer and supervisor in more detail and with support of case histories and group exercises.

The main additional focus must include: Wellbore Stability, Backreaming Operation, Well Engineering and Offset Analysis, Stuck Pipe Prevention Tools and Techniques, Free Point and Back off, Fishing Economics, Fishing Tools and Techniques, Jar Placement, Cement Plugs and Sidetracking [4,5,6].

Best practices must focus on good drilling practices such as hole cleaning, cuttings analysis, tripping and other practices that help the rig reduce the chance of a stuck pipe incident from occurring. A key focus is the correct first action and procedure to take when a deviation from the norm occurs. A good example of this is setting strict overpull limits in deviated hole and going back down and circulating if resistance is encountered.

Библиографический список

1. Mitchell J. Trouble – Free Drilling: Stuck Pipe Prevention. Third Edition. Drillbert Engineering Incorporated / J. Mitchell. - The Woodlands, Texas, USA, 2014. - Text : direct

2. Кузнецов В. Г. Первоначальные действия при ликвидации прихватов буровой колонны / В. Г. Кузнецов, Е. Ю. Липатов. - Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2010. - №12. - С. 20-23.

3. Muqem M. A. Stuck Pipe Best Practices - A Challenging Approach to Reducing Stuck Pipe Costs. / M. A. Muqem, A. E. Weekse, A. A. Al-Hajji. - Text : electronic // SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition. - Al-Khobar, Saudi Arabia. - 8-11 April, 2012. – URL : <http://dx.doi.org/10.2118/160845-MS>.

4. Stuck Pipe Prevention-A Proactive Solution to an Old Problem / G. Yarim, R. Uchytel, R. May [et al.]. - Text : electronic // SPE Annual Technical Conference & Exhibition. - Anaheim, California, USA. - 11-14 November, 2007. - URL : <https://doi.org/10.2118/109914-MS>.

5. Al-Yami A. S. Detection of Stuck Pipe, Early Signs and the Way Toward Automation / A. S. Al-Yami. - Text : direct // SPE International Petroleum Exhibition and Conference. - Abu Dhabi, UAE. - 12-15 November, 2018.

6. Dupriest F.E., Elks W.C., Ottesen S. Design Methodology and Operational Practices Eliminate Differential Sticking / F.E. Dupriest, W.C. Elks, S. Ottesen. - Text : electronic// SPE Drilling & Completion Journal - 01 March, 2011. - №26(01). – P. 115-123. - URL : <https://doi.org/10.2118/128129-PA>.

ПРОФИЛАКТИКА РИСКОВ СТРОИТЕЛЬСТВА НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН СО СЛОЖНЫМИ ПРОФИЛЯМИ

*Маковский Ю.С., директор ЧОУ ДПО «Нефтегазовый
образовательный центр», г. Тюмень, makovskiy_ys@mail.ru*

Кузнецов А.Б., генеральный директор ГУП РК «Черноморнефтегаз», г. Симферополь

Епихин А.В., преподаватель ЧОУ ДПО «Нефтегазовый образовательный центр», г. Тюмень, epikhin.lector@gmail.com

Согласно отчету исследовательского центра компании «Делойт» процент проходки в горизонтальном бурении при строительстве эксплуатационных скважин на территории Российской Федерации за период 2017-2019 год практически не изменяется, но при этом происходит рост проходки в млн. метров за этот же период (рисунок 1). Из этого следует, что количество наклонно-направленных скважин увеличивается и соответственно увеличивается протяженность горизонтальных участков [1].

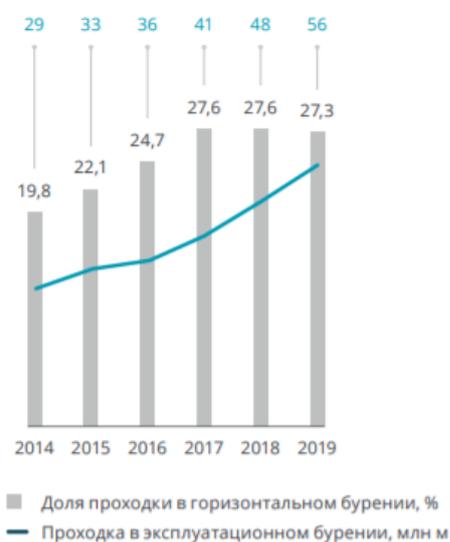


Рисунок 1 – Эксплуатационное бурение в РФ [1]

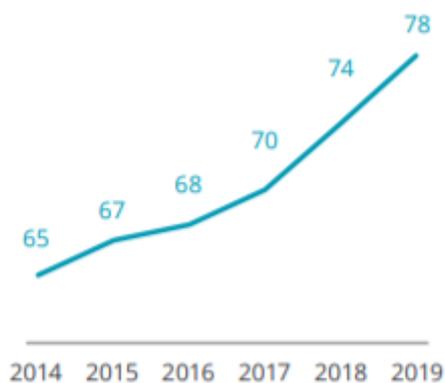


Рисунок 2 – Доля проходки с инженерным сопровождением, % [1]

Косвенным показателем увеличения доли наклонно-направленного бурения является рост проходки с инженерным сопровождением (рисунок 2) [2]. Это указывает на повышение сложности скважин с точки зрения технологии их сооружения и технических параметров проходки.

На фоне роста инженерного сопровождения и усложнения профилей скважин требуется все больше данных о залеганиях пластов и их насыщенности разными типами флюидов. В связи с этим отчетливо виден рост в отрасли сбора данных о пластах во время бурения (LWD) на рисунке 3 представлен график затрат на каждую категорию геологического исследования скважин (ГИС) [1].



Рисунок 3 – Рынок ГИС в РФ по видам работ, млрд. USD [1]

Таким образом, в ближайшей перспективе ожидается стабильный рост объемов бурения и, в том числе, увеличение объемов бурения скважин с горизонтальными участками ствола и с большими отходами от вертикали. Но он может быть затруднен вследствие трудностей и рисков, которые можно разделить на 2 группы: технико-технологические и геополитические.

Технико-технологические риски обусловлены не достижением целей бурения в следствие ряда причин:

- повышение вибрационных, скручивающих и осевых нагрузок (разрушение и интенсивный износ элементов компоновки низа бурильной колонны (КНБК), разрушение бурильных колонн) (1),
- увеличение момента при бурении (развинчивание замковых соединений, деформация и износ резьбовых соединений, износ породоразрушающих инструментов) (2),
- ухудшение выноса шлама (создание условий для возникновения прихватов, рост эквивалентной циркуляционной плотности и создание условий для потери циркуляции) (3),

- долгий контакт бурового раствора с породами-коллекторами (загрязнение призабойной зоны пласта твердой фазой бурового раствора, химическое взаимодействие и образование нерастворимых осадков в пласте) (4),

- увеличение пластового давления и температуры (создание условий для потери управления скважиной, интенсивное температурное старение элементов КНБК) (5),

- увеличение трения колонны о стенки скважины (механический износ элементов бурильной колонны и КНБК, недохождение нагрузки до забоя и падение технико-экономических показателей бурения) (6),

- высокий вес буровой колонны (повышенные нагрузки на буровую установку и ее энергосистему, снижение коэффициента полезного действия бурения) (7),

- сложность проводки скважины по траектории (ухудшение передачи сигнала от забойных телеметрических систем на поверхность, сложность контроля и управления КНБК на большом расстоянии в следствие подлипаний колонны, нестабильности момента, вибрационных нагрузок) (8).

Абсолютное большинство технико-технологических проблем решатся за счет подбора подходящих к условиям бурения компоновки низа бурильной колонны и рецептуры бурового раствора. Также определенно важную роль играет компоновка наземного оборудования и мощность буровой установки, в том числе ее буровых насосов, талевого системы, эффективность работы системы очистки бурового раствора.

Для оценки возможной вероятности проявления и возможных последствий вышеуказанных рисков строится матрица рисков, представленная в таблице 1. Благодаря ей возможна оценка весового коэффициента того или неблагоприятного эффекта в процессе бурения и акцент внимание на разработке мероприятий для его сглаживания и локализации. Оценка рисков производится согласно возможности их проявления при бурении с увеличением сложности скважин (сложность профиля, протяженность горизонтального участка, коэффициент сложности БОВ). Всем рискам присвоены порядковые номера, и они внесены в таблицу согласно вероятности проявления. Как показывает анализ риски 1, 3, 6 и 8 требуют особого внимания и первоочередной разработки рекомендаций для их профилактики.

Таблица 1 – Матрица рисков наклонно-направленного и горизонтального бурения

	Влияние на целевые показатели (последствия)				
	Пренебрежительное	Небольшое	Умеренное	Значительное	Существенное
	ное	ое	ое	ое	ое

Вероятность возникновения	Очень вероятно	Ниже среднего	Средний (2)	Выше среднего (1)	Высокий	Высокий (3, 8)
	Вероятно	Низкий	Ниже среднего	Средний	Выше среднего (6)	Высокий
	Возможно	Низкий	Ниже среднего	Средний (4)	Выше среднего	Выше среднего
	Маловероятно	Низкий	Ниже среднего (7)	Ниже среднего	Средний (5)	Выше среднего
	Крайне маловероятно	Низкий	Низкий	Ниже среднего	Средний	Средний

В таблице 2 приведены перечень мероприятий для снижения вероятности возникновения рисков, полученных в результате анализа матрицы.

Таблица 2 – Мероприятия по профилактике и снижению вероятности возникновения рисков

Риск	Мероприятия
повышение вибрационных, скручивающих и осевых нагрузок	<ul style="list-style-type: none"> - использование демпфирующих элементов в КНБК (амортизаторы, демпферы) - корректировка дизайна КНБК (тесты по оценки влияния элементов КНБК на амплитудно-частотные характеристики вибраций) - использование бурильных труб с повышенными прочностными характеристиками
ухудшение выноса шлама	<ul style="list-style-type: none"> - применение элементов КНБК для дополнительной эффективного удаления шлама (циркуляционные переводники, трубы и переводники со спиральным ребрением) - разработка буровых растворов с реологическим профилем для эффективной очистки скважины от шлама
увеличение трения колонны о стенки скважины	<ul style="list-style-type: none"> - применение толстостенных бурильных труб, осцилляторов и прочего оборудования компоновки бурильной колонны для снижения сил трения со стенками скважины - увеличение смазочных свойств бурового раствора
сложность проводки скважины по	<ul style="list-style-type: none"> - применение роторных управляемых систем - применение систем LWD и MWD с улучшенными характеристиками

траектории	- применение моментоемких винтовых забойных двигателей (ВЗД)
------------	--

Вторая группа рисков связана с ограничениями и санкциями, которые применяются в отношении Российской Федерации. Это влияет на скорость и эффективность трансфера технологий и лучших технических решений зарубежных компаний в нашу страну. Таким образом, мероприятия по профилактике технико-технологических рисков напрямую связаны с геополитическими рисками и событиями на мировой политической арене. Это ставит под угрозу стабильность нормального развития отрасли, что негативно скажется на ее экономических показателях. Наилучшее решение в данном случае – независимость от признанных импортных технологий, которая может быть достигнута за счет развития собственной исследовательской и конструкторской базы, а также активного внедрения собственных разработок на ответственных проектах по строительству скважин через опытно-промышленные испытания.

Библиографический список

1. Deloitte. Обзор нефтесервисного рынка России – 2020 : [сайт]. – URL : <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ru/Documents/energy-resources/Russian/oil-gas-survey-russia-2020.pdf> (дата обращения 24.01.2022). - Текст : электронный.

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ В БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Маковский Ю.С., директор ЧОУ ДПО «Нефтегазовый образовательный центр», г. Тюмень, makovskiy_ys@mail.ru
Кузнецов А.Б., генеральный директор ГУП РК «Черноморнефтегаз», г. Симферополь

Епихин А.В., преподаватель ЧОУ ДПО «Нефтегазовый образовательный центр», г. Тюмень, epikhin.lector@gmail.com

По данным исследований Российской академии народного хозяйства и государственной службы в 2017 году зависимость российской промышленности от импортного оборудования и технологий составляла до 90% [1]. Не смотря на оптимистические стратегии в отношении импортозамещения (в 2020 году были утверждены дорожные карты, которые указывали на потребность достижения уровня импортозамещения в отраслях к 2024 году до 60%, в том числе в области автоматизации и IT-

технологий) – это выглядит утопично, поскольку для создания передовых технологий требуются не только исследовательские гранты и государственные субсидии, но, прежде всего, наукоемкая база и научные школы во всех отраслях промышленности.

Если оценивать нефтегазовый сектор, а в частности строительство скважин, то перед отраслью были поставлены следующие задачи. Снижение доли импорта бурового оборудования, роторно-управляемых систем, навигационного оборудования определения положения бурового инструмента (телеметрических систем), оборудования по управлению буровым инструментом с 83 до 60%, а в области породоразрушающего инструмента и прочего бурового оборудования с 60 до 45% [2]. Безусловно, используя административные рычаги воздействия, эти уровни импортозамещения могут быть достигнуты, но вопрос остается в качестве предлагаемых рынку технико-технологических решений. К примеру, если отказаться от строительства сверхглубоких скважин, скважин с большими отходами от вертикали и сложными профилями, то вполне можно обойтись без импортного высокотехнологичного оборудования. Если же рассматривать перспективные проекты шельфа, разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, то они будут поставлены под угрозу без указанных выше технологий бурения. Следовательно, вопрос конкурентоспособности современных разработок становится особенно острым.

Наиболее важными и перспективными направлениями развития нефтегазовых технологий в настоящий момент в секторе бурения является разработка:

- современных высокотехнологичного оборудования для компоновок низа буровой колонны (КНБК) (роторные управляемые системы, телеметрические системы, винтовые забойные двигатели, технологическая оснастка КНБК);
- программного обеспечения и систем автоматизации бурения и сопутствующих технологических процессов;
- рецептур и химических реагентов для буровых и тампонажных растворов.

С 2014 года в ряде направлений отечественными научно-производственными компаниями при поддержке государства были получены серьезные результаты. Научно-производственным предприятием геофизической аппаратуры «Луч» (НПП ГА «Луч») и Институтом нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск) была разработана первая российская телеметрическая система каротажа в процессе бурения (телеметрическая система LWD типа) [3]. ООО «ТехГеоБур» разработали забойный телеметрический комплекс с электромагнитным каналом передачи данных и модулем гамма-каротажа и провели успешные опытно-промышленные

испытания на Вынгапуровском месторождении Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз [4].

В сентябре 2020 года прошли успешные промышленные испытания разработки ООО «НПО «Буринтех» РУС-ГМ-195 на Южно-Приобском месторождении [5-6]. Данная рус является первой роторно-управляемой системой типа «push-the-bit» отечественного производства [7-8].

Заводы ООО «Гром», ООО «Сиббурмаш» и ООО «Сокол» производят одни из лучших циркуляционных переводников, осцилляторов, стабилизаторов переменного диаметра и винтовых забойных двигателей в отрасли. Причем

Активно ведется работа в направлении комплексного подхода к строительству скважин и применения передовых средств автоматизации. ПАО «Газпром нефть» совместно с «Уралмаш НГО Холдинг» разработала программное обеспечение для автоматизации процесса бурения скважин и прошел полевые испытания на месторождении «Славнефть-Мегионнефтегаз». По оценкам разработчиков данная разработка позволит сократить время на строительство скважин до 15% за счет использования оптимизированных алгоритмов строительства скважины [9]. В свою очередь ООО «Газпромнефть-Восток» активно внедряет в работу программу «Технический предел» согласно которой производится проектирование комплексного использования отечественного оборудования для достижения наилучших показателей бурения [10].

Отдельным направлением интересов отечественных нефтепользователей является развитие крупных проектов на шельфе арктических морей. Ряд отечественных проектов уже активно работает в направлении импортозамещения – морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная», полупогружные буровые установки «Полярная звезда» и «Северное сияние», самоподъемная буровая установка «Арктическая». Безусловно, они были созданы с применением мощностей многих стран, но следующие проекты для шельфового бурения планируются с наибольшим использованием верфей Российской Федерации [11].

Помимо высокотехнологичного оборудования ведутся активные работы по созданию новых модификаций скважинного и наземного бурового инструмента с улучшенными рабочими параметрами и повышенным ресурсом. Например, ОАО «Завод бурового оборудования» предлагает использовать новую модификацию снаряда со съёмным керноприемником, который будет более эффективным чем иностранные аналоги [12]. Также ООО «НПП «Буринтех» ООО «ИСК «Петроинжиниринг» и ряд других отечественных производителей активно занимаются производством современных долот PDC практически не уступающих иностранным аналогам. Проблема в том, что рынок

отечественных долот зависим от деталей и материалов, производимых в других странах (резцы PDC, припой для крепления резцов).

Заводы ООО «Уфагидромаш» и ООО «Нефть-Сервис» занимаются разработкой и производством аналога роботизированного бурового ключа Iron Roughneck. Ими созданы отечественные аналоги – буровые ключи «Тимеркул» (ГКШ-8000) и «Ермак» [13]. Достаточно идут разработки в области создания накопителей энергии для буровых установок (ООО «НТЦ «Приводная техника»), а также крупногабаритного бурового оборудования – систем верхнего привода, противовыбросового оборудования, буровых насосов («Уралмаш НГО Ходинг», ООО «Промтехинвест», ООО «Гром», ООО «Сиббурмаш»).

Активно в научной литературе обсуждаются проблемы сервиса буровых растворов и химических реагентов для строительства скважин [14]. Таким образом, наблюдается активная работа многих промышленных предприятий в направлении импортозамещения, поскольку они сами заинтересованы в увеличении своих рынков сбыта.

Для того, чтобы оценить перспективы импортозамещения в строительстве скважин произведен SWAT-анализ с целью определения возможных угроз, а, соответственно, и мероприятий по профилактике их возникновения. Результаты анализа представлены в таблице 1.

Таблица 1 – SWAT-анализ импортозамещения в бурении скважин

Импортозамещение в бурении скважин	
Сильные стороны	Слабые стороны
<ul style="list-style-type: none"> - независимость от экономических санкций - собственная мощная сырьевая база 	<ul style="list-style-type: none"> - серьезное отставание от зарубежных аналогов (особенно в области автоматизации) - разрыв между производством и научными институтами - научные школы или разрушены или слишком молоды (не имеют «фундамента»)
Угрозы	Возможности
<ul style="list-style-type: none"> - потеря времени, которая обернется еще большим отставанием - «копирование» технологий - низкий КПД от государственных субсидий - конкуренция на внутреннем рынке - китайское оборудование (дешевле и не находится под санкциями) 	<ul style="list-style-type: none"> - возможность создания сетевых взаимодействий для разработки технико-технологических комплексов - возможность производства любого оборудования без иностранных материалов и технологий за счет своих ресурсов - возможность выхода на мировой рынок по достижению необходимого уровня качества

Анализ таблицы показывает, что слабые стороны импортозамещения в бурении могут привести к серьезным угрозам, которые станут причиной неудовлетворительных результатов, неэффективного расходования средств и увеличения издержек. Для профилактики угроз импортозамещения требуется реализовывать ряд мероприятий:

- необходимо вкладывать средства не в конкретные разработки, а в развитие наукоемких центров, как на производственных предприятиях, так и научно-образовательных организациях: лаборатории с современным исследовательским оборудованием мирового уровня, испытательные полигоны. Высокий уровень организации и комплектации этих центров позволит вести научно-конструкторские работы чтобы на равных условиях с иностранными конкурентами;

- важным моментом является не приобретение целых технологий, а привлечение к работе в отечественных проектах – иностранных ученых с их видением и достижениями в области системного анализа развития технологий и техники для бурения скважин – это позволит не «копировать» иностранные технологии, а создавать свои уникальные идеи;

- должна быть разработана четкая система конвейера технологий, когда период от научных исследований до успешных полевых испытаний сокращался путем создания центров опытно-промышленных испытаний на базе недропользователей, а также за счет разработки государственной программы, которая поощряет сотрудничество отечественных предприятий, задействованных в импортозамещении;

- необходимы налоговые послабления и льготы для предприятий которые разрабатывают реально применимые технологии и технику, не уступающие мировым аналогам и стандартам качества;

- важно проводить системный анализ в бурении скважин – рассматривать бурение не как совокупность разрозненных сервисов на базе буровой установки, а как систему, в которой все элементы взаимосвязаны. Необходимо стремиться к достижению синергетического эффекта – тут важна согласованность действий между производителями бурового оборудования и открытый диалог с недропользователями с целью объединения различных технических единиц в комплексы и обеспечения их совместного эффективного применения.

Достижение последней задачи особенно важно, поскольку правильный подход позволит снизить себестоимость бурения скважин и обеспечить наилучшее совмещение сильных сторон оборудования и технологий. Но это требует разработки научно-обоснованных методик и алгоритмов, которые на уровне отраслевых стандартов могли регламентировать процедуры строительства скважин. Если остальные задачи – это более уровень государственной инициативы, то разработка методики использования буровой техники для получения наилучших

результатов бурения, есть непосредственная задача тесного взаимодействия науки и производственного сектора.

Библиографический список

1. Импортозамещение в России // Tadviser: [сайт]. – URL : <https://www.tadviser.ru/index.php/> (дата обращения: 22.01.2022). - Текст : электронный.

2. Импортозамещение в нефтегазовой промышленности. - Текст: непосредственный // Нефтегаз. – 2018. - №4. – 23 с.

3. Телеметрические системы каротажа: программно-методическое обеспечение в процессе бурения наклонно-горизонтальных скважин. - Текст : электронный // Neftegaz.ru: электронный журнал. – 2017. - №10. – URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/importozameshchenie/550310-telemetricheskie-sistemy-karotazha-programmno-metodicheskoe-obespechenie-v-protse-bureniya-naklonno-gorizontalnykh-skvazhin/> (дата обращения: 22.01.2022).

4. Сокращение срока строительства скважин. Телеметрический комплекс нового поколения. - Текст : электронный // Neftegaz.ru: электронный журнал. – 2017. - №7. – URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/importozameshchenie/542856-sokrashchenie-sroka-stroitelstva-skvazhin-telemetricheskii-kompleks-novogo-pokoleniya/> (дата обращения: 22.01.2022).

5. Успешные испытания РУС-ГМ-195. - Текст : электронный // ООО НПО «Буринтех» [сайт]. – URL: <http://burintekh.ru/company/pcenter/news/40449/> (дата обращения: 22.01.2022).

6. Компания «БУРИНТЕХ» завершила опытно-промышленные испытания роторно-управляемой системы РУС-ГМ-195. - Текст : электронный // Neftegaz.ru электронный журнал. – URL : <https://neftegaz.ru/news/Oborudovanie/654592-burintekh-zavershila-opytno-promyshlennye-ispytaniya-rotorno-upravlyaemoj-sistemy-rus-gm-195/> (дата обращения: 22.01.2022).

7. Первая роторно-управляемая система гидромеханического типа в России создана в компании «БУРИНТЕХ». - Текст : электронный // Бурение и нефть: журнал. – 2018. - №12. – URL : <https://burneft.ru/archive/issues/2018-12/22> (дата обращения: 22.01.2022).

8. Ишмуратов И. Р. Роторная управляемая система НПП «Буринтех» / И. Р. Ишмуратов. - Текст : электронный // Бурение и нефть: журнал. – 2019. - 07. – URL : <https://burneft.ru/archive/issues/2019-06/78> (дата обращения: 22.01.2022).

9. «Газпром нефть» сообщила об успешном применении отечественного ПО для автоматизации бурения. - Текст : электронный // D-russia.ru : [сайт]. – URL: <https://d-russia.ru/gazprom-neft-soobshhila-ob->

uspeshnom-primenenii-otechestvennogo-po-dlja-avtomatizacii-burenija.html
(дата обращения: 22.01.2022).

10. Импортозамещение в нефтегазодобывающем комплексе. - Текст : электронный // Neftegaz.ru: электронный журнал. – 2017. - №2. – URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/importozameshchenie/550156-importozameshchenie-v-neftegazodobyvayushchem-komplekse/> (дата обращения: 22.01.2022).

11. Митько А. Импортозамещение в нефтегазовом секторе началось / А. Митько. - Текст : электронный // Ru.Arctic : [сайт]. – URL: <https://ru.arctic.ru/analitic/20180207/714313.html> (дата обращения: 22.01.2022).

12. Приймак Е. Ю. Импортозамещение комплекса инструмента для бурения скважин со съёмным кернаприемником (ССК). - Текст : электронный // Золото и технологии: журнал. – URL: https://zolteh.ru/technology_equipment/importozameshchenie_kompleksa_instrumenta_dlya_bureniya_skvazhin_so_semnyim_kernopriemnikom_ssk/ (дата обращения: 22.01.2022).

13. Автоматизированный буровой ключ ГКШ-8000 Тимеркул. - Текст : электронный // ООО «Уфагидромаш»: [сайт]. – URL: <https://ufagidromash.ru/products/tongs/GKH-80/> (дата обращения: 22.01.2022).

14. Камбулов Е. Ю. Проблемы сервиса буровых растворов в условиях импортозамещения / Е. Ю. Камбулов, Т. О. Мязин. - Текст : электронный // Нефтяное хозяйство: журнал. – 2017. - № 9. – URL : https://www.oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?ID=11152&art=230704 (дата обращения: 22.01.2022).

ОПТИМИЗАЦИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

*Мухаметшина Э.Р., группа ЭДНб-18-1, г. Нижневартовск,
muhametshina.elwina2015@yandex.ru*

Развитие является неотъемлемым атрибутом существования любой системы. Развитие – это не отдельные изменения, а комплекс, система изменений в составе элементов, в структуре, то есть в рамках качества подсистем данной системы. Основные признаки развития: качественный характер изменений, их необратимость, направленность. Применительно к предприятию Карлоф Б. понимает развитие как усиление его позиции на рынке, расширение круга потребителей, создание новых сфер бизнеса,

увеличение объема сбыта продукции, гармоничное взаимодействие с окружающей средой [1].

В литературе приводится большое количество определений понятия «система». Наиболее простым и корректным из этой совокупности является, по нашему мнению, определение одного из основоположников общей теории систем Л. Берталанфи, который рассматривал систему, как комплекс взаимодействующих элементов [2]. При этом под элементом системы понимают неделимый компонент системы, ее составная часть, без которой система не существует. Совокупность устойчивых отношений и связей между этими элементами принято называть структурой системы.

Эффективность относится к важнейшему понятию теории управления любыми системами.

Анализ публикаций в отечественной и зарубежной литературе показывает, что можно выделить три основных аспекта понятия эффективности: эффективность как соотношение затрат и результатов; эффективность как характеристика состояния экономической системы или как характеристика качества управления (эффективное – неэффективное); эффективность как мера приближения к оптимальному состоянию или вероятность достижения цели.

Наибольшее практическое значение имеет последний из указанных аспектов (как мера приближения к оптимуму), который обусловлен структурой задач оптимизации, в соответствии с которой эффективность может выражаться в двух основных формах: полезного результата, полученного при заданных параметрах ресурсов; затратами ресурсов, которые необходимы для достижения заданного производственного результата [3].

Первый из приведенных аспектов понятия эффективности предусматривает определение показателей продуктивности и рентабельности использования ресурсов в дальнейшем. Эффективность как характеристика состояния системы чаще всего трактуется как эффективность (оптимальность) по Парето, под которой понимают такое состояние системы или такое распределение ресурсов, при котором улучшение по одному параметру невозможно без ухудшения по другому параметру.

Рассмотрим теперь актуальную проблему оптимизации процесса управления развитием таких систем, относящихся, в частности, к нефтегазовому сектору экономики.

Оптимизация технологической системы заключается в создании у нее такой оптимальной функциональной структуры, которая бы на основе соблюдения установленных нормативов обеспечивала восстановление в них динамического равновесия, устанавливала оптимальный режим использования ресурсов.

Оптимальной функциональной структуризации технологической системы невозможно достичь без предыдущего создания ее математической модели. Моделирование должно решать следующие задачи: выявлять структуру систем, особенности их функционирования и закономерности взаимодействия составляющих компонентов; прогнозировать развитие таких систем; определять основные параметры динамического равновесия и оптимального состояния любой подсистемы; устанавливать степень приближения состояния системы к критической черте, за которой начинаются необратимые процессы распада системы; определять оптимальную функциональную структуру системы, в частности, оптимальное функциональное зонирование территории и оптимальный режим деятельности в пределах выделенных функциональных зон согласно технологическим нормативам; управлять гармоничным развитием составляющих подсистем.

Оптимизационный подход к моделированию технологических систем предполагает построение модели процессов, протекающих в системе, с учетом возможностей системы в осуществлении этих процессов и поиск конкретных параметров этих процессов в виде решений соответствующих оптимизационных моделей, управления этой деятельностью, то есть допустимое множество режимов функционирования, в рамках которых технологическое формирование может осуществить свой оптимальный выбор.

Таким образом для прогнозирования развития технологических систем следует использовать экономико-математические методы и модели, а для эффективного управления процессами деятельности и развития таких систем следует использовать нормативный подход, создав для этого соответствующие нормативы затрат и результатов.

Вопросы оптимизации управления деятельностью технологических систем в современном понимании тесно связан с применением информационных систем и технологий. Руководители предприятий, которые лучше всего используют информационные технологии, безусловно, имеют значительное конкурентное преимущество, а использование информационных систем управления является главным аспектом эффективного применения ИТ и систем. Исключительная полезность ИТ заключается в координировании технологических процессов предприятия с целью повышения его устойчивости, стабильности и скорости реагирования в «новой нормальности», как отмечают Ф. Котлер и Д. Каслионе [4].

Отечественные предприятия уже работают в таких новых условиях, что предполагает применение их руководителями новых инструментов ведения бизнеса, которые соответствовали бы новым рыночным реалиям. Управленческие информационные системы (УИС) – один из таких инструментов. Отметим, что УИС – это функционирующая

информационная система, предназначенная для поддержки управления предприятием, решения управленческих задач, которые определены бизнес-целями предприятия.

К сожалению, большинство компаний имеет негативный опыт внедрения информационных технологий и систем, который в основном связан с отсутствием взаимопонимания между бизнесом и ИТ-департаментом, с отсутствием четких критериев оценки вклада УИС в развитие предприятия. Это, в свою очередь, является следствием существующих подходов к внедрению и оценке эффективности ИТ, связанных, прежде всего, с характеристиками отдельных функциональных компонентов (производительности сетевого оборудования, эффективностью процесса разработки и внедрения систем и тому подобное).

Следовательно, при внедрении информационных систем должны быть учтены следующие базовые требования, выполнение которых обеспечит единое понимание роли ИТ в развитии технологий и бизнеса в целом, позволит спланировать развитие предприятия и обеспечит контроль за достижением поставленных целей: связь ИТ-стратегии со стратегией бизнеса, причем с последовательностью ее формирования от разработки стратегии для основных бизнес-направлений, далее оценки соответствующих инвестиционных проектов, а уже после того к разработке ИТ-стратегии для их поддержки. Важно также наличие материальных и нематериальных ресурсов; наличие оперативных «лидирующих» показателей, обеспечивающих текущий мониторинг и контроль; необходим акцент на важность процессов инноваций и развития технологий и персонала.

Следует добавить, что формирование ИТ-стратегии как части общей стратегии развития компании имеет такие предпосылки: четкое представление, как такие информационные системы и технологии будут поддерживать бизнес и с какими затратами; анализ соответствия функциональных возможностей ИТ-решений ключевым требованиям бизнеса и разработка технико-экономического обоснования проекта (в частности, при внедрении управленческой информационной системы); оценка повышения эффективности бизнеса за счет внедрения корпоративной управленческой системы.

В большинстве компаний деятельность ИТ-служб планируется в подразделениях инфраструктуры, бизнес-приложений и поддержки непрерывной работы пользователей. Однако все перечисленные сферы рассматриваются как единый процесс, и ИТ-стратегия формируется комплексно. Степень детализации такой стратегии зависит от сроков, на которые она рассчитана, и от рисков, которые будет нести компания: чем меньше срок и чем выше риск, тем более подробно должны быть описаны

действия компании, направленные на поддержку бизнеса с помощью ИТ, в частности управленческой информационной системы.

Таким образом, технологическая трансформация предприятия заключается, в основном, в совершенствовании его системы управления, через:

- определение задач (требований) по эффективному развитию и видам работ, которые нужно выполнять, и характеристик их выполнения;

- оптимизацию организационной структуры и систем, которые включают в себя формальные системы и организационные механизмы (системы бизнес-процессов, линии подотчетности, информационные системы, механизмы мониторинга и контроля, должностные инструкции и т. п.);

- улучшение организационной культуры (регламентированные отношения), составляющими которой являются ценности, ритуалы, нормы, источники власти, приверженности, неформальные отношения, другое, что влияет на конечные результаты;

- обучение персонала, системы лояльности, соответствующие стремлению персонала привести индивидуальные потребности в соответствие с формальными и неформальными структурами и системами предприятия и организационной культурой

Библиографический список

1. Берталанфи Л. Общая теория систем / Л. Берталанфи. - Текст : непосредственный // Исследования по общей теории систем: Сборник переводов / Общ. ред. вст. ст. В. Н. Садовского и Э. Г. Юдина. – Москва: Прогресс, 1969. – 582 с.

2. Генкин Б. М. Экономика и социология труда: учеб. для ВУЗов. – 7-е изд. / Б. М. Генкин. – Москва: Норма, 2007. – 448 с. - Текст : непосредственный.

3. Главная ошибка ERP-проекта – отсутствие изменений бизнеса. - Текст : электронный // - URL : <http://www.management.com.ru/tend/tend345.html>.

4. Журавлева И. В. Информационные системы международного бизнеса / И. В. Журавлева, Р. М. Чен. – Х.: ХНЕУ, 2006. – 450 с. - Текст : непосредственный.

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАВИСИМОСТИ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА В ГАСИТЕЛЕ ПУЛЬСАЦИИ ОТ ДИАМЕТРА ПОРШНЯ БУРОВОГО НАСОСА

На сегодняшний момент наклонно-направленное бурение является одним из основных методов повышения нефтеотдачи пластов, так как большинство месторождений России находятся на третьей стадии эксплуатации. Для выполнения вышеуказанной операции необходимо использовать точное, дорогостоящее оборудование. Каналом передачи информации от прибора до устья является жидкость. На качество передаваемой информации прибора сказывается неравномерная работа бурового насоса. Неравномерность работы бурового насоса — это пульсация, происходящая во время работы плунжерного или поршневого насоса. Также данная неравномерность или пульсация сказывается на приводе бурового насоса (трансмиссия). Научно доказано эффективность применения при бурении трехпоршневых насосов, ввиду их наименьшей неравномерности.

Во время наклонно-направленного бурения необходимо максимально сгладить пульсации связанные с неравномерностью подачи трёх поршневого насоса, для этого в конструкции выкидной линии предусмотрено устройство, называемое гаситель пульсации. Применение его крайне необходимо при выполнении бурения поршневыми насосами.

Рассмотрим рисунок 1, на котором видно с какой частотой происходит пульсация в трёх поршневом насосе. Частота пульсации зависит от числа двойных ходов штоков бурового насоса.

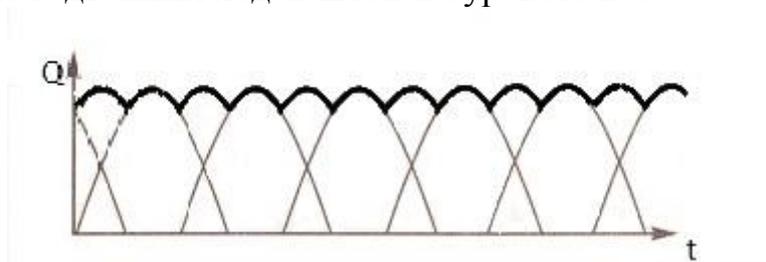


Рисунок 1 – График подачи трехпоршневого насоса

Гаситель пульсации рис. 2 представляет собой замкнутую емкость, разделенную гибкой диафрагмой на две полости. При ходе нагнетания часть жидкости, подаваемая насосом, заполняет нижнюю полость, а газ (воздух) в верхней полости сжимается. При ходе всасывания давление в трубопроводе снижается и жидкость из нижней полости вытесняется сжатым газом в результате чего происходит сглаживание кривой рис.1.

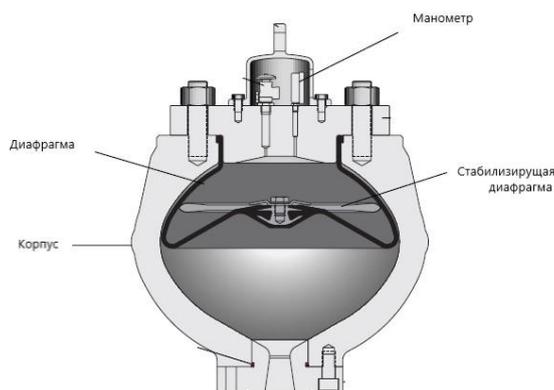


Рисунок 2 – Гаситель пульсации

Согласно рекомендациям завода изготовителя по предварительной зарядке для нормальных рабочих условий необходимо установить давление предварительной заправки на уровне от 50 до 70 процентов от среднего рабочего давления нагнетания, но не выше номинального. Однако высокая предварительная зарядка может сократить срок службы диафрагмы. Но не сказано есть ли необходимость при регулировании подачи путем изменения диаметра поршня изменять давление газа в гасителе пульсации.

Изучив литературу, теоретического обоснования выбора оптимального размера камеры колпака получившие свое развитие в работах Н. Е. Жуковского о гидроударе показывает, что рассчитать объём гасителя пульсации можно исходя из формулы:

$$V = (k\pi d^2)/4 \quad (1)$$

где $k = 1,4$ – есть отношение теплоёмкости воздуха с постоянным давлением к его теплоёмкости с постоянным объёмом;

d – внутренний диаметр манифольда.

Сглаживание – это способ, обеспечивающий быстрое реагирование прогноза на все события, происходящие в течение периода протяженности базовой линии. Неравномерная подача характеризуется коэффициентом неравномерности, для трехпоршневого насоса формула имеет вид:

$$\sigma = \frac{1}{3} \pi (1 - \sin \frac{\pi}{3}) = 0,14 \quad (2)$$

Исходя из данной формулы можно сделать вывод: оптимальное давление газа(воздуха) в гасителе пульсации должно быть ниже рабочего на 14% для обеспечения нормальной работы диафрагмы, которая будет выразаться в гашении амплитуд.

На основании данного вывода можно сделать заключение: при увеличении диаметра поршня и втулки снижается давление в линии

нагнетания соответственно и в гасителе пульсации необходимо установить давление на 14% ниже от ожидаемого рабочего давления.

Выводом данной работы считаю необходимостью контроля давления газа в гасителе пульсации и устанавливать расчетным методом.

ДИЛЕММА КОНТРОЛИРУЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН И ПУТИ ЕЕ РЕШЕНИЯ

Родионцев Н.Н., старший преподаватель кафедры Нефтегазового дела, ТИУ (филиал в городе Нижневартовск), г. Нижневартовск, nic_rodionsev@mail.ru

Закиров Н.Н., доктор технических наук, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, ТИУ, г. Тюмень, zakirovnn@tyuiu.ru

Одной из основных работ проблем контроля технологических процессов бурения сверхглубоких скважин остается задача оптимальной генерации комплекса ревизуемых параметров. Действительно, недостаточное количество измеряемых величин вызывает информационный «недобор», ведущий к невозможности адекватной оценки состояния технологических процессов при бурении, например, сверхглубокой скважины, что в свою очередь деактивирует управляющие воздействия и нивелирует их направление. Что это значит? Неконтролируемый расход используемых материалов, реагентов, долот и т.п., возможные осложнения и аварии – в итоге – неоправданные финансовые расходы. Однако, зачастую параметры, которые практически не используются при оценке состояний технологических процессов при бурении скважин занимают львиную долю цифровых потоков, являются малоинформативными, и, следовательно, экономически неоправданными.

Для сегодняшних реалий характерно превалирование двух основных методик генерации контролируемых параметров – экспертное оценивание и моделирование технологического процесса [1]. Первая и основная – зиждется на мнении экспертов, основанном на их личном опыте, который нередко имеет субъективную направленность. Так каждый специалист составляет свой список технологических параметров по степени важности в его представлении и в соответствии с заданными требованиями к необходимому результату строительства скважины. Однако, даже несмотря на предварительную статистическую оценку полученных экспертных заключений, дальнейшее ранжирование параметров бурового процесса, на основании которого составляется список усредненных технологических показателей, нуждается в доработке и оптимизации для дальнейшего практического применения. Вторая методика исключает необъективность «человеческого фактора» и основывается на математическом подходе к оценке экстремальных параметрических

значений технологических параметров. В результате обработки данных, получаемых путем проведения экспериментов, создается математическая модель, описывающая наиболее значимые факторы одного из технологических процессов бурения скважины. На основании полученной математической модели определяется список контролируемых параметров. С одной стороны, данная методика позволяет производить объективный отбор значимых параметров на основании степени их влияния на технологический процесс в целом, с другой – проведение эксперимента ограничивает круг рассматриваемых задач и ужесточает требования к исходным условиям.

В настоящее время более 90 % скважин при бурении управляются «вручную» путем использования отечественных и зарубежных систем контроля на основании имеющегося проекта на строительство скважины. В равной степени это относится и к сверхглубоким скважинам. Поскольку проектные режимы усредняются по региональным нормативам, они не являются оптимальными для конкретной скважины, что на 25 % снижает технико-экономические показатели бурения [2].

В России управление бурением осуществляется с помощью систем, представляющих собой сборку измеряющих и контролируемых объектов, задействованных в процессе мониторинга параметров бурения – глубины скважины, величины проходки, нагрузки на долото, нагрузки на крюке, оборотов долота / ротора, величины крутящего момента на долоте / роторе, расхода бурового раствора, давления бурового раствора. Данные системы в основном контролируют параметры механического бурения – 65÷75 % от общего числа параметров. Примером может служить система «Контур-2», которая получает данные по давлению раствора на входе, нагрузке на крюке, механической скорости проходки, крутящем моменте на долоте, нагрузке на долото, расходу раствора на входе, времени, удельному весу раствора на входе, плотности раствора на входе, расходу раствора на выходе, глубине скважины, пластической вязкости, проходке на долото [3].

Зарубежные аналоги реализуют в принципе те же задачи строительства скважин, однако они способны контролировать гораздо большие объемы информации – в 2÷3 раза. Так, кроме указанных выше показателей, наиболее часто используемых в России, система «Martin-Decker» (США) [4] способна контролировать скорость раствора на входе, комплекс приборов «TotcoCommand» (США) [5] мониторит показатели по числу ходов поршней насоса, скорости раствора на выходе, общему весу колонны, управляющая аппаратура «Multhifer» (Франция) собирает данные по частоте вращения долота, объему раствора в емкостях, содержанию газа, температуре раствора на входе, концепт фирмы «Geolograph Oil Field Services» (США) [6] анализирует показатели по частоте вращения долота, числу ходов поршней насоса, объему раствора в емкостях, температуре

раствора на выходе, температуре раствора на входе, изменению / уровню раствора в емкостях, крутящему моменту при свинчивании труб, суммарной работе талевого каната и т.п.

Информационно-измерительные системы охватывают большой круг показателей, до 40 % которых приходится на оптимизацию процесса бурения, 45 % – на гидравлическую программу бурения, остальное – на превентивность возможных аварий. Данные системы отличаются от аппаратуры контроля бурения более широкими возможностями: кроме сбора и обработки буровой информации они способны оперативно управлять и корректировать процесс бурения, проводить расчеты оптимальных параметров бурения, на основании которых обеспечивается защита оборудования от перегрузок, поддерживать рассчитанные значения параметров бурения. Так сложные информационно-измерительные системы способны контролировать до 40 параметров различной направленности – технологической, механической, гидравлической и реологической.

В целях оптимального управления, повышения безопасности строительства скважин в последнее время получили распространение самонастраивающиеся системы управления. Данные машинные комплексы способны в режиме реального времени автоматически перестраивать систему управления процессом бурения согласно забойных условий, контролировать спуско-подъемные операции, осуществлять контроль и превентивный прогноз состояния скважины. Однако данные системы ограничены установочными критериями оптимизации, вырабатываемыми на основании усредненных показателей, принятых для наиболее распространенных конструкций скважин, что, например, ограничивает их применение в случаях строительства сверхглубоких скважин.

В целях расширения области применения информационно-измерительных систем в целях контроля и управления технологическими процессами строительства сверхглубоких скважин предлагается внедрение онтологической методики, к достоинствам которой можно отнести возможность анализа как предшествующего, так и последующего принятых управляющих решений, что в свою очередь позволяет формировать и постоянно расширять массивы данных логических выводов онтологии. Подобное генерирование, систематизация и, что самое существенное, представление рекомендаций в автоматизированном режиме позволяет вырабатывать наиболее значимые и эффективные управленческие воздействия при решении параметрических задач строительства сверхглубоких скважин.

Библиографический список

1. Кульчицкий В. В. Применение технических средств контроля процессов бурения нефтегазовых скважин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. / В. В. Кульчицкий, А. С. Ларионов, А. И. Архипов. – Москва: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2016. – 151 с. – Текст: непосредственный.

2. Цуприков А. А. Интеллектуальная система адаптивного управления технологическим процессом бурения нефтегазовых скважин : 05.13.06 : дис. ... докт. техн. наук / А. А. Цуприков; Кубанский государственный технологический университет. – Краснодар, 2020. – 429 с. – Текст: непосредственный.

3. [Сайт]. - URL: <https://geosfera.nt-rt.ru/images/manuals/Kontur-2.pdf> (дата обращения: 22.01.2022). - Текст : электронный.

4. [Сайт]. - URL: <https://www.bloomberg.com/profile/company/0178603D:US>(дата обращения: 22.01.2022). - Текст : электронный.

5. [Сайт]. - URL: <https://www.nov.com/products-and-services/brands/md-totco> (дата обращения: 22.01.2022). - Текст : электронный.

6. [Сайт]. - URL: <https://visualbi.com/analytics/oil-and-gas/oil-field-services/> (дата обращения: 22.01.2022). - Текст : электронный.

ПРИМЕНЕНИЕ КОСВЕННЫХ ПРИЗНАКОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИНТЕРВАЛОВ ОСЛОЖНЕНИЙ В НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОМ УЧАСТКЕ СКВАЖИНЫ

*Мазур Г.В., Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, ФГБОУ ВО «Тюменский
индустриальный университет», г. Тюмень, MazurGV@tmn.lukoil.com;
Овчинников В.П., ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный
университет», г. Тюмень*

Требования лицензионных соглашений по разработке месторождений, наличие углеводородсодержащих оторочек или неохваченными сеткой разработки участков требует, зачастую, экономически рискованных геолого-технических мероприятий (ГТМ) в области строительства новых скважин или бурения боковых стволов из «старого» фонда скважин. Наличие в стратиграфическом разрезе подобных скважин, транзитных пластов, уже находящихся в разработке и, соответственно, имеющих либо пониженное пластовое давление, вследствие активного отбора продукции на участке, либо наоборот, повышенные пластовые давления, вследствие наличия в ближайшем окружении нагнетательных скважин или пропластков, склонных к обвалам и поглощениям, требуют нестандартных подходов к проектным решениям.

Геолого-технологические условия в интервалах с высокими значениями зенитного угла являются сложными. Учитывая необходимость минимизации количества колонн в скважинах и обеспечения рентабельности ГТМ, на этапе проработки мероприятий необходимо осуществлять комплексный индивидуальный подход к планированию и проектированию подобных скважин, включающий предпроектную проработку и инжиниринговое сопровождение в процессе строительства скважины или бурения бокового ствола [1].

Для разработки мероприятий по предупреждению осложнений и аварий на этапе разработки проектной документации, на участках со сложными геолого-техническими условиями, в первую очередь, следует определить факторы, которые могут привести к осложнениям, с привязкой к стратиграфическому разрезу. Определение указанных параметров является сложной задачей, особенно на новых участках, где опыт бурения минимальный.

Одним из наиболее слабо идентифицируемых видов осложнений является осыпи или обваливание в интервалах неустойчивых пород, следствием которых, как правило, могут быть аварии, связанные как с потерей части бурильного инструмента или элементов низа бурильной колонны (КНБК), так и с недоспуском обсадной колонны и дальнейшее перебуривание ствола скважины [2,3].

В целях их предупреждения, предлагается использовать совокупность косвенных признаков, позволяющих с высокой вероятностью определять наиболее значимые факторы и интервалы, склонные к осложнениям.

К ним относятся регистрируемые и обрабатываемые данные практически на каждой скважине:

- детализация (масштабирование) профиля скважины до 10 м по стволу;
- привязка глубины по стволу к вертикальной глубине скважины;
- привязка стратиграфической свиты к глубине по стволу и вертикали;
- определение интервалов с затяжками и посадками КНБК при спуско-подъемных операциях;
- определение интервалов с осложнениями и авариями;
- уровень кавернозности по стволу/вертикали скважины;
- зенитный угол в соответствующем интервале;
- азимутальное направление ствола скважины в интервалах осложнений и аварий;
- тип и параметры бурового раствора.

В Филиале «КогалымНИПИнефть» все перечисленные параметры сводятся в единой корпоративной базе данных «Wellinfo». База данных

позволяет использовать автоматизацию и машинное обучение, что влечет снижение трудозатрат при формировании матрицы косвенных факторов.

К наиболее успешному опыту применения методики «косвенных признаков» можно отнести предпроектную проработку строительства многозабойных скважин с горизонтальным окончанием на Сыморьяхском месторождении.

Месторождение активно разбурируется с 2016 года. На этапе строительства первых скважин значительных проблем при бурении не возникало. С 2021 года принято решение о начале бурения скважин с горизонтальным окончанием на «новом» участке месторождения. Бурение первых скважин показало наличие несоответствий в геолого-технологических условиях при сравнении с ранее построенными скважинами на месторождении. Получены ряд осложнений и аварий, связанных с прихватом бурильного инструмента.

Для выявления «проблемных» интервалов был выполнен анализ данных, заключающийся в сопоставлении косвенных признаков, характеризующих возможное наличие интервалов склонных к осыпанию. По результатам анализа и сопоставления с ранее построенными скважинами определены интервалы, склонные к обрушению и соответственно прихвату бурильного инструмента или обсадной колонны (таблица 1).

Анализ полученных данных показал:

- интервалы наибольшей кавернозности (от 1,15 до 1,61) отмечаются на границе Леушинской и Улансынской свит (от 1630 м до 1820 м по вертикали);

- интервалы осложнений и аварий в большей степени определяются в подошве Леушинской свиты (от 1610 м до 1720 м);

- выделены 2 основных направления азимута профиля скважин, в которых выявлены повышенная кавернозность, наличие посадок и затяжек, наличие осложнений и аварий (200 градусов (+/- 5%) и 300 градусов (+/- 1%));

- в интервалах ниже 1820 м наличие затяжек и посадок отмечались в профилях с азимутом 95 градусов и 133 градусов.

Таблица 1 - Сопоставление данных по осложнениям

Свита	Интервал, м		Скважин с инцидентами			Средние значения				
	от	до	Затяжки и посадки	Осложнения	Аварии	Коэффициент кавернозности	Зенитный угол, градусы	Азимут в интервале инцидентов, градусы		Интенсивность, градусы на 10м
								мин	макс	
Леушинская	1540	1550	2	0	0	1,09	37,6	201,3	207,0	0,73
Леушинская	1550	1560	1	0	0	1,08	36,5	208,0	208,0	0,44
Леушинская	1560	1570	2	0	0	1,10	36,9	205,9	208,1	0,11
Леушинская	1570	1580	1	0	0	1,10	36,7	207,9	207,9	0,14
Леушинская	1580	1590	2	0	0	1,10	38,2	195,3	207,1	0,67
Леушинская	1590	1600	2	0	0	1,09	36,6	202,5	206,0	0,47
Леушинская	1600	1610	2	1	0	1,10	36,4	202,8	218,9	0,22
Леушинская	1610	1620	2	2	0	1,10	43,9	143,4	302,8	0,45
Леушинская	1620	1630	2	2	0	1,09	38,9	190,4	302,0	0,36
Леушинская	1630	1640	1	2	0	1,21	37,1	206,5	302,0	0,28
Леушинская	1640	1650	1	3	1	1,49	37,5	202,7	301,8	0,21
Леушинская	1650	1660	1	2	0	1,41	37,3	206,0	301,8	0,16
Леушинская	1660	1670	1	2	0	1,32	37,1	206,0	301,7	0,37
Леушинская	1670	1680	1	2	0	1,31	36,5	205,5	301,2	0,45
Леушинская	1680	1690	1	2	0	1,23	36,2	177,3	300,6	0,28
Леушинская	1690	1700	2	2	0	1,24	38,7	98,5	301,0	0,39
Леушинская	1700	1710	1	2	0	1,29	37,2	151,0	301,9	0,44
Леушинская	1710	1720	1	2	0	1,61	35,8	202,8	284,4	0,36
Леушинская	1720	1730	1	1	0	1,42	33,1	197,3	204,9	0,56
Леушинская	1730	1740	1	1	0	1,27	33,2	202,0	205,3	0,56
Леушинская	1740	1750	0	2	0	1,29	32,4	203,1	205,8	0,56
Леушинская	1750	1760	0	1	0	1,44	31,3	206,3	206,3	0,55
Улансынская	1760	1770	1	1	0	1,17	32,1	199,9	206,9	0,64
Улансынская	1770	1780	2	1	0	1,22	34,0	181,4	207,6	0,55
Улансынская	1780	1790	1	1	0	1,19	34,7	182,3	208,1	0,29
Улансынская	1790	1800	2	1	0	1,15	35,4	124,0	208,5	0,51
Улансынская	1800	1810	1	1	0	1,19	36,3	95,4	208,8	0,23
Улансынская	1810	1820	2	1	0	1,18	37,7	95,6	208,2	0,29
Улансынская	1820	1830	2	1	0	1,11	43,9	95,7	208,0	0,24
Улансынская	1830	1840	2	2	0	1,12	43,9	95,7	208,6	0,26
Улансынская	1840	1850	2	1	0	1,14	43,9	95,6	209,2	0,24
Улансынская	1850	1860	3	1	0	1,13	43,8	95,2	208,9	0,24
Улансынская	1860	1870	2	1	0	1,10	43,6	95,7	208,2	0,36
Улансынская	1870	1880	2	1	0	1,09	43,2	95,8	207,4	0,46
Улансынская	1880	1890	2	1	0	1,10	42,9	95,6	206,6	0,53
Улансынская	1890	1900	2	1	0	1,12	42,5	95,0	206,0	0,55
Улансынская	1900	1910	3	1	0	1,15	42,1	94,1	205,9	0,57
Харасоимская	1910	1920	3	1	0	1,12	41,6	93,3	206,0	0,59
Харасоимская	1920	1930	3	1	0	1,14	49,5	92,8	132,8	0,54
Харасоимская	1930	1940	2	0	0	1,10	49,3	93,4	131,2	0,71
Харасоимская	1940	1950	2	0	0	1,11	49,0	94,2	131,2	0,63
Харасоимская	1950	1960	2	0	0	1,07	48,3	94,0	131,5	0,69
Харасоимская	1960	1970	2	0	0	1,07	47,3	94,0	132,2	0,93
Харасоимская	1970	1980	2	0	0	1,09	48,6	127,1	132,8	1,28
Харасоимская	1980	1990	1	0	0	1,07	47,3	132,9	132,9	1,19
Верхне-Даниловская	1990	2000	1	0	0	1,08	45,5	133,2	133,2	1,36
Верхне-Даниловская	2000	2010	2	0	0	1,10	43,4	133,6	133,8	1,16
Верхне-Даниловская	2010	2020	2	0	0	1,10	42,2	132,6	134,2	0,54
Верхне-Даниловская	2020	2030	1	0	0	1,05	41,1	134,3	134,3	0,69
Нижне-Даниловская	2030	2040	1	0	0	1,06	39,9	134,2	134,2	0,51
Нижне-Даниловская	2040	2050	1	0	0	1,08	39,5	133,6	133,6	0,32
Нижне-Даниловская	2050	2060	1	0	0	1,06	38,6	134,1	134,1	0,47
Тюменская	2060	2070	1	0	0	1,08	38,7	135,0	135,0	0,33
Тюменская	2070	2080	1	0	0	1,06	н/д	134,55	134,55	н/д
Тюменская	2080	2090	0	0	0	1,02	н/д	н/д	н/д	н/д
Тюменская	2090	2100	0	0	0	1,01	н/д	н/д	н/д	н/д

По результатам анализа изучено влияние промывочной жидкости на образцы керна из указанного интервала. Определены комплексные мероприятия по применению ингибирующе-крепящих пачек, плотности и реологических свойств промывочной жидкости, ограничения по зенитному углу в «сложных» интервалах и набору интенсивности, предложения по

компоновке низа бурильной колонны и режимов бурения, ограничению механической скорости углубления.

Применение указанных мероприятий позволило обеспечить дальнейшее безаварийное бурение скважин на «проблемном» участке

Библиографический список

1. Сооружение многоствольных (многозабойных) скважин с горизонтальным окончанием / Д. Л. Бакиров, В. П. Овчинников, М. М. Фаттахов, [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2021. - № 1. – С. 64-69.

2. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для студентов вузов. В 5 т. Т. 4 / ред. В. П. Овчинников. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. — 496 с. - Текст : непосредственный.

3. Мосин В. А. Устойчивость глинистых пород при бурении нефтяных и газовых скважин / В. А. Мосин. – 2017. – 422 с. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Овчинников В.П., д.т.н., профессор

РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАГНЕТАТЕЛЬНОГО ПОТОКА-АГЕНТА В ТРЕЩИНОВАТЫЕ НЕФТЯНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ

Молдабаева Г.Ж., Казахстан, г.Алматы

***Түзелбаева Ш.Р., Казахстан, г.Алматы, tuzelbayeva.s@gmail.com,
s.tuzelbayeva@satbayev.university***

Во всем мире с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов, и формируются исследования, нацеленные на исследование научно обоснованного расклада к выбору особо действенных технологий разработки месторождений [1].

В настоящее время главные нефтяные месторождения Республики Казахстан находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется наличием широких заводненных зон пласта. Ресурсы нефти таковых месторождений локализованы в единичных линзах, затруднительных и вялых зонах. Для выработки этих запасов наряду с физико-химическими методами повышения нефтеизвлечения и интенсификации добычи нефти широко применяются гидродинамические методы, такие как: форсированный отбор жидкости, нестационарное заводнение, замена направления фильтрационных потоков [2].

Классификация методов увеличения нефтеотдачи

По типу рабочих агентов классификация известных методов увеличения

нефтеотдачи пластов выглядит следующим образом.

Гидродинамические методы:

- изменение направления фильтрационных потоков;
- вовлечение в разработку недренируемых запасов;
- нестационарное (циклическое) заводнение;
- форсированный отбор жидкости.

Физико-химические методы:

- вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные системы);
- вытеснение нефти растворами полимеров;
- вытеснение нефти щелочными растворами;
- вытеснение нефти композициями химических реагентов, в т. ч. мицеллярные, мицеллярно-полимерные растворы;
- вытеснение нефти растворителями.

Газовые методы:

- воздействие на пласт двуокисью углерода;
- воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ);
- воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

Тепловые методы:

- паротепловое воздействие на пласт;
- внутрислоевого горение;
- вытеснение нефти горячей водой;
- пароциклические обработки скважин.

Волновые (вибросейсмические, электромагнитные, акустические).

Микробиологические методы.

Гидродинамические методы используются на месторождениях, разрабатываемых с применением холодного заводнения и относятся к методам регулирования, направленным на увеличение охвата пласта заводнением. Эти методы не относятся к современным методам увеличения нефтеотдачи, так как при их применении не меняется механизм вытеснения нефти по сравнению, например, с естественным упруговодонапорным режимом. Поэтому применение гидродинамических методов позволяет повысить нефтеотдачу пласта не более чем на 5-8% [3].

Объем нефти, добытой из карбонатных коллекторов в Казахстане, пока невелик. Однако уже в ближайшие годы разработка таких запасов станет насущной необходимостью, ведь к ним относится значительная часть еще не введенных в эксплуатацию месторождений, а также перспективных ресурсов.

Большая часть нефти и газа добывается из терригенных отложений. Коллекторы такого типа создались из снесенных ветрами и течениями фрагментов горных пород. Карбонатные коллекторы — вторые

по распространенности — образуются в основном из останков многообразных морских организмов — например, кораллов, планктона. Они остаются на том же месте, где когда-то обитали, и сохраняют существенно более сложную структуру, предопределенную их биогенным происхождением, а также процессами, которые происходят с ними на глубине [5].

В настоящее время 60% запасов нефти в мире сосредоточено в карбонатных залежах. К этому же типу относится и большинство новых открытий. Для успешной работы с карбонатным — в особенности трещиноватым — коллектором, в отличие от типового терригенного, нужно комплексировать большой объем разнообразных данных. Задача новой технологической программы — найти оптимальный набор методов и инструментов, которые позволят наиболее эффективно работать с такими разнообразными и непредсказуемыми коллекторами.

В программе выделено три технологических вызова. Первый — управление смачиваемостью — связан с поиском методов повышения нефтеотдачи для гидрофобных пластов. Второй — управление фильтрацией в двойной среде — затрагивает вопросы о том, как управлять потоками нефти в сложном по структуре карбонатном коллекторе, какие данные необходимо учитывать, выбирая места для скважин, определяя режимы разработки и т.д. Третий вызов — повышение достоверности прогноза фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) — связан с поиском методов определения наиболее многообещающей для бурения зон коллектора [6].

Карбонатные коллекторы отличает сложная структура вертикальной послойной макро- и микротрещиноватости. Зачастую трещины пронизывают пористый каркас карбонатного коллектора в разных направлениях и разделяют его на отдельные блоки, образуя «двойную среду», так как нефть фильтруется в таком случае и через поровое пространство блоков породы, и через трещинное пространство между блоками (рисунок 1). Движение нефти в этом случае подчиняется разным законам, соответствующим виду пустот, что важно учитывать при разработке [7]. За счет трещин увеличивается фильтрационная способность породы, что приводит к лучшему притоку нефти. В трещиноватых коллекторах может наблюдаться явление анизотропии, что может вызывать прорывы газа и воды к добывающим скважинам, если трещины, пронизывающие пласт, распространяются ниже или выше него в водоносный слой или газовую шапку.

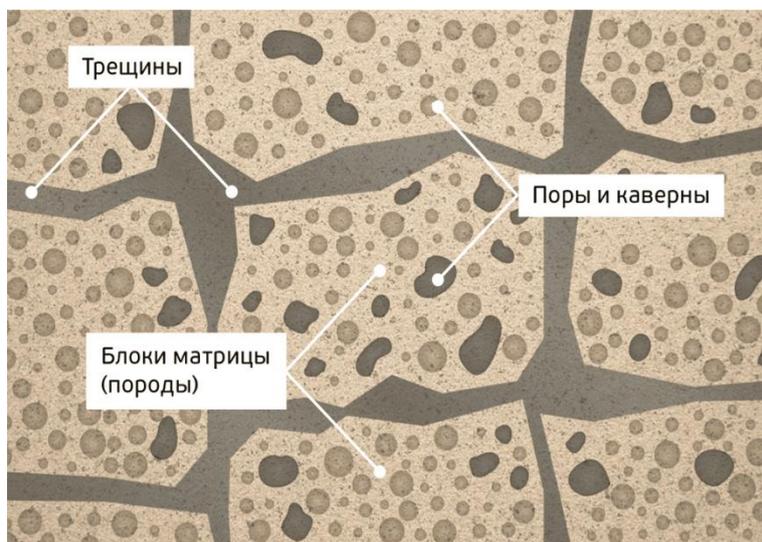


Рисунок 1 – Модель «двойной среды» карбонатного трещиноватого коллектора

Уменьшение проницаемости происходит при снижении забойных и пластовых давлений при разработке месторождений с коллекторами трещиннопорового типа, имеющих высокую проницаемость за счет естественной трещиноватости. Для таких коллекторов свойственно изменение показателей продуктивности скважин в зависимости от степени раскрытости и относительной ёмкости трещин, на что, в частности, влияние оказывает изменение забойного и пластового давлений [8].

Библиографический список

1. Roy P. The history of secondary recovery of oil in the United States / P. Roy, B. Carmack, S. Lubbock. – Texas, may 1953. - P. 256-262. - Text : direct.
2. William S. Lytle History, Present Status and Future Possibilities of Secondary Recovery Operations in Pennsylvania / William S. Lytle. - Text : direct // Topographic and geologic survey bulletin M41. - USA, 1960. - P.561-566.
3. Torrey P. D. Wichita Falls / P. D. Torrey. - Text : direct // Secondary recovery Symposium. - Texas, 1954. - P. 365-368.
4. Fettke C. R. Ten years application of compressed air at Hamilton Corners / C. R. Fettke. - Text : direct // Paper given at AIME meeting . - New York. - 1928. - P.256-258.
5. Craig Jr. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding / Jr. Craig. - Text : direct // SPE of AIME. Richardson. – Texas. - 1980. - P.782-786.
6. Garland T. M. Selective Plugging of Water Injection Wells / T. M. Garland . - Text : direct // Journal of Petroleum Technology. – USA. - 1966. - P.456-458.

7. Yunxiang Zhang New and Effective Foam Flooding To Recover Oil in Heterogeneous Reservoir / Yunxiang Zhang, Xiangan Yue, Jianxia Dong. - Text : direct // SPE, Daqing Petroleum Institute, Improved Oil Recovery Symposium. - Oklahoma, 2000. - P.125-128.

8. Foam Flow in Heterogeneous Porous Media: Effect of Crossflow / H. J. Bertin. O. G. Apaydin. L. M. Castanier. A. R. Kavscek. - Text : direct // SPE.DOE Improved Oil Recovery Symposium. - Oklahoma, 1998. - P.112-114.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СКВАЖИН

*Новикова А.С., РС-20-10, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
Москва, annov106@mail.ru*

Завершившийся 2021 год ознаменовался самым большим количеством пробуренных геотермальных скважин (211 ед.) за последние 20 лет. Мировые аналитики прогнозируют рост инвестиций в этот сектор в 2022 г. на уровне 1 млрд долл. Ожидается, что к 2025 г. этот сегмент глобальной энергетики выйдет на уровень ежегодного бурения 500 скважин [7]. Согласно данным МЭА производство геотермальной энергии в мире к этому году превысило 100 ТВт. [8].

Прежде чем рассмотреть нововведения в бурении геотермальных скважин (далее - ГТС), стоит уточнить их значимость. В основном они используются в системах теплоснабжения: производства электроэнергии [4]. Ряд стран давно используют данные технологии. К примеру, в Исландии в рамках Deep Drilling Project уже приступили к бурению 5-км скважин, максимально приближаясь к верхней мантии Земли с температурой около 1000⁰С. Такая технология скважин-генераторов позволяет обеспечить мощность в 50 МВт [6].

Однако, при бурении ГТС необходимо учесть особенности их последующей эксплуатации (термическое сопротивление грунта сокращает зону влияния скважины; стационарность работы скважины определяется движением грунтовых вод, режимами работы теплового насоса, физическими свойствами горных пород) и решить главную проблему, которая заключается в том, что буровое оборудование работает исключительно до момента контакта с магмой. Затем температуры, превышающие 300⁰С, не позволяют применять стандартные долота, двигатели, буровые растворы [5]. Это обуславливает необходимость совершенствования оборудования бурения глубоких геотермальных скважин.

Разрабатывая технологии прежде всего, исходят из увеличения движущих частей, способных разрушать базальтовые породы. Так в компании Baker Hughes был создан роторный конусный бит, имеющий

режущие зубы с алмазным наконечником и не требующий уплотнений (систем смазки); эффективный буровой двигатель, находящийся в изогнутом корпусе для поворота [3]. Сама технология бурения основывается на одновременном бурении двух близрасположенных технологических горизонтальных скважин: одну - для подачи воды в трещиноватую породу, а вторую - для производства пара, необходимого для привода электростанции.

Инновация доказала свою эффективность до глубины 4 700 м, а далее потребовалось усовершенствование эластомеров, используемых для уплотнений (их при температуре свыше 200⁰ С заменили на детали, обработанные таким образом, что они могут образовывать швы типа металл-металл). Передвижные детали смазывались специальной смазкой, а также специально разработанными буровыми растворами. Все электронные элементы были скрыты в изолированные капсулы, окруженные заполненным водой контейнером. В нем вода постепенно закипала и конденсировалась во втором контейнере, поглощающем тепло. Это позволило избежать повреждения оборудования при достижении температуры 300⁰С, но лишь в течение 50 часов. Самый длинный пробег составил 467 м.

Еще одной проблемой стало повышение кислотности пара, что вызывало ускоренную коррозию труб в сверхкритическом состоянии [1]. Все эти факты явились причиной роста стоимости бурового оборудования и инструментов, не позволившим рентабельно завершить процесс бурения.

Следующим вопросом, который пришлось решать при совершенствовании технологии геотермального бурения – это потеря тепла в верхней части скважины, где температура горных пород значительно отличается от температуры пласта. Для снижения тепловых потерь разработана конструкция скважины с дополнительной теплоизолированной колонной, которая бурится с увеличенным диаметром на определенную глубину и обсаживается колонной труб большего диаметра. Далее скважина с меньшим диаметром бурится до подошвы эксплуатируемого пласта и также обсаживается от устья до забоя колонной обсадных труб, которая служит для добычи термальной воды. Межтрубное кольцевое пространство скважины заполняется теплоизоляционным материалом (гранулированной минеральной ватой, керамзитом, воздухом и т.д.) [2].

При выборе представленных технологий бурения основным критерием служат технологическая сложность и стоимость работ. Затраты на бурение скважин составляют до 60% всех затрат геотермальных проектов [7]. По этой причине даже в США, где существует значительный опыт геотермального бурения, ежегодно бурится около 70-ти ГТС, менее 30% из которых имеет глубину более 2800 м. На сегодняшний день в

мировой геотермальной практике распространены ГТС глубиной 1500, 2500 и 3000 м.

Российская практика основана на использовании приповерхностного геотермального тепла и дополнительно усугубляется дороговизной установки зондов съёма тепла. Геотермальные зонды по сути являются теплообменниками, только с той разницей, что они производят обмен тепла между теплоносителем и грунтом. Сейчас применяются два их вида: U-образный (две пластиковые трубы (подающая и возвратная), соединённые наконечником в виде буквы U); коаксиальный (состоит из заглушенной ПНД трубы и вставленной в неё трубы для подачи холодного теплоносителя) [5].

В целом, в основе отечественного строительства ГТС лежит наклонно-кластерное бурение на базе буровых установок УРБ-2а в различных модификациях, разработанных ранее для геологоразведочных изысканий. Эффективность такого бурения объясняется тем, что у большой установки с хорошими крутящими моментами на вращателе при монтаже вертикальных зондов снижаются эксплуатационные расходы. Также при вертикальном бурении существует необходимость соединять соседние скважины траншеями, когда петли-зонды должны дойти до распределительного коллектора для возможности перекрытия одной из них. При этом расстояние между соседними скважинами возрастает до 4-х метров, что не допустимо в условиях бурения ГТС для целей отопления одного здания. Все эти недостатки минимизированы в условиях горизонтального бурения.

Действительно, улучшения показателей эффективности геотермального бурения достигают путем создания в пласте дополнительных каналов для значительного увеличения поверхности фильтрации и зоны дренирования, что обеспечивается горизонтальным бурением. Подобное вскрытие пласта увеличивает полезную протяженность ствола, многократно повышая производительность скважины. При этом, основными факторами, оказывающими влияние на сметную стоимость бурения, являются диаметр и протяженность горизонтального ствола. Задача оптимизации этих параметров сводится к изучению горно-геологических условий (вертикальная и горизонтальная проницаемости пласта), мощности и глубины залегания пласта и т.д.). Оптимальной протяженностью горизонтального ствола ГТС принято считать значение от 300 до 700 м и более.

Новые технологии бурения могут значительно снизить стоимость ГТС. К наиболее прогрессивным с этой точки зрения стоит отнести: гидротермальное пламенное бурение и бурение с расплавлением породы (Potter, Tester), бурение с применением новых химических методов (Polizzotti et al), абразивное бурение с ускорением (Curlett, Geddes).

Таким образом, инновации являются обязательным условием развития сектора геотермального бурения. Они позволяют усовершенствовать технологию бурения ГТС, снизить затраты на них и, следовательно, повысить эффективность всего геотермального производства.

Библиографический список

1. Еременко О. В. Приоритеты инновационного развития российского рынка нефтесервисных услуг / О. В. Еременко. - Текст : непосредственный // «Экономика и управление: проблемы и решения». 2017. - №7. – С. 12-19.

2. Новикова А. С. Приоритетные инструменты интеллектуализации геологии / А. С. Новикова, О. В. Еременко. - Текст : непосредственный // Новые идеи в геологии нефти и газа, 2019. - С. 348-350.

3. Новикова А. С. Инновационные элементы в управлении основными фондами региональной буровой компании / А. С. Новикова. - Текст : непосредственный // «Промышленность: новые экономические реалии и перспективы развития». Ч.1. – Оренбург : ООО «Типография «Агентство Пресс», 2017. –С. 50-53.

4. Родионов В. Г. Энергетика. Проблемы настоящего и возможности будущего / В. Г. Родионов. – Москва : ЭНАС, 2010. - 352 с. - Текст : непосредственный.

5. Стоянов Н. И. Математическая модель извлечения геотермальной энергии / Н. И. Стоянов. - Текст : непосредственный // Вестник Северо-Кавказского ГТУ. - 2010. - С. 139-147.

6. Чуев Д. Перспективы развития мирового рынка нефтесервисных услуг / Д. Чуев. - Текст : непосредственный // Бурение и Нефть. - 2012.- № 8. – С.12-15.

7. Ziagos J. A technology roadmap for strategic development of enhanced geothermal systems / J. Ziagos. - Text : direct // Proc. Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University. - Stanford, California. - 2013. - 488 p.

8. Novikova A. S. Scientific-technical developments that ensure the growth of the resource potential of the regional oil and gas complex / A. S. Novikova, O. V. Eremenko, S. A. Gancharov. - Text : direct // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, IFOST 2019. V. 1019. Article 012035 - Tomsk; 2021. - doi.org/10.1088/1757-899X/1019/1/012035.

Научный руководитель: Михайлов Н.Н., профессор кафедры разработки нефтяных месторождений, д.т.н., профессор; Еременко О.В., к.э.н., доцент

Гидродинамическая связность пород-коллекторов обуславливает степень их выработки (объемного охвата процессами разработки). К типу пород-коллекторов «ГСК» нами отнесены отложения субфаций «ПФА» и «МФБ», к типу «ПК» - «МФМШ». В случае, когда вскрываемый разрез сложен, главным образом, тонким переслаиванием различных литотипов пород, следует рекомендовать наклонно-направленное бурение с многостадийным ГРП. В случае развития «ГСК» необходимо рассмотреть возможность зарезок боковых стволов и горизонтального бурения. Учитывая особенности геологического строения объекта АВ₁¹⁻², нами было выделено несколько эталонных разрезов: а) первый - объект АВ₁¹⁻² представлен отложениями субфации «ПФА»; б) второй - пласты АВ₁¹ и АВ₁² сложены породами субфаций «ПФА» и «МФБ»; в) третий - пласт АВ₁¹ представлен отложениями субфаций «ПФА» и «МФБ»; г) четвертый - пласт АВ₁² представлен породами субфаций «ПФА» и «МФБ»; д) пятый - объект АВ₁¹⁻² сложен мелководноморскими отложениями «МФМШ»; е) шестой - частный случай развития второго типа разреза (в пласте АВ₁² выделяется две самостоятельные пачки). Учет особенностей геологического строения пород-коллекторов при обосновании технологий разбуривания объекта разработки АВ₁¹⁻² позволяет существенно повысить эффективность его последующей эксплуатации, а, следовательно, и достичь максимально возможной нефтеотдачи. Предлагается дифференцировать технологии бурения в зависимости от принадлежности к тому или иному эталонному разрезу [2, глава 3; 3; 4].

Для первого типа разреза мы рекомендуем бурение наклонно направленных скважин (Рис. 2).

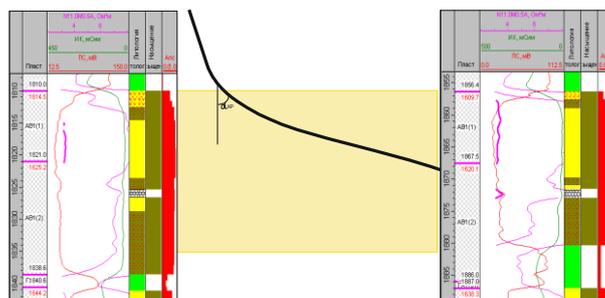


Рисунок 2 – Профиль ствола скважины при первом типе разреза

Для второго типа разреза следует запланировать: а) бурение основного ствола до кровли верхнего пласта, б) затем проводка пологого профиля по пласту АВ₁¹ длиной 100 м и более, с) последующий проход глинистого раздела и д) снова пологий ствол в пласте АВ₁² также длиной 100 м и более.

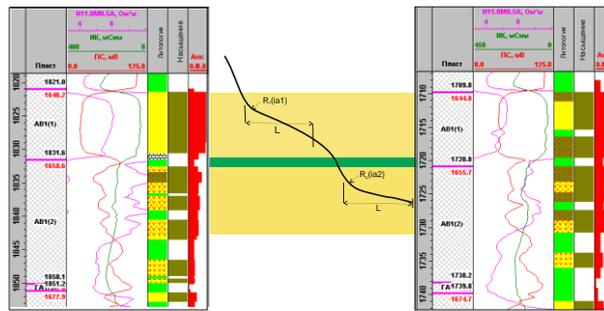


Рисунок 3 – Профиль ствола скважины при втором типе разреза

Если в разрезе имеется мощный глинистый раздел между пластами AB_1^1 и AB_1^2 (от 2 до 4 м), можно предусмотреть двухствольную конструкцию забоя. При подтягивании воды в нижнюю часть ствола скважины следует предусмотреть возможность его изоляции.

В случае третьего типа разреза рекомендуется бурение горизонтального ствола длиной 100 м в верхнем пласте AB_1^1 .

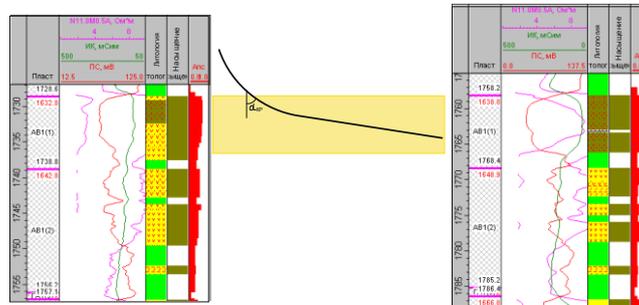


Рисунок 4 – Профиль ствола скважины при третьем типе разреза

При четвертом типе разреза пласт AB_1^1 проходится с хвостовиком и цементируется, а пласт AB_1^2 бурится по кровельной части горизонтальным стволом длиной 100 м с последующим спуском фильтра в незацементированную горизонтальную часть ствола.

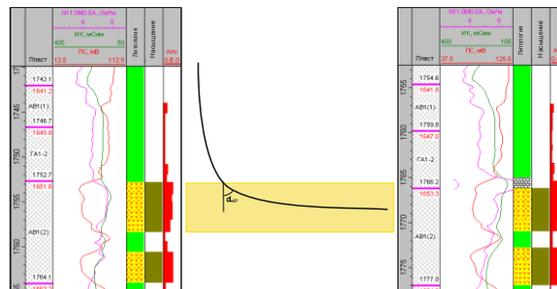


Рисунок 5 – Профиль ствола скважины при четвертом типе разреза

Для пятого типа разреза рекомендуется бурение наклонно направленных скважин с последующим проведением многостадийного ГРП.

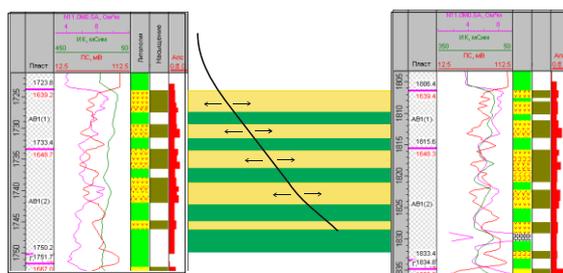


Рисунок 6 – Профиль ствола скважины при пятом типе разреза

Для шестого типа разреза бурение производится также, как и при втором типе разреза.

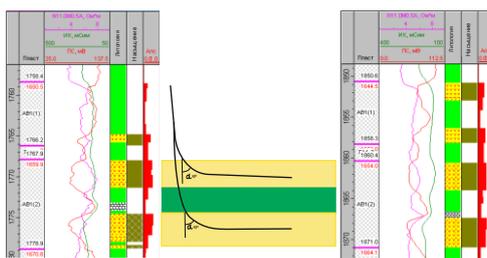


Рисунок 7 – Профиль ствола скважины при шестом типе разреза

Таким образом, для разработки сложнопостроенных гетерогенных отложений объекта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения предпочтительно применять многозабойные горизонтальные скважины, что позволяет увеличить область дренирования и повысить коэффициент охвата [3; 4]. При планировании траектории конкретного ствола скважины, вскрывающей текстурно-неоднородные породы-коллекторы (особенно литотипа «глинистый рябчик»), необходимо учитывать особенности геологического строения и палеофациальную принадлежность отложений объекта АВ₁¹⁻² в межскважинном пространстве.

Библиографический список

1. Брехунцов А. М. Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин : монография / А. М. Брехунцов, А. П. Телков, В. К. Федорцов. – Тюмень : ТГУ, 2004. - 292 с. - Текст : непосредственный.
2. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для студентов вузов. В 5 т. Т. 1 / под общ. ред. В. П. Овчинникова. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. - 568 с. - Текст : непосредственный.
3. Заканчивание скважин : учебное пособие для вузов / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, Ф. А. Агзамов, О. В. Нагарев. – Тюмень : Экспресс, 2010. - 451 с. - Текст : непосредственный.
4. Калинин, А. Г. Естественное и искусственное искривление скважин / А. Г. Калинин, В. В. Кульчицкий. – НИЦ «Регулярная и

хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 640 с. (Современные нефтегазовые технологии). - Текст : непосредственный.

ИГЛОСВЕРЛО СКВАЖИННОГО ПЕРФОРАТОРА

Шаляпина А.Д., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
Кузнецов В.А., г. Уфа

Вторичное вскрытие после цементации скважины путём выполнения отверстий – перфораций в обсадной трубе необходимо для получения гидравлической связи её с продуктивным пластом. При этом желательно минимальным образом воздействовать на коллекторские свойства призабойной зоны пласта. Выбор способа перфорации скважин определяется с учётом конструкции скважины, геологии пласта, условий бурения, а также плотность перфорации и требуемый тип перфоратора.

В настоящее время существует несколько типов перфорации, как торпедная; пулевая; гидropескоструйная, кумулятивная и сверлящая. На нефтяных месторождениях до 90-98 % вскрытий пластов осуществляют кумулятивной перфорацией, вследствие простоты применения, не значительного времени на проведение вскрышных работ и сравнительно низкой стоимости работ [1].

Однако при этом у кумулятивной перфорации имеются очень существенные недостатки. При взрыве заряда происходит деформация обсадной колонны и растрескивается цементный камень, вследствие чего возникают заколонные перетоки скважинного флюида.

Необходимость снижения растрескивания цементного камня и исключения заколонных перетоков предопределила новое развитие старого способа перфорации обсадной трубы, а именно механическое сверление. Отсутствие какого-либо ударного воздействия обуславливает отсутствие деформации как обсадной колонны, так и цементного камня.

Перфорация скважин механическим способом – сверление в щадящем режиме позволяет так же исключить негативные последствия для естественной проницаемости призабойной зоны продуктивного пласта способствует дальнейшему повышению нефтеотдачи и продлению срока эксплуатации скважин [2].

Все сверлящие перфораторы, оборудованные различными режущими элементами, поэтому для проектировщиков маловажным фактором является правильный выбор таких элементов. Так, например, сверло перфоратора нефтегазовых скважин, содержащее вал с элементом для связи с приводом, и наконечник с режущими элементами, позволяет осуществить перфорацию скважины, указанным выше образом [3].

Однако, недостатком этого перфоратора является то, что получаемые отверстия одинаковы в диаметре, как в обсадной колонне, так и в породе.

В данной работе рассмотрим вариант совершенствования сверла перфоратора. Разработанное иглосверло состоит из пучка проволок (троса). Наружный конец троса запасован в наконечник, формирующий режущие кромки сверла и снабжен твердосплавными элементами (рисунок 1).

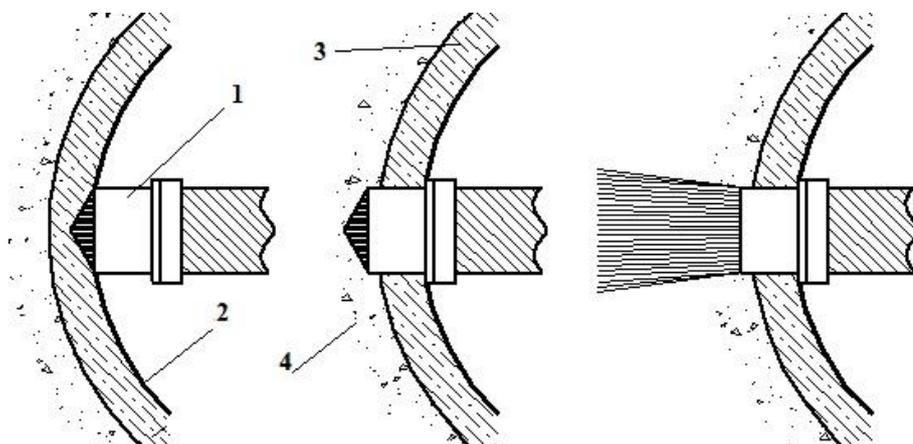


Рисунок 1 – Этапы перфорации скважины

1 – Иглосверло; 2 – Обсадная труба; 3 – Цементный камень; 4 – Горная порода.

Вращение сверл осуществляют посредством гидромотора, использующего энергию промывочной жидкости

Особенность этого сверла состоит в том, что после перфорации обсадной колонны и цементного камня трос выдвигается из наконечника и при прохождении породы под действием центробежной силы расходится относительно оси вращения, значительно увеличивая диаметр получаемой каверны, что приводит к увеличению площади фильтрации призабойной зоны пласта и, как следствие, повышению дебита скважины.

Библиографический список

1. Геофизика, нефтесервис. Современные методы геофизических исследований и нефтесервиса : [сайт]. - URL: <http://oilgeofizika.ru>. - Текст : электронный.

2. ЗАО ПГО "Тюменьпромгеофизика" : [сайт]. - URL: <http://www.tpg.ru/main.php?eng=&pid=7&id=128>. - Текст : электронный.

3. Патент 2225939 Российская Федерация, E21B43/11. Сверло перфоратора нефтегазовых скважин : заявл. 22.07.2002 : опубл. 20.03.2004 / Р. К. Яруллин. - Текст : непосредственный.

Научное издание

**МАТЕРИАЛЫ II МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ
КОНФЕРЕНЦИИ
«ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
СО СЛОЖНЫМИ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ
УСЛОВИЯМИ ИХ РАЗРАБОТКИ»**

В авторской редакции

Подписано в печать 22.01.2021. Формат 60x90 1/16. Усл. печ. л. 28.
Тираж 500 экз. Заказ № 2070.

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.