

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2770 метров на нефтяном Южно-Шингинском месторождении Томской области»

УДК 622.323: 622.243.23(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Савинов Алексей Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Морев Артём Алексеевич			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Бурения скважин	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ Ковалев А.В.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2БЗВ	Савинов Алексей Сергеевич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2770 метров на нефтяном Южно-Шингинском месторождении (Томская область, Парабельский район)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года
--	------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	- Геологические условия бурения - Глубина по вертикали: по расчету - Интервал отбора керна: – - Объект испытания в колонне: пласт Ю₁¹ - Тип профиля: наклонно-направленный - Данные по профилю: длина вертикального участка 150 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла до интервала установки ГНО 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 1800 м, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, интервал установки ГНО 200 м от забоя. - Глубина спуска эксплуатационной колонны: по расчету - Диаметр эксплуатационной колонны: 168 мм - Способ цементирования: по расчету - Способ перфорации: кумулятивный - Способ вызова притока: свабированием
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ - Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ - Геологические условия бурения - Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) - Зоны возможных осложнений - Исследовательские работы ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ - Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины - Обоснование конструкции скважины - Обоснование конструкции эксплуатационного забоя - Построение совмещенного графика давлений - Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска - Выбор интервалов цементирования - Расчет диаметров скважины и обсадных колонн - Разработка схем обвязки устья скважины - Углубление скважины - Выбор способа бурения - Выбор породоразрушающего инструмента - Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

	2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементирующего оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк Вера Борисовна, к.э.н., доцент каф. экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Алексеев Николай Архипович, ст. преп-ль каф. экологии и безопасности жизнедеятельности

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	6 февраля 2017 года
---	---------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Морев Артём Алексеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Савинов Алексей Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Савинову Алексею Сергеевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»/«Бурение нефтяных и газовых скважин»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Нормативная карта строительства скважины</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Организационная структура управления</i>
2. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>
3. <i>Нормативная карта</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н		14.02.2017г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Савинов Алексей Сергеевич		14.02.2017г

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗВ	Савинову Алексею Сергеевичу

Институт	ИПР	Кафедра	БС
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования: Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2770 метров на нефтяном месторождении (Томская область, Парабельский район). Область применения: для проектирования и строительства новых нефтяных скважин.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты).	1. Производственная безопасность 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – превышение уровней шума; – превышение уровней вибрации; – отклонение показателей микроклимата в помещении; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – необходимые средства защиты от вредных факторов. 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – электрический ток; – острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; – пожароопасность; – необходимые средства защиты от опасных факторов.
2. Экологическая безопасность – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	2. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); – решение по обеспечению экологической безопасности
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС: - ГНВП; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Савинов Алексей Сергеевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы: выпускная квалификационная работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года
--	------------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15 мая 2017 года	1. Геологическая и технологическая части	65
1 июня 2017 года	2. Специальная часть и графические приложения	30
5 июня 2017 года	3. Предварительная защита работы	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Морев Артём Алексеевич			

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
бурения скважин	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 110 с., 26 рис., 41 табл., 37 литературных источников, 2 прил.

Ключевые слова: график совмещенных давлений, обсадная колонна, интервалы цементирования, диаметры скважин, породоразрушающий инструмент.

Объектом исследования является нефтяное Южно-Шингинское месторождение.

В процессе работы был составлен технологический проект на сооружение эксплуатационной наклонно-направленной скважины на нефть глубиной 2770 метров на Южно-Шингинском месторождении.

В работе был рассмотрен вопрос исследование влияния различных крахмальных реагентов на параметрах буровых растворов.

В специальной части дипломного проекта мною исследована в лабораторных условиях и адаптирована к конкретным горно геологическим условиям проектируемой мной скважины Южно-Шингинского месторождения, система бурового раствора FLO-PRO. Данная система бурового раствора специально разработана для максимально возможного сохранения коллекторских свойств продуктивного горизонта, а также безаварийной проводки скважины в условиях Горно-геологического разреза месторождений Томской области.

В настоящее время множество организаций используют систему FLO-PRO, изменяя рецептуру бурового раствора. В нашем случае изменяется крахмальный реагент. Цель работы состоит в том, чтобы рассмотреть влияние различных крахмальных реагентов на параметрах бурового раствора.

Основные технологические и технико-эксплуатационные характеристики: была разработана наклонно-направленная эксплуатационная скважина имеющий диаметр эксплуатационной колонны 168,3 мм.

В дальнейшем будущем планируется продолжить научное изучение системы бурового раствора FLO-PRO.

Выпускная квалификационная работа была полностью выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Графическое задание было выполнено в программе «Компас-3D V16.0.2». Презентация была изготовлена с помощью Microsoft Power Point.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями

– **газонефтеводопроявление:** Поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

– **скважина:** Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

– **буровой раствор:** Сложная многокомпонентная дисперсная система суспензионных, эмульсионных и азрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

– **нефтегазоводоносность:** Содержание флюида (нефть, газ, вода) в разрезе конкретной скважины.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- ПРИ – породоразрушающий инструмент;
- ДРУ – двигатель с регулятором угла;
- КБТ – компоновка бурильных труб;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- КЛН – калибратор с прямыми лопастями;
- КЛС – калибратор лопастной спиральный;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ИРП – резиновая смесь с повышенной износостойкостью.

В тексте документа допускается приводить без расшифровки общепринятые сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: с. - страница; т.е. - то есть; т.д. - так далее; т.п. - тому подобное; и др. - и другие; в т.ч. - в том числе; пр. - прочие; т.к. - так как; г. - год; гг. - годы; мин. - минимальный; макс. - максимальный; шт. - штуки; св. - свыше; см. - смотри; включ. - включительно и др.

При многократном упоминании устойчивых словосочетаний могут быть дополнительно установлены сокращения, применяемые только в данном тексте.

Оглавление

Введение	Error! Bookmark not defined.
I. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	15
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	15
1.2. Геологические условия бурения	17
1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	22
1.4. Зоны возможных осложнений	23
II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	26
2.2. Обоснование конструкции скважины	28
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	28
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений	29
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	30
2.2.4. Выбор интервалов цементирования	31
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	31
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины	33
2.3. Углубление скважины	33
2.3.1. Выбор способа бурения	33
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента	33
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	34
2.3.4. Расчет частоты вращения долота	35
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	35
2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора	37
2.3.7. Выбор компоновки и расчет буровой колонны	39
2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	42
2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины	45
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин	46
2.4.1. Расчет обсадных колонн	46
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений	47
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений	50
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине	53
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины	53
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн	53
2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количество составных компонентов	54
2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкости	54
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины	55
2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	55
2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси	56
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн	56
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин	57
III. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	60
«Исследование систем безглинистых биополимерных буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов»	60
3.1. Введение	60
3.2 Актуальность проблемы	63
3.3. Методика эксперимента	64
3.3.1. Средства и материалы для проведения экспериментов	64

3.3.2	Порядок проведения эксперимента	71
3.3	Результаты экспериментов.....	73
IV.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность	77
	и ресурсосбережение	77
4.1.	Структура и организационные формы работы бурового предприятия	77
4.2.	Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины	81
4.3.	Разработка календарного план – графика строительства скважины	87
4.4	Расчет сметной стоимости сооружения скважины	89
4.5	План организационно-технических мероприятий (ОТМ) по повышению технико-экономических показателей.....	92
V.	Социальная ответственность при строительстве эксплуатационной наклонно направленной скважины на нефтяном Южно-Шингинском месторождении	93
5.1	Производственная безопасность.....	94
5.1.1	Анализ вредных производственных факторов	94
5.1.2	Анализ опасных производственных факторов	97
5.2	Экологическая безопасность	100
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	102
5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	104
5.4.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	104
5.4.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	105
	Заключение.....	107
	Список использованных источников	109

Введение

Огромную роль для всего человечества играет бурение нефтяных и газовых скважин. Ведь нефть и газ это ресурсы, которые являются одни из самых важнейших источников энергии.

Нефть и газ в России это ресурсы, которые являются основой её экономики и обеспечивают огромную часть денежных средств. В связи кризиса рынка нефти, произошло серьёзное падение вложений в отрасль, что серьёзно отразилось на буровых предприятиях. Из за внушительных капиталовложений в буровые предприятия, в этой связи необходимо совершенствовать и разрабатывать новые технологии бурения и заканчивания скважин. Без применений новых технологий и методов, залежи с трудно извлекаемыми запасами просто не дадут нам результат.

Бурение скважин играет важную роль при разработке, разведки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. В наше время скважина считается капитальным инженерным сооружением, построение которого требует глубоких знаний технологических дисциплин.

Выпускная квалификационная работа представляет собой проект на строительство эксплуатационной скважины на нефть. Данный проект в себя включает основные сферы решения проектирования: технология обслуживания, безопасности труда, охрана окружающей среды, а так же экономическую часть.

I. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

В таблице 1 представлена основная географическая характеристика района строительства.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Южно-Шингинское месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение:	
- республика	РФ
- область (край)	Томская
- район	Парабелский
Температура воздуха, °С	
- среднегодовая	-2
- наибольшая летняя	+35
- наименьшая зимняя	-53
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,15
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	252
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	20
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	нет
- кровля	
- подошва	
Геодинамическая активность	Низкая

В таблице 2 представлена основная экономическая характеристика района строительства и пути сообщения.

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПХН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	г. Кедровый (130 км) п. Чарымово (35 км) п. Мыльджино (50 км)

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.

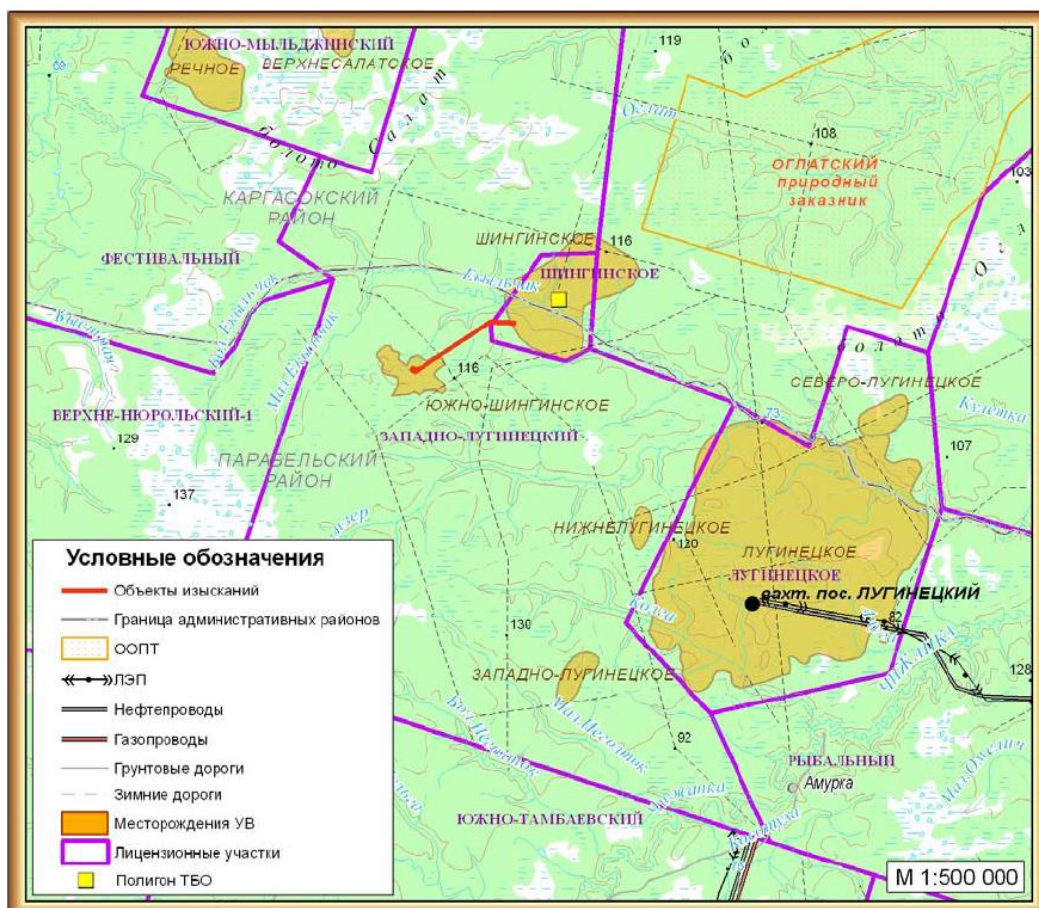


Рисунок 1 - Обзорная карта района работ

1.2. Геологические условия бурения

В таблице 3 представлен основной стратиграфический разрез месторождения.

Таблица 3 – Проектный стратиграфический разрез

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернозности в интервале	Угол залегания пластов
от	до	мощность	название свит	индекс		
1	2	3	4	5	6	7
0	50	50	Четвертичные система	Q	1,3	0
50	170	120	Некрасовская серия	Pg ₃ nk	1,3	0
170	297	127	Тавдинская	Pg ₃ tv	1,3	0
297	407	110	Люлинворская свита	Pg ₂ ll	1,3	0
407	451	44	Талицкая свита	Pg ₁ tl	1,3	0
451	645	194	Ганькинская свита	K ₂ gn	1,3	0
645	739	94	Славгородская свита	K ₂ sl	1,3	0
739	845	106	Ипатовская свита	K ₂ ip	1,3	0
845	875	30	Кузнецовская свита	K ₂ kz	1,2	0
875	1780	905	Покурская свита	K ₁₋₂ pk	1,2	0
1780	2380	600	Киялинская свита	K ₁ kls	1,2	1
2380	2422	42	Тарская свита	K ₁ tr	1,2	1
2422	2662	240	Баженовская свита	K ₁ klm	1,2	1
2662	2680	18	Баженовская свита+георгиевская	J ₃ bg+J3gr	1,2	2
2680	2770	90	Васюганская свита	J ₃ vs	1,2	2

В таблице 4 представлен основной литологический разрез месторождения.

Таблица 4 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	50	торф	30
			пески	20
			глины	40
			суглинки	10
Pg ₃ nk	50	170	глины	50
			пески	50
Pg ₃ tv	170	297	глины	80
			пески	10
			алевриты	10
Pg ₂ ll	297	407	глины	65
			алевролиты	20
			песок	15
Pg ₁ tl	407	451	глины	80
			алевриты	20
K ₂ gn	451	645	мергели	20
			глины	80
K ₂ sl	645	739	глины	80
			алевролиты	20
K ₂ ip	739	845	песчаники	40
			глины	20
			алевролиты	40
K ₂ kz	845	875	глины	100
K ₁₋₂ pk	875	1780	пески	50
			песчаники	20
			алевролиты	20
			глины	10

Продолжение таблицы 4

K ₁ kls	1780	2380	песчаники	15
			алевролиты	35
			аргиллиты	35
			глины	15
K ₁ tr	2380	2422	песчаники	70
			аргиллиты	30
K ₁ klm	2422	2662	песчаники	20
			алевролиты	10
			аргиллиты	70
J ₃ bg+J ₃ gr	2662	2680	аргиллиты битумиозные	100
J ₃ vs	2680	2770	аргиллиты	30
			песчаники	50
			угли	5
			алевролиты	15

В таблице 5 представлены свойства горных пород по разрезу скважины.

Таблица 5 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Трещиноватость	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до							По буримости	Породы промышленной классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	50	торф					-	I	Мягкая
			пески	1,9	25-30		10	X		
			глины	2,1	30		95	IV		
			суглинки	2,0	25-30		90	IV		
Pg ₃ nk	50	170	пески	1,9	30		20	X	I	Мягкая
			глины	2,1	30		95	IV		

Продолжение таблицы 5

Pg ₃ tv	170	297	глины	2,1	25			IV	I	Мягкая
			пески	1,9	30		20	X		
			алевриты	2,6	-		10	X		
Pg ₂ ll	297	407	глины	2,1	25		100	IX	I	Мягкая
			алевролиты	2,2	20		20	VI		
			песок	2,0	25		30	X		
Pg ₁ tl	407	451	глины	2,2	25		95	IV	I	Мягкая
			алевриты	2,6	-		-	X		
K ₂ gn	451	645	глины	2,3	20		100	IX	I	Мягкая
K ₂ sl	645	739	глины	2,3	20		95	IX	I	Мягкая
			алевролиты	2,2	20		20	VI		
K ₂ ip	739	845	глины	2,3	16		95	IV	I	Мягкая
			песчаники	2,1	22		10	X		
			алевролиты	2,2	20		20	VI		
K ₂ kz	845	875	глины	2,4	16		100	IV	I	Мягкая
K ₁₋₂ pk	875	1780	глины	2,4	16		95	IV	I	Мягкая
			песчаники	2,1	22		20	X	II	Средняя
			алевролиты	2,3	20		95	X	II	Средняя
			пески	2,5	38		7	X	II	Средняя
K ₁ kls	1780	2380	песчаники	2,2	20		15	IV	II	Средняя
			алевролиты	2,3	15		25	III		
			аргиллиты	2,4	5		95	IV		
K ₁ tr	2380	2422	песчаники	2,1	22		20	X	II	Средняя
			аргиллиты	2,4	5		95	IV		
K ₁ klm	2422	2662	песчаники	2,1	22		20	X	II	Средняя
			алевролиты	2,3	12		25	IV		
			аргиллиты	2,4	5		95	IV		
J ₃ bg+J3gr	2662	2680	аргиллиты битуминозные	2,4	5		95	IV	III	Твёрдая

Продолжение таблицы 5

J ₃ vs	2680	2770	алевролиты	2,3	10		40	VI	II	Средняя
			песчаники	2,3	15		20	X	II	Средняя
			угли	1,5	0		0	IV	II	Средняя
			аргиллиты	2,4	5		95	IV	III	Твёрдая

В таблице 6 представлены градиенты давлений по разрезу скважины.

Таблица 6 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфиче ского подразделения	Прогнозируемый интервал		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °C
			Пластового, (кгс/см ²)/м		Порового, (кгс/см ²)/м		Гидроразрыва, (кгс/см ²)/м		Горного, (кгс/см ²)/м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	50	0	0,100	0	0,100	0	0,200	0	0,22	5
Pg ₃ nk	50	170	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	10
Pg ₃ tv	170	297	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	20
Pg ₂ ll	297	407	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	30
Pg ₁ tl	407	451	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	31
K ₂ gn	451	645	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	35
K ₂ sl	645	739	0,100	0,100	0,100	0,100	0,195	0,195	0,22	0,22	41
K ₂ ip	739	845	0,100	0,100	0,100	0,100	0,195	0,195	0,22	0,22	45
K ₂ kz	845	875	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,22	0,22	55
K ₁₋₂ pk	875	1780	0,100	0,100	0,100	0,100	0,180	0,180	0,22	0,22	75
K ₁ kls	1780	2380	0,101	0,101	0,101	0,101	0,170	0,170	0,22	0,22	88
K ₁ tr	2380	2422	0,101	0,101	0,101	0,101	0,165	0,165	0,22	0,23	95
K ₁ klm	2422	2662	0,102	0,102	0,102	0,102	0,165	0,165	0,23	0,23	100
J ₃ bg+J3gr	2662	2680	0,102	0,102	0,102	0,102	0,165	0,165	0,23	0,23	103
J ₃ vs	2680	2770	0,103	0,103	0,103	0,103	0,165	0,165	0,24	0,24	105

1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

В таблице 7 представлены характеристики нефтегазоводоносности по разрезу скважины.

Таблица 7 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфическ ого подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяны х пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
J ₂ (Ю ₁ ¹)	2680	2694	Терригенный	723	20-25	125	-
Газоносность							
Газоносные пласты в разрезе проектных скважин отсутствуют							
Водоносность							
Pg ₃ nk	50	170	Терригенный	1000	5	-	Да. Минерализ. – 0,28 г/л. Хим. состав (преобладающий): Ca ⁺⁺ - 7,9 мг/л
K ₂ ip	739	845	Терригенный	1010	100	-	Нет. Минерализ. – 14,2 г/л. Хим состав (преобладающий) Na ⁺ -266,5 мг/л
K ₁₋₂ pk	875	1780	Терригенный	1010	100	-	Нет. Минерализ. – 14,2 г/л. Хим состав (преобладающий) Na ⁺ -266,5 мг/л
J ₃ vs	2709	2770	Терригенный	1019	до 5		Нет. Минерализ. – 30 г/л. Хим состав (преобладающий) Na ⁺ - 9724 мг/л

1.4. Зоны возможных осложнений

Краткая характеристика возможных осложнений представлена в таблице 8.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, но в большинстве случаев они имеют малую интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации. В интервалах 0-170 м., 875-1780 м., 1780-2380 м., 2380-2422 м., возможны высокоинтенсивные поглощения бурового раствора. Следовательно, необходимо запроектировать использование наполнителей бурового раствора.

В интервалах 0-739 м., 875-1780 м., 1780-2380 м., ожидаются высокоинтенсивные осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется спроектировать для него буровые растворы с минимальной водоотдачей для снижения вероятности набухания и диспергирования глин. [6].

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфическо го подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q – P _{3nk}	0	170	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более
K ₁₋₂ pk	875	1780	Поглощение бурового раствора	
K ₁ kls	1780	2380	Поглощение бурового раствора	
K ₁ tr	2380	2422	Поглощение бурового раствора	
Q – K _{2sl}	0	739	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности.
K ₁₋₂ pk	875	1780	Осыпи и обвалы горных пород	
K ₁ kls	1780	2380	Осыпи и обвалы горных пород	
J ₂₋₃ vs	2680	2694	Нефтепроявление	Нефтепроявление с плотностью флюида 0,743 г/см ³ . Возникает при несоблюдение параметров бурового раствора.
Q – P _{3nk}	50	170	Водопроявление	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического Некачественная очистка бурового раствора, высокая водоотдача, ведущая к интенсивному набуханию и выдавливанию в ствол текучих глинистых пород.
K ₂ ip	739	845	Водопроявление	

Продолжение таблицы 8

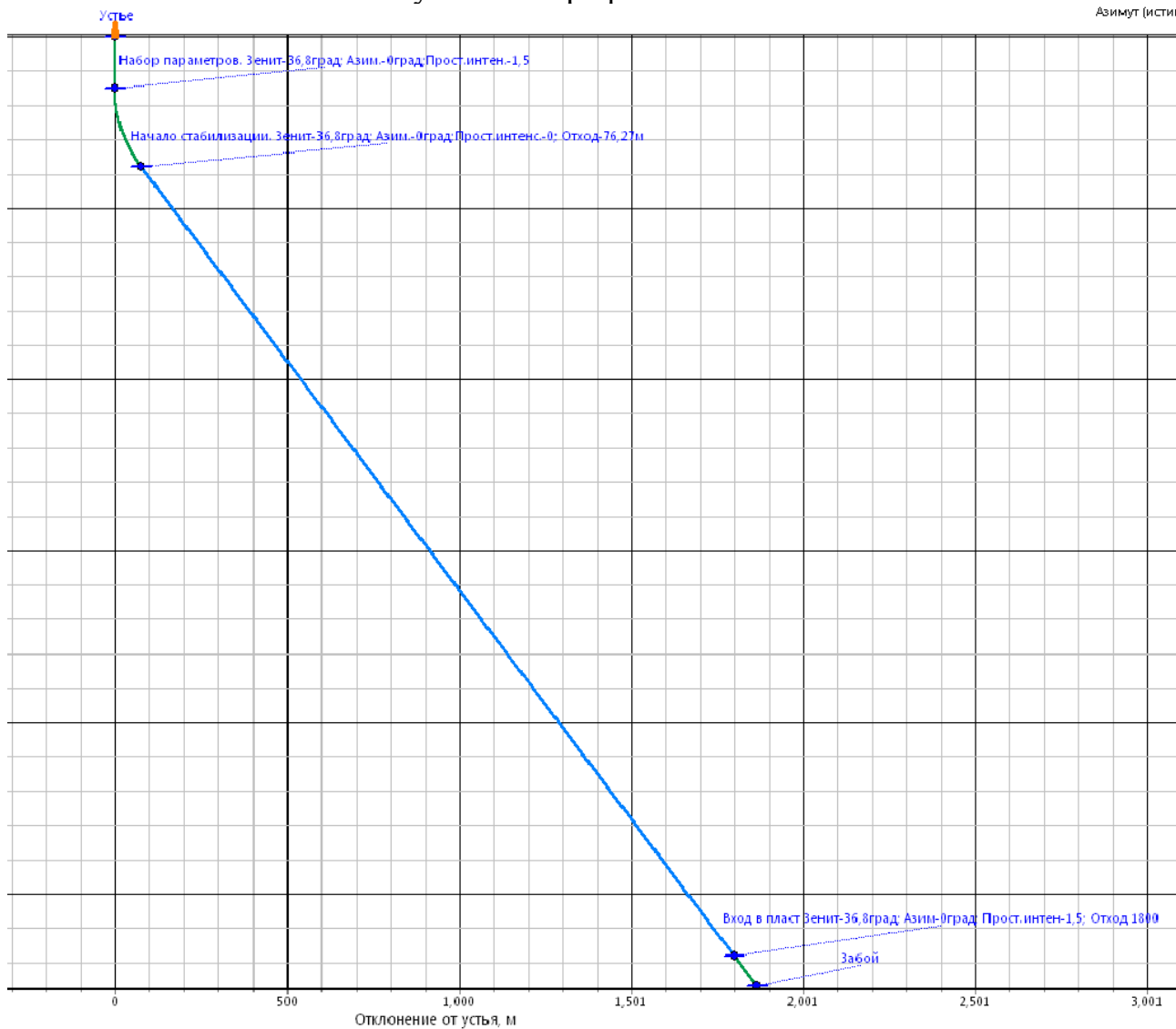
K ₁₋₂ pk	875	1780	Водопроявление	Снижение противодействия на пласт ниже гидростатического Некачественная очистка бурового раствора, высокая водоотдача, ведущая к интенсивному набуханию и выдавливанию в ствол текущих глинистых пород.
J ₂₋₃ vs	2709	2770	Водопроявление	
Pg ₂ ll + K ₂ sl	297	739	Возможные кавернообразование	За счет потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K ₁₋₂ pk	875	1780	Возможные кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K ₁ kls + tr	1780	2422	Возможны незначительное кавернообразование, сужение ствола	
Q – Pg ₃ tv	0	297	Прихват. От перепада давления, от обвала неустойчивых пород	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.
Pg ₂ ll – K ₂ sl	297	739	Прихват. От обвала неустойчивых пород	
K ₁₋₂ pk	875	1780	Прихват. От заклинивания и сальникообразования, разбухание глинистых пород, от перепада давления	Несоблюдение режимов промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы и отсутствие проработки ствола в интервалах его сужения.
J ₂₋₃ vs	2680	2770	Прихват. От перепада давления	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной.

II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

На рисунке 2 представлен трехинтервальный профиль проектируемой скважины.

Рисунок 2 – Профиль скважины



Данные по профилю наклонно-направленной добывающей нефтяной скважины представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля	Трехинтервальный										
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м				2770		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м				0,15	
Глубина вертикального участка скважины, м				150		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град				-	
Отход скважины, м				1867,42		Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м				-	
Длина интервала бурения по пласту, м				90		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м				-	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м				-		Зенитный угол в конце участка набора угла, град				36,8	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м				-		Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град				-	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град				-		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				36,8	
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	Всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	150	150	0	0	0	0	0	0	150	150
2	150	379,01	229,01	0	76,27	76,27	0	36,8	150	395,59	245,59
3	379,01	2770	2390,99	76,27	1867,42	1791,	36,8	36,8	395,59	3383,07	2987,48
Итого	Σ		2770	Σ		1867,42	-	-	Σ		3383,07

2.2. Обоснование конструкции скважины

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта.

1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

2. Определение однородности коллектора.

2.1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически не однородным.

2.2. Продуктивный пласт является однородным по типу флюида, т.к. нет близко расположенных к продуктивному пласту водонапорных горизонтов.

2.3. Согласно геологическим данным, $\Delta P_{пл} = 0,103$ МПа/10 м (нормальное пластовое давление), следовательно, продуктивный пласт по величине градиента пластового давления однородный.

3. Расчет коллектора на устойчивость.

Оценка устойчивости пород в призабойной зоне производится сравнением прочности породы коллектора на одноосное сжатие с радиальной сжимающей нагрузкой на породу в призабойной зоне скважины. Породы устойчивы, если выполняется условие:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}, \quad (1)$$

где $\sigma_{сж}$ – предел прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии (для гранулярного коллектора составляет 30 МПа), МПа; $\sigma_{сж}^{расч}$ – расчетное значение предела прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии, МПа.

$$30 \leq 73,48 \text{ МПа.}$$

Условие (1) не выполняется, следовательно, коллектор не устойчив.

4. Определение конструкции забоя.

Коллектор порового типа, однородный по типу флюида, неустойчивый, нет близко расположенных к продуктивному пласту водонапорных горизонтов.

Схема выбора конструкции эксплуатационного забоя скважины с учетом влияния основных факторов представлена на рисунке 3.

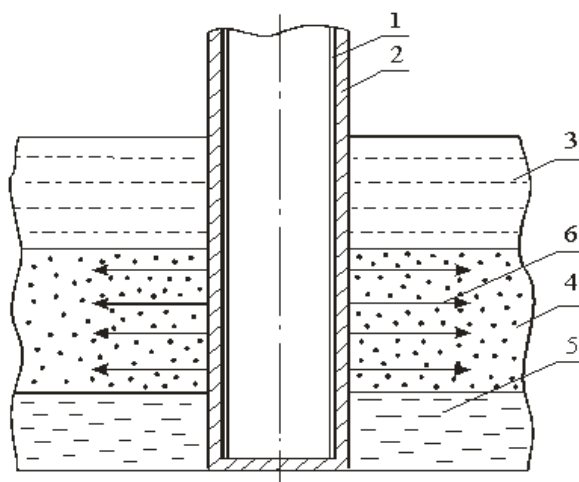


Рисунок 3 – Конструкция забоя смешанного типа

1 – обсадная колонна; 2 – цементный камень; 3 –горная порода непродуктивного пласта; 4- продуктивный пласт ; 5 – водоносный пласт; 6 – перфорационные каналы промежуточный нефтяной пласт.

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора. График строится на основании горно-геологических условий. При недостатке фактических данных они могут быть получены эмпирическим путем (прогнозные данные).

На рисунке 4 представлен совмещенный график давлений, полученный на основе геологических данных разреза скважины.

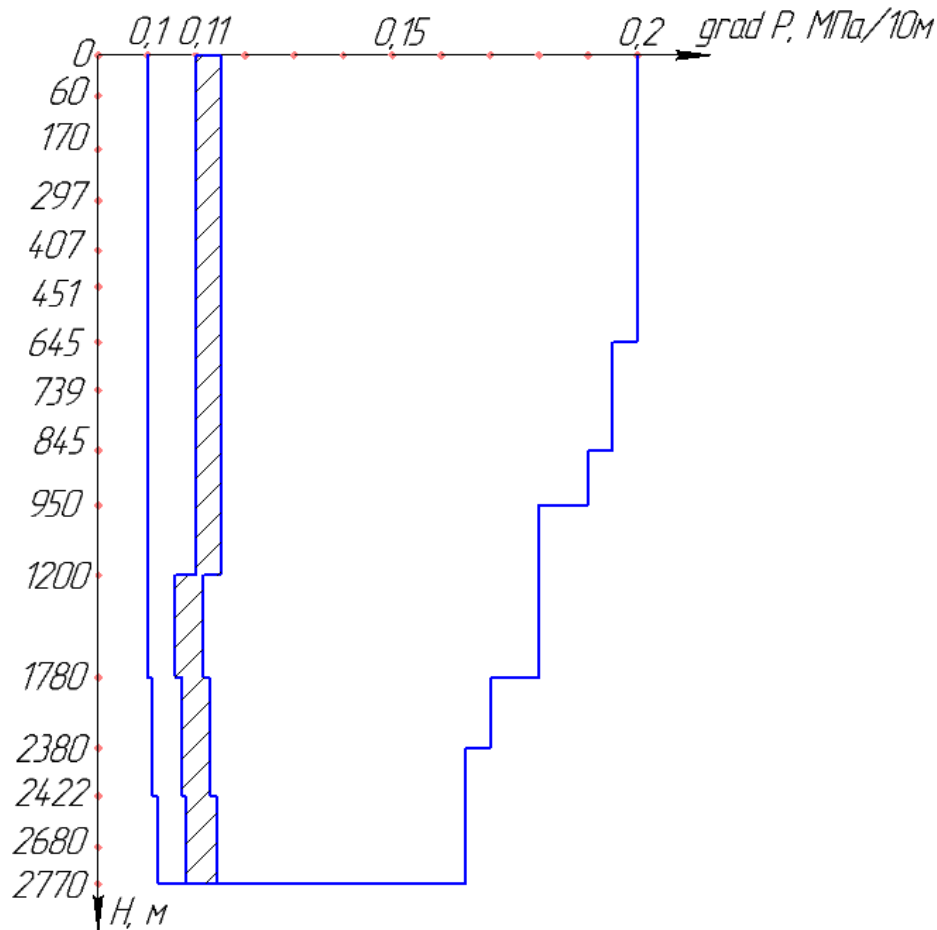


Рисунок 4 – Совмещённый график давлений скважины

На основании построенного совмещенного графика давлений можно сделать вывод о том, что интервалов, несовместимых по условиям бурения, нет. Следовательно, спуск промежуточной колонны не требуется.

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Глубина спуска направления составляет несколько метров (от 3-5 до 15-30 м), а также может быть принята равной определённому значению согласно опыту сооружения скважин на данном месторождении. Мощность четвертичных отложений составляет 40 метров, в верхней части интервала 30 - 120 м залегают слабосвязанные породы склонные к интенсивным осыпям, например, пески. Поэтому для обеспечения безаварийного бурения интервала под кондуктор спуск направления проектируется до глубины 150 м.

Глубину спуска кондуктора H_k определяется по формуле:

$$H_k \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot L \cdot \gamma_{\phi}}{\Delta P_{ГР} - 0,01 \cdot \gamma_{\phi}} \quad q(2)$$

$$H_k \geq \frac{28,531 - 0,01 \cdot 2770 \cdot 0,723}{0,018 - 0,01 \cdot 0,723} = 819,8 \text{ м}$$

где $P_{пл}$ – максимальное пластовое давление, МПа; L – глубина скважины, м; γ_f – плотность пластового флюида, г/см³; $\Delta P_{гр}$ – градиент давления гидроразрыва пород в интервале установки последующей колонны, МПа/м.

Рекомендуемое значение глубины спуска кондуктора составляет 819,9 м, но выбирается глубина 1200 м с учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, а также для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Эксплуатационную колонну спускаем до глубины 2770 м.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования направления 0– 150 м;

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 1200 (0-1425 по стволу) м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 1050– 2770 (1275-3390 по стволу) м

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который принимается в зависимости от ожидаемого притока и условий опробования, эксплуатации и ремонта скважин.

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую

Обсадная колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Направление	323,9	393,7
Кондуктор	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	168,3	214,3

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 5.

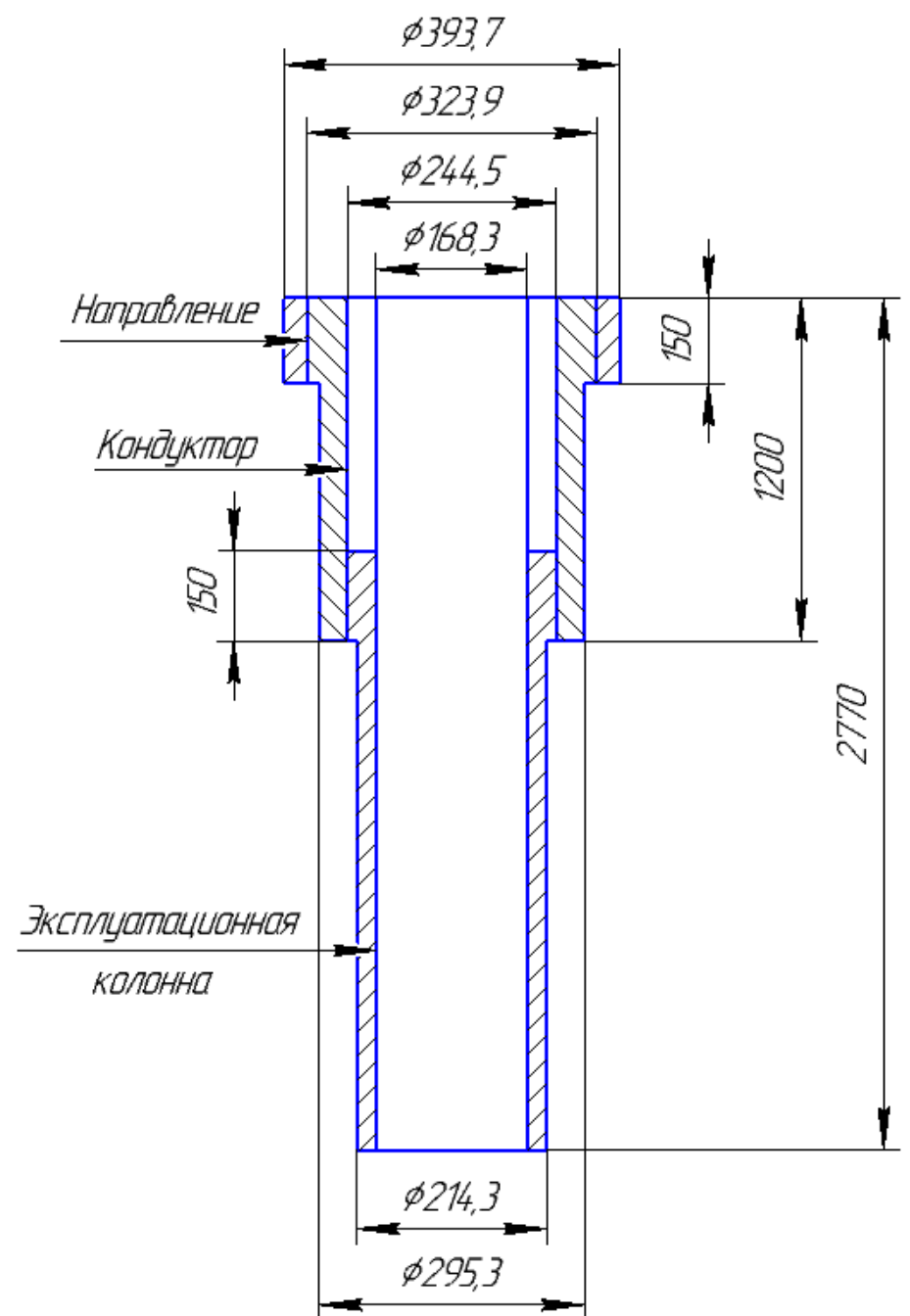


Рисунок 5 – Конструкция скважины

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 7,79 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5 – 280/80х35 (280 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК1–1-21-168х245 (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна) [2].

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

Выбор способа бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-150	Направление	Роторный
150-1200	Кондуктор	ВЗД
1200-2770	Эксплуатационная колонна	ВЗД

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины выбраны три долота: при бурении под направление, кондуктор и эксплуатационную колонну используются долота с резцами PDC, данный выбор является оптимальным с точки зрения технико-экономических показателей. Характеристики выбранных долот представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-150	150-1200	1200-2770
Шифр долота		БИТ 393.7 В 419 TCP	БИТ 295.3 BT 419 P	БИТ 214,3 BT 613 UT
Тип долота		PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	214,3
Тип горных пород		Мягкие	Мягкие и средние	Средние и твердые
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-117
	API	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 ½ Reg
Длина, м		0,450	0,390	0,320
Масса, кг		170	80	58
G, тс	Рекомендуемая	5-10	2-8	2-8
	Предельная	12	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	150	150	120
	Предельная	400	440	400

Для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы включаем в КНБК калибратор, который так же участвует в центрировании КНБК в скважине, что улучшает работу долота и забойного двигателя [11; 15].

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для всех интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике расчета. Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-150	150-1200	1200-2770
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	3000	5000	6800
$D_d, \text{см}$	39,37	29,53	21,59
η	1	1	1
$\delta, \text{см}$	0,15	0,15	0,15
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,6	0,8
$G_{пред}, \text{кН}$	266,7	94,14	94,14

Продолжение таблицы 13

Результаты проектирования			
G_1 , кН	8,85	4,56	7,16
G_2 , кН	56,87	88,59	86,36
G_3 , кН	94,14	47,07	47,07
$G_{\text{проект}}$, кН	56,87	47,07	47,07

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

В таблице 14 представлены данные о проектировании частоты вращения ПРИ по интервалам бурения скважины.

Таблица 14 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-150	150-1200	1200-2770
Исходные данные				
V_d , м/с		-	2	2
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2143
	мм	393,7	295,3	214,3
τ , мс		3	-	-
z		30	-	-
α		0,9	-	-
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		-	129,36	170
n_2 , об/мин		180	-	-
n_3 , об/мин		634,672	-	-
$n_{\text{проект}}$, об/мин		180	129,36	170

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения под направление исходя из глубины бурения в 150 метров, для экологического чистого бурения необходимо в скважину спустить ротор и произвести бурение ротором. Для интервала бурения 150-1200 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240.6/7.40, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для

разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ-172.7/8.54, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород, содержащихся в разрезе скважины.[10; 14].

В таблице 15 представлены данные о проектировании параметров забойного двигателя по интервалам бурения.

Таблица 15 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-150	150-1200	1200-2770
Исходные данные				
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2143
	мм	393,7	295,3	214,3
G _{ос} , кН		333,4	117,6	117,6
Q, Н*м/кН		-	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		-	266,77	192,87
M _р , Н*м		-	151	110
M _о , Н*м		-	147,65	107,15
M _{уд} , Н*м/кН		-	36,936	27,216

В таблице 16 представлены характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей по интервалам бурения скважины.

Таблица 16 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наруж ный диаме тр, мм	Длина , м	Вес, кг	Расхо д жидк ости, л/с	Число оборото в, об/мин	Максимальн ый рабочий момент, кН*м	Мощност ь двигател я, кВт
ДРУ-240.7/8.40	150-1200	240	8,375	1980	30-75	40-160	18,211	94-157
ДРУ-172.5/6.60	1200-2770	172	8,630	1490	19-38	30-170	18,534	173-242

2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 17.

Таблица 17 – Данные по расчету необходимого расхода бурового раствора

Интервал	0-150	150-1200	1200-2770
Исходные данные			
$D_{д}, м$	0,3937	0,2953	0,2143
K	0,65	0,65	0,45
K_k	1,3	1,3	1,2
$V_{кр}, м/с$	0,15	0,15	0,1
$V_m, м/с$	0,0111	0,0083	0,0055
$d_{бг}, м$	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}, м$	0,240	0,240	0,178
$d_{нмах}, м$	0,020	0,020	0,015
n	3	3	3
$V_{кмин}, м/с$	0,5	0,5	0,5
$V_{кмах}, м/с$	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p, г/см^3$	0,02	0,02	0,02
$\rho_p, г/см^3$	1150	1150	1050
$\rho_n, г/см^3$	1700	1700	1700
Результаты проектирования			
$Q_1, л/с$	53	44,4	16,2
$Q_2, л/с$	49	27	10
$Q_3, л/с$	51	47	27
$Q_4, л/с$	48	38	15
$Q_5, л/с$	35,3	26	26
$Q_6, л/с$	-	50	35
Дополнительные проверочные расчеты			
$Q_{табл}, л/с$	-	50	35
$\rho_{табл}, кг/м^3$	1000	1000	1000
$\rho_{бр}, кг/м^3$	1150	1150	1050
$M, Н*м$	-	151	110
$M_{табл}, Н*м$	-	200	200
m	3	1	1
n	0,9	0,9	0,9
$Q_n, л/с$	46	46	22,24
$Q_{пров1}, л/с$	-	40,5	25,3
$Q_{пров2}, л/с$	124	41,4	20

2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса [7]. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 18-19.

В таблицах 19.1-19.3 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны. В таблицах приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 18 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТС2-178	178	8	1248
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК-127х9.19 Е	127	3360	104743

Таблица 19 – Проектирование расчетов на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление					
P_H , кгс/мм ²	3,70		Выполняется условие запаса прочности ($n>1,15$)		
$P_{кр}$, кгс/мм ²	6,24		<u>Да</u>	Нет	
$P_{кр}/P_H$	1,68				
Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя					
В наклонном участке ствола					
№ секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
1	29,5	1100	1,076	7,85	28002
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	2*10^6	2,17*10^-5	8,4	177,8	127
Ψ^+	0,13		Q _p , кгс	36005	
α	0,64		M _{imax}	73781	
μ	0,35		W, см ³	4001	
R, м	382		[σ], кгс/мм ²	27	
Q _К , кгс	58309		σ_3 , кгс/мм ²	50	
σ_p , кгс/мм ²	32				
Выполняется условие $\sigma_3 > [\sigma]$				Да	
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№ секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
1	29,5	3360	1,076	7,85	71074
Q' _{тк} , кгс	158300	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		3395	
Q _{КНБК} , кгс	11842				
n	1,45				
q _м , кгс/м	29,5				
K _т	1	Максимальная длина секции бурильных труб, м		27800	
K	1,15				

Продолжение таблицы 19

n	1,45		
F _k , мм ²	9326,585		
σ _T , кгс/мм ²	50		

Делаем заключение, что выбранные бурильные трубы можно использовать для комплектования бурильной колонны при бурении интервала под эксплуатационную колонну.

Таблица 19.1 – КНБК для бурения под направление

№ п/ п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	150	Долото БИТ 393,7 В 419 ТСП	170	0,435	Бурение вертикально го участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Переводник М-171/177	77	0,415	
			УБТС2-203	3862,8	18	
			Переводник П-147/171	62,8	0,521	
			УБТС2-178	2808	18	
			Переводник П-133/147	46,1	0,520	
			ПК-127х9.19 Е	3522,6	113	
Σ			10549,3	150,891		

Таблица 19.2 – КНБК для бурения под кондуктор

№ п/ п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина , м	Назначение
	от	до				
2	150	1425	Долото БИТ 295,3 ВТ 419 Р	83	0,390	Бурение наклонно направленно го участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Калибратор К 295,3 МС	260	0,870	
			ВЗД ДРУ-240.6/7.40	1980	8,375	
			КОБ-178-3-147	45	0,41	
			Переводник П-171/147	74,3	0,517	
			Переливной клапан ПК-172	95	0,62	
			Телесистема MWD	850	10,2	
			Переводник П-171/147	61	0,538	
			УБТС2-178	28088	18	
			Переводник П-133/147	46,1	0,520	
			ПК-127х9.19 Е	43175,3	1385	
Σ			74757,7	1425,4 4		

Таблица 19.3 – КНБК для бурения под эксплуатационную колонну

№ п/ п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина , м	Назначение
	от	до				
3	1425	3390	Долото БИТ 214,3 ВТ 613 УТ	58	0,395	Бурение наклонно направленног о участка под эксплуатацио нную колонну, проработка ствола перед спуском эксплуатацио нной колонны
			Калибратор КС 214,3 СТ	60	0,460	
			ДРУ-172.5/6.60	1490	8,630	
			КОБ 178-3-147	45	0,41	
			Переливной клапан ПК- 172	95	0,62	
			Телесистема MWD	850	10,2	
			УБТС2-178	1248	8	
			Переводник П-133/147	46,1	0,520	
			ПК-127х9.19 Е	104743	3360	
Σ				108635, 1	3389,2 35	

Измерение параметров в процессе бурения проектируется производить с помощью инклинометров.

2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервалов под направление примем глинистый буровой раствор, под кондуктор – полимерглинистый буровой раствор, под эксплуатационную колонну примем биополимерный буровой раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 20. В таблице 21 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 6 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 20 – Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения

Исходные данные									
Интервал бурения (по стволу), м		k	Р _{пл} , МПа	Н, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _п , кг/м ³	К	d, м
от	до								
0	150	0,1	1,7	150	9,81	1150	2150	1,5	0,003
150	1425	0,1/0,05	8,7	1425	9,81	1150	2230	1,5	0,003
1425	3390	0,05	27,5	3300	9,81	1100	2400	1,5	0,003
Результаты проектирования									
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин			
от	до								
0	150	1160-1180	10-20	20-40	40-60	8-10			
150	1425	1160	10-15	16-30	30-40	5-6			
1425	3390	1100	8-15	20-30	30-35	3-5			

Таблица 21 – Компонентный состав буровых растворов

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от	до	
0	150	Глинистый Бентонит типа ПБМВ, каустическая сода, кальцинированная сода, ИКД
150	1425	Полимерглинистый Бентонит типа ПБМВ, кальцинированная сода, каустическая сода, КМЦ, лубриол, полиакриламид, CaCO_3 , силикат натрия
1425	3390	Биополимерный Каустическая сода, KCl, ксантановая смола FLO-VIS, мраморная крошка, крахмал FLO-TROL

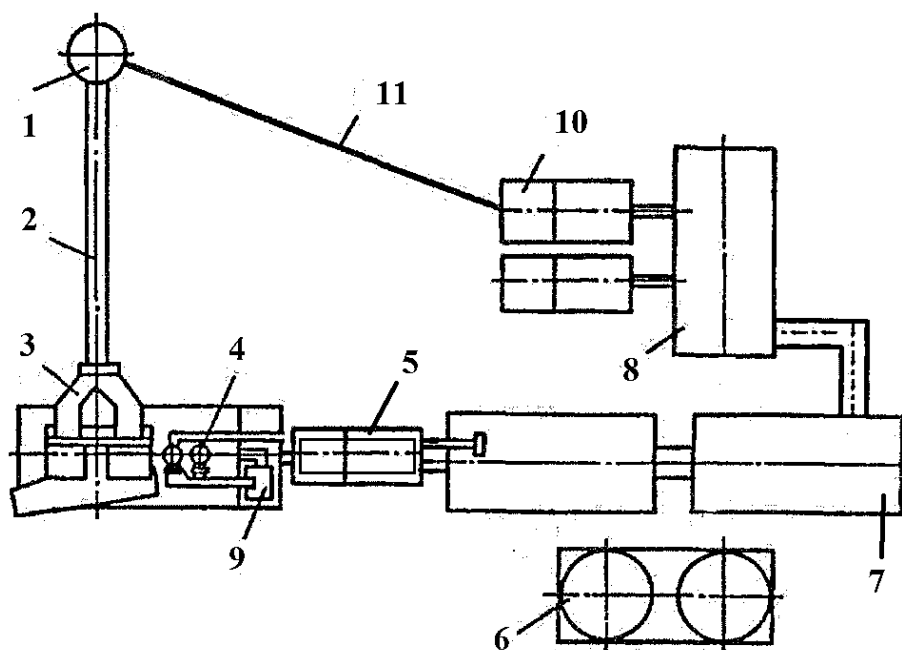


Рисунок 6 – Схема очистки бурового раствора: 1- устье скважины, 2-желоб, 3- вибросита MI Swaco Mongoose PT, 4-гидроциклоны (песко-, ило-отделители) MI Swaco, 5- центрифуга высокой комплектации GNLW, 6-блок приготовления бурового раствора (гидроворонка, механический перемешиватель), 7, 8- емкости для химической обработки, 9- шламовый насос, 10- буровой насос УНБ-600, 11- манифольд

2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 22, а в таблице 23 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну [1].

Таблица 22 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гр}$, МПа	ρ_p , кг/м ³
3390	0,2143	1,45	28,53	45,7	2400
Q , м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	η_p , Па*с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,016	УНБ-600	0,007	0,009	20	1100
КНБК					
Элемент	d_n , м	L , м		d_b , м	
УБТС2-178	0,178	66		0,080	
ПК-127х9.19 Е	0,127	3360		0,0762	
ДРУ-172.5/6.60	0,172	8,630		—	

Таблица 23 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$, кг/м ³	ϕ	d_c , м	$V_{кп}$, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	ΔP_o , МПа
1661,91	0,97	0,310	0,24	2,24	0,05
ΔP_r , МПа	ΔP_p , МПа	V_d , м/с	Φ , м ²	d , мм	
1,09	24,72	201,39	0,00005	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Скп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
УБТС2-178	56760,03	18758,36	939,29	0,05	—
ПК-127х9.19	75298,28	14583,36	1433,26	2,06	0

Продолжение таблицы 23

ДРУ- 172.5/6.60	48725,74	21513,72	738,94	0,01	—
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_T	
УБТС2-178	32480,23	31123,63	0,03053	0,88	
ПК- 127х9.19	36434,66	28007,77	0,03036	25,78	

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1850
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	723	глубина скважины, м	3390
высота столба буферной жидкости h_1 , м	1275	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	120
высота цементного стакана $h_{см}$, м	10	динамический уровень скважины h_0 , м	2260

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

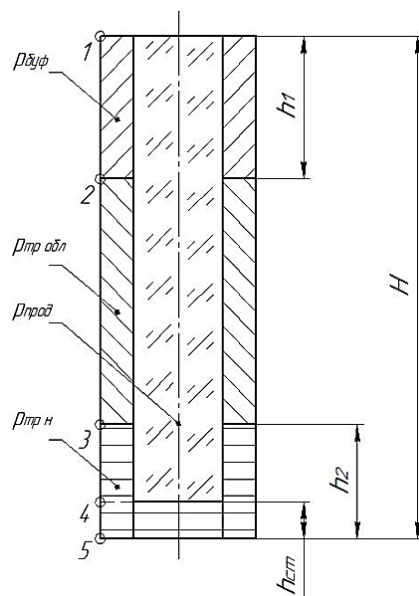


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 25 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 25 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	1275	3270	3380	3390
Наружное избыточное давление, МПа	0	1,250	11,036	11,953	11,953

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

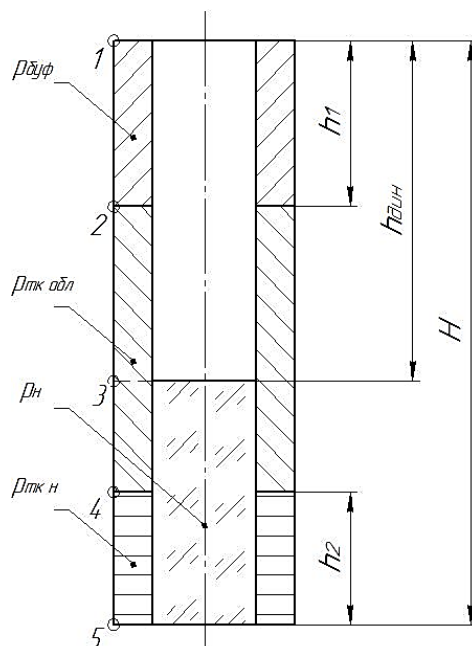


Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 26 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 26 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	1275	3270	3380	3390
Наружное избыточное давление, МПа	0	13,758	28,252	38,683	37,278

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 9.

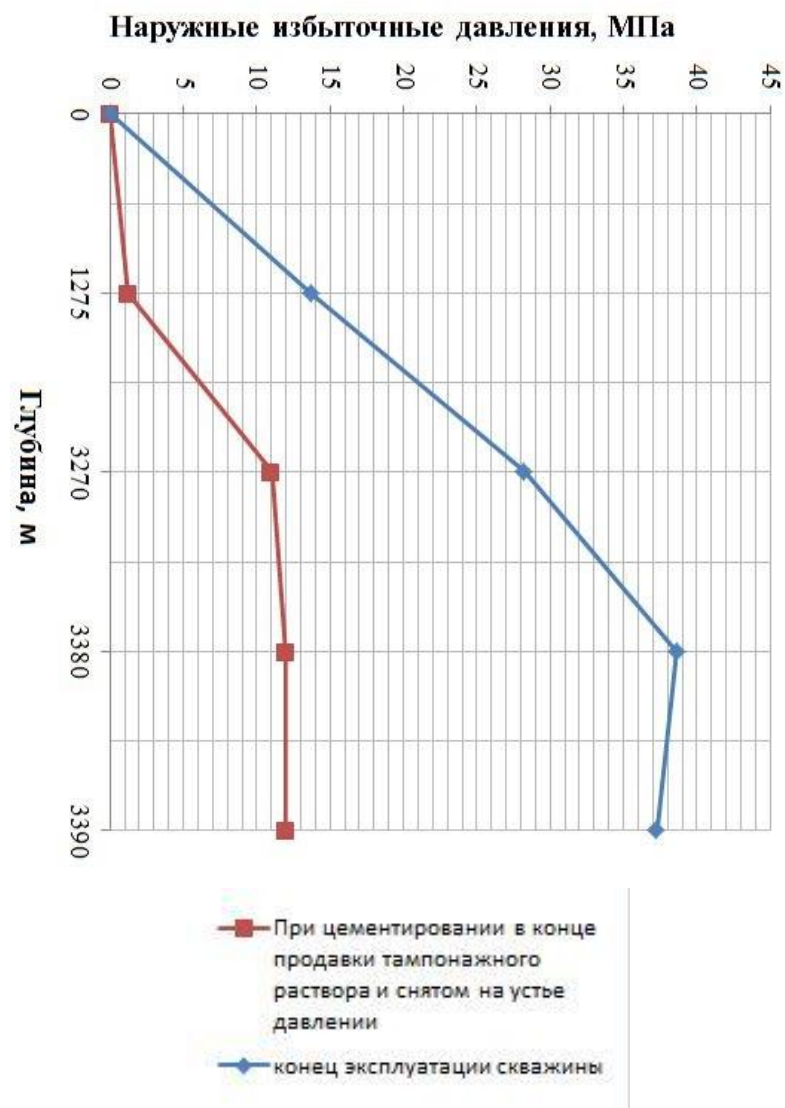


Рисунок 9 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Максимальное давление в цементирующей головке $P_{цг}$ составляет 22,53 МПа.

В таблице 27 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

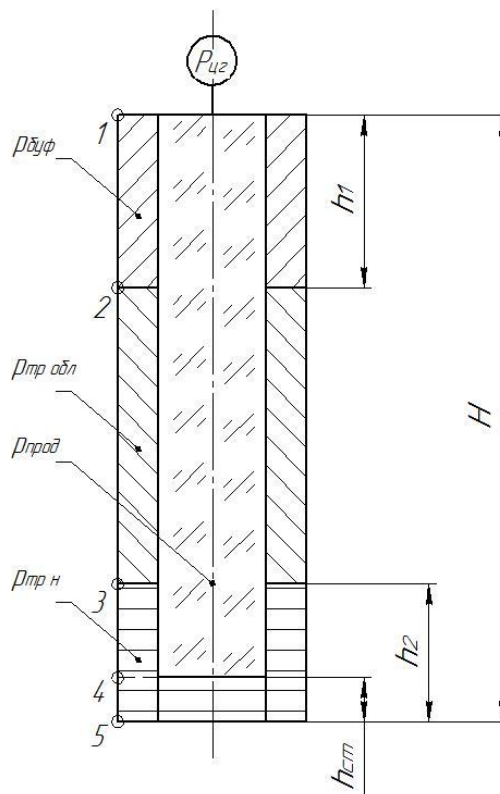


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения

Таблица 27 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	1275	3270	3380	3390
Внутреннее избыточное давление, МПа	22,53	21,27	11,49	10,57	10,41

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 11 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

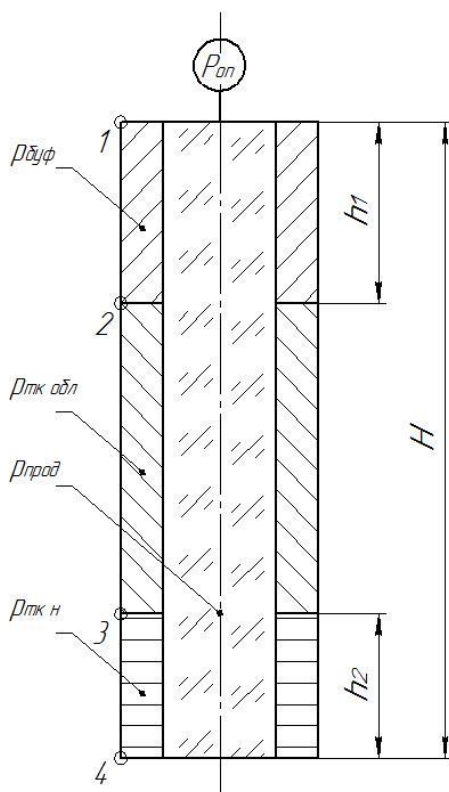


Рисунок 11 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 9,5 МПа.

В таблице 28 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 28 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	1275	3270	3390
Внутреннее избыточное давление, МПа	15	13,74	3,96	2,96

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 12.

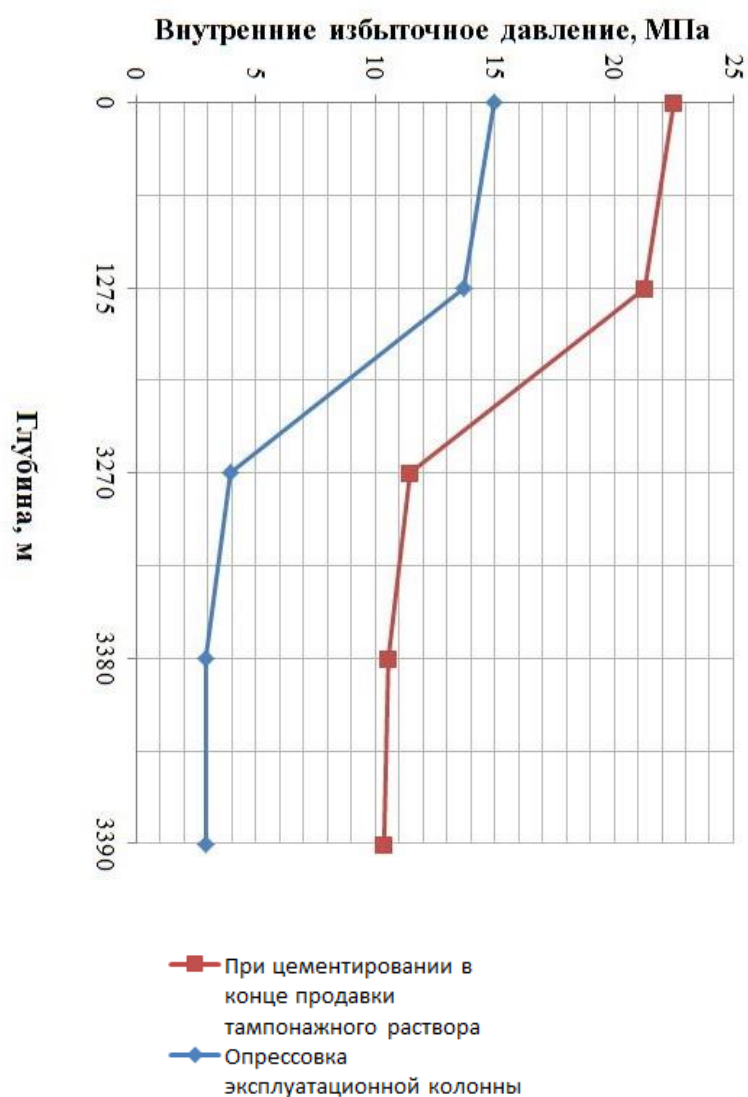


Рисунок 12 – Эпюра внутренних избыточных давлений

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Характеристика обсадных колонн

№ секции	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН			Интервал установки по стволу, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	Е	12,1	170	0,465	79,05	79,05	3390-3220
2	Е	8,9	250	0,353	88,25	167,3	3220-2970
3	Е	8,0	700	0,310	217	305,25	2970-2270
4	Е	7,3	2270	0,293	665,11	882,11	2270-0

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{\text{гс кп}} + P_{\text{гд кп}} \leq 0,95 * P_{\text{пг}}, \quad (3)$$

$$P_{\text{гс кп}} + P_{\text{гд кп}} \leq 0,95 * P_{\text{гр}}, \quad (4)$$

Проверка на недопущение гидроразрыва: $29,55 + 1,5 \leq 0,95 * 43$

$31,05 \leq 40,85$ – условие выполняется.

Проверка на недопущение поглощения: $29,55 + 1,5 \leq 0,95 * 38,7$

$31,05 \leq 36,76$ – условие выполняется.

Принимаем решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количество составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 30.

Таблица 30 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1850 \text{ кг/м}^3$	0,82	1072	0,56
$\rho_{тробл}=1500 \text{ кг/м}^3$	23,14	20629	16,86
Сумма	23,96	21701	17,42

2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкости

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	21,11
Продавочная	28,72

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементирующего оборудования

На рисунке 13 приведена спроектированной технологическая схема с применением осреднительной емкости.

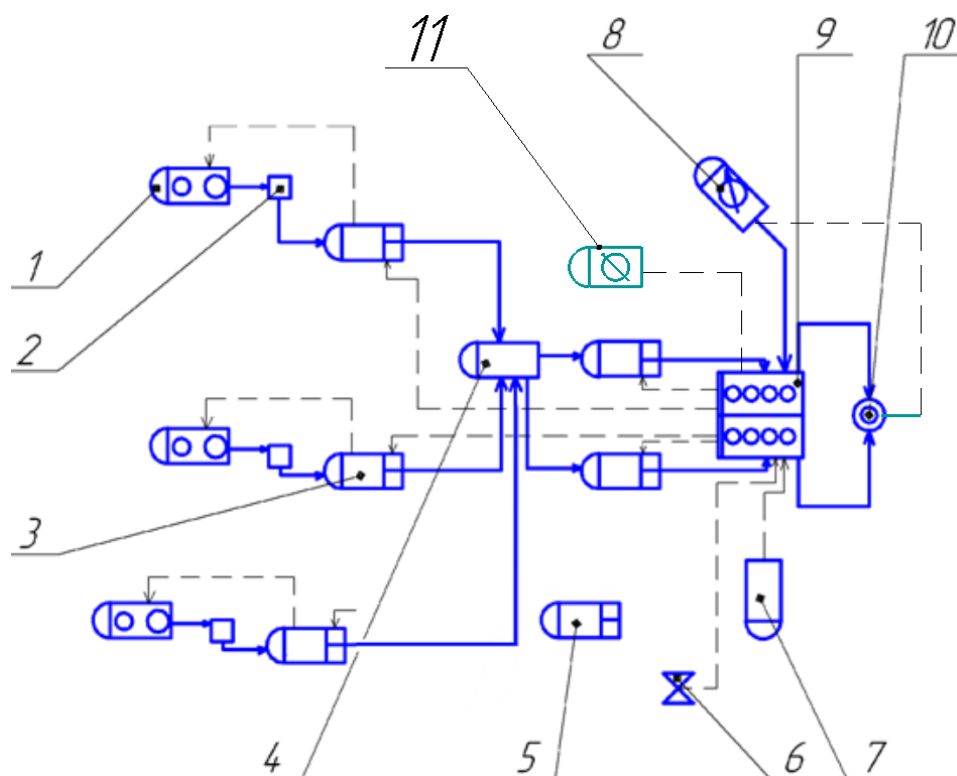


Рисунок 13 – Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
3 – цементирующий агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16;
5 – цементирующий агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводная водная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины. 11-ЦА-320-пробочник

2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементирующей головке представлен на рисунке 14.

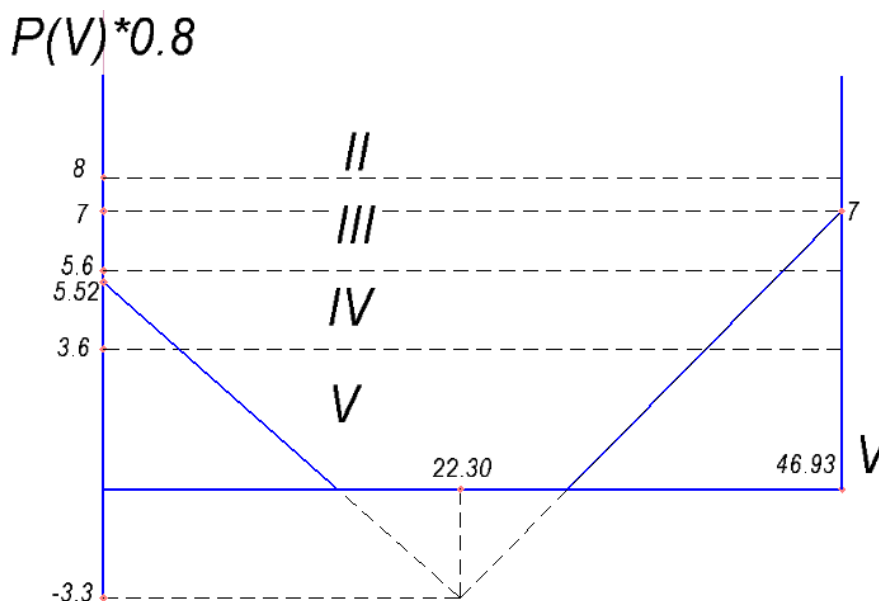


Рисунок 14 – График изменения давления на цементирующей головке

В таблице 32 приведены сводные данные о режимах работы цементирующих агрегатов.

Таблица 32 – Режимы работы цементирующих агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
III	46,93

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цем}}$ составляет 74 мин [2; 8; 11].

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

С целью обеспечения высокого качества цементного камня проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак колонный БКМ-168;
- Обратный клапан;
- ЦКОДМ-168;
- Центратор ЦЦ-168-216-1;

- Пробка продавочная КРПФ 178х168.

Интервалы установки центраторов и их количество представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
3235-3385	ЦЦ-168-216-1	3
710-3185	ЦЦ-168-216-1	38
1291-1311	ЦЦ-168-216-1	3

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Метод облегчения столба жидкости в скважине

На рисунке 15 представлен метод облегчения столба жидкости в скважине.

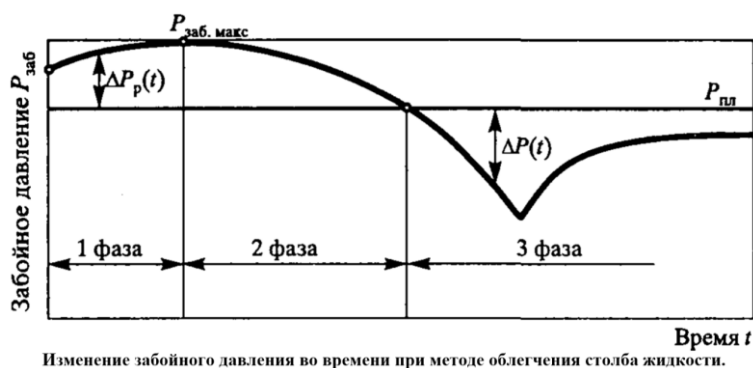


Рисунок 15 – метод облегчения столба жидкости в скважине

Реализуется различными способами, но наибольшее распространение получили промывки. При промывке скважины в период времени $0 - t_1$ (достижение уровнем раздела жидкостей башмака НКТ) возникает 1 фаза – фаза роста поглощения пластом жидкости глушения. Вследствие этого происходит дополнительное изменение фильтрационных характеристик ПЗС. Именно поэтому выбору жидкости глушения должно уделяться особое внимание, исходя из требования сохранения фильтрационных характеристик ПЗС. В период времени $t_1 - t_2$ (2 фаза снижения поглощения) объем поглощаемой пластом жидкости снижается. Таким образом, в период времени $0 - t_2$ жидкость глушения поглощается пластом, а объем поглощенной жидкости $V_{полг}$ в этот период можно

рассчитать, зная коэффициент приемистости $K_{пр}$, величину пластового давления $P_{пл}$ и характер изменения забойного давления $P_{заб}(t)$, то есть:

$$V_{\text{погл}} = f(K_{\text{пр}}, P_{\text{пл}}, P_{\text{заб}}(t), t)$$

В период времени $t > t_2$ реализуется 3 фаза - фаза притока жидкости из пласта за счет создания депрессии ΔP .

Известны следующие способы реализации метода облегчения столба жидкости в скважине:

- промывки (прямая, обратная, комбинированная; промывки осуществляются различными жидкостями);
- закачка газообразного агента (газлифт);
- с помощью струйных аппаратов;
- с применением двухфазных пен;
- пенами с использованием эжекторов;

2.4.5. Выбор буровой установки

В таблице 34 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Таблица 34 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	137,6	[G _{кр}] / Q _{бк}	1,45
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	140,5	[G _{кр}] / Q _{об}	1,42
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	182,6	[G _{кр}] / Q _{пр}	1,1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебедочного блока, т (Q _{влб})	150	k _{по} = P _о / P _{бо} (k _{по} >1,25)	3,3
Вес бурильной колонны, т (Q _{бк})	137,6		
Вес обсадной колонны, т (Q _{ок})	140,5		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K _п)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т (Q _{бр})	13,9		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² (F _{бо})	162		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	67	676	
3	58	585	
4	21	214	

Проектируется применения буровой установки БУ-3000-ЭУК-1М [12; 14].

III. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

«Исследование систем безглинистых биополимерных буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов»

3.1. Введение

Буровой раствор (ФЛОР-ПРО) — это «реологически сконструированная» промывочная жидкость, разработанная в лаборатории компании "M-I Drilling Fluids Co." специально для вскрытия продуктивных пластов на севере п-ва Аляска и призванная заменить применявшиеся там растворы на углеводородной основе. После того, как раствор хорошо зарекомендовал себя на севере США, он начал успешно применяться в других районах мира. В настоящее время, буровой раствор (ФЛОР-ПРО) доказал свою эффективность при бурении горизонтальных скважин, стволов малого диаметра, фрезеровании, бурении скважин с большим углом наклона ствола.

Буровой раствор (ФЛОР-ПРО) был спроектирован таким образом, чтобы обеспечивать гибкость при выборе плотности, солености, термостойкости и ингибирующей способности для конкретных условий бурения. Общее содержание твердой фазы в растворе поддерживается на низком уровне с целью предотвратить загрязнение пласта и повысить гидравлическую эффективность. Все компоненты раствора могут быть разрушены и уничтожены во время работ по заканчиванию скважины, что помогает предотвратить загрязнение призабойной зоны пласта (ПЗП).

В данную систему бурового раствора FLO-PRO входят следующие компоненты:

FLO-VIS — высококачественный разветвленный биополимер (ксантановая смола) высокой степени очистки, являющийся основным компонентом системы для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин «Фло-Про». Ксантан представлен на рисунке 16.



Рисунок 16 – ксантан FLO-VIS

FLO-TROL – фирменное название химического реагента. Понижитель водоотдачи, особая разновидность модифицированного крахмала, специально разработанная для применения в системе «Фло-Про». Крахмал представлен на рисунке 17.



Рисунок 17 – крахмал FLO-TROL

NaOH – каустическая сода, используется для контроля pH в буровых растворах на водной основе. Каустическая сода представлена на рисунке 18.

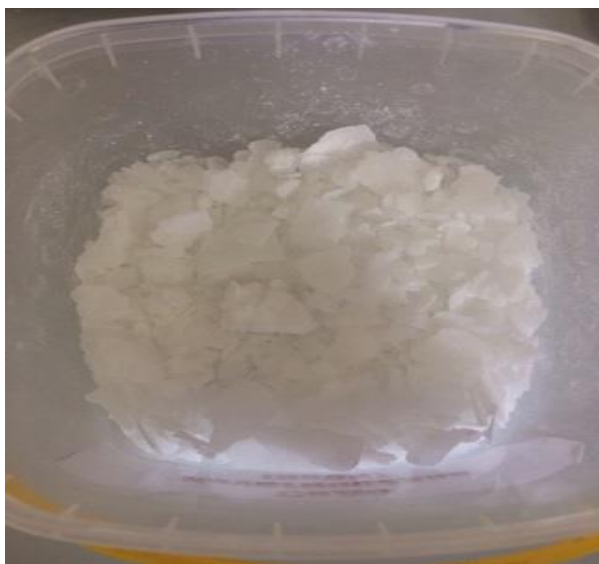


Рисунок 18 – каустическая сода

KCl – применяется в качестве ингибитора глин. KCl представляет собой мелкокристаллический светлый порошок и применяется в качестве основного носителя ионов K^+ в буровых растворах от 3 до 20% в зависимости от типа глин. Механизм повышения устойчивости глин заключается в том, что KCl проявляет отрицательную гидратацию, предупреждая набухание глин и повышая подвижность молекул воды, увеличивая тем самым проникающую способность малого размера иона K^+ , который связывает элементарные частицы монтмориллонита между собой, предотвращая их гидратацию. Ингибитор глин представлен на рисунке 19.

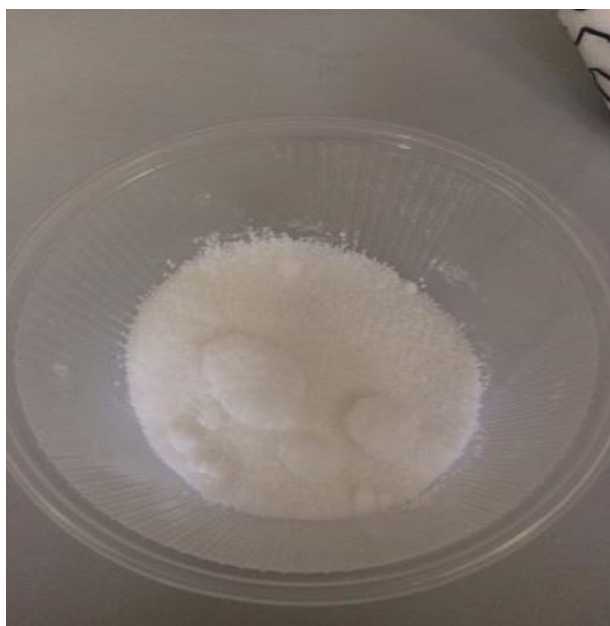


Рисунок 19 – ингибитор глин

Мраморная крошка – Является наполнителем и утяжелителем безглинистый буровых растворов. Предназначена для повышения плотности буровых растворов до 1400 кг/м^3 . Она участвует в создании непроницаемых фильтрационных корок, которые изолируют поровые каналы в пластах открытого ствола скважины, обеспечивая защиту продуктивных коллекторов от загрязнения в процессе прокачивания различного рода технологических растворов и жидкостей при бурении, вскрытии пластов, глушении, консервации. Для качественного вскрытия продуктивных пластов в буровой раствор вводится мраморный утяжелитель, который в сочетании с полисахаридными реагентами обеспечивает надежную кольматацию пристволенной зоны ствола и позволяет сохранить достаточно высокую проницаемость коллектора. Растворима в 15% соляной кислоте (HCL). Имеет небольшую структурообразующую способность. Экологически безопасен. Мраморная крошка представлена на рисунке 20.

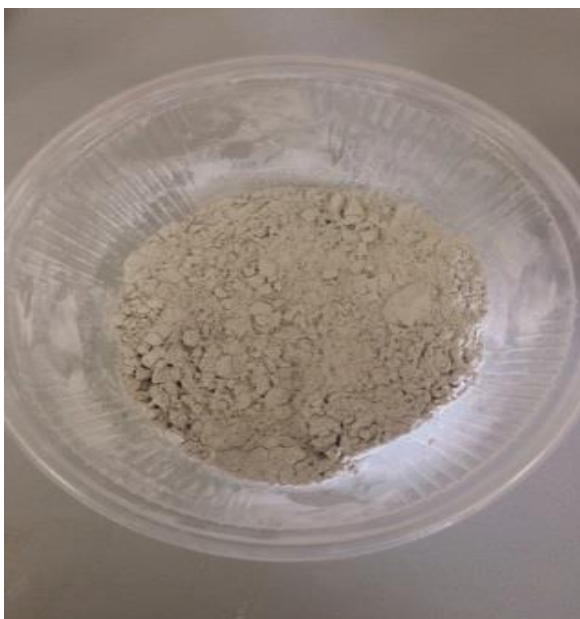


Рисунок 20 – мраморная крошка

3.2 Актуальность проблемы

В настоящее время множество организаций используют систему FLO-PRO, изменяя рецептуру бурового раствора. В нашем случае изменяется крахмальный реагент. Цель работы состоит в том, чтобы рассмотреть влияние различных крахмальных реагентов на параметрах бурового раствора.

3.3. Методика эксперимента

3.3.1. Средства и материалы для проведения экспериментов

Для контроля основных параметров бурового раствора в процессе бурения использовались следующие приборы:

- плотности – рычажные весы;
- СНС, пластической вязкости – вискозиметр OFITE 800;
- условной вязкости – воронка ВБР-2;
- водоотдачи – фильтр-пресс OFITE;
- pH – pH-метр;

Разберём порядок работы с каждым из данных приборов.

Определение плотности раствора рычажными весами

Рычажные, весы-плотномер состоят из подставки 1 и подвижной части, представляющей собой рычаг 2 с жестко закрепленным на нем мерным стаканом 3 с крышкой 4. Подвижная часть весов с помощью одной из призм 5 опирается на вкладыш 6, укрепленный на подставке. На рычаге весов нанесены две шкалы с разными диапазонами измерений: верхняя шкала от 800 до 1600 кг/м³, нижняя - от 1600 до 2600 кг/м³. Рычажные весы представлены на рисунке 21.

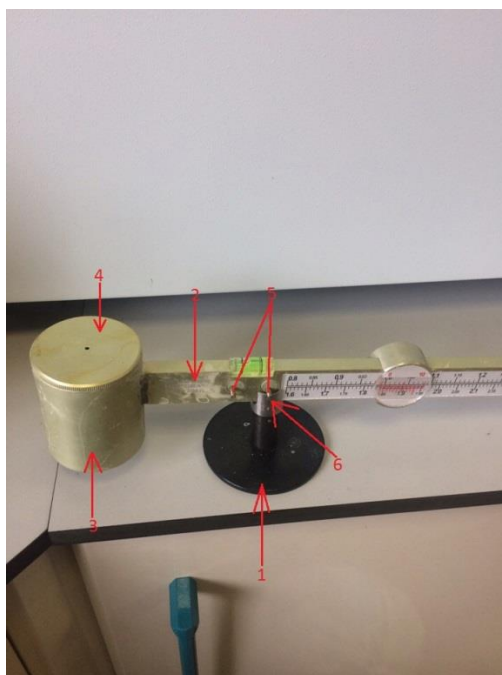


Рисунок 21 – рычажные весы

Порядок работы:

- заполняют чашку испытываемой пробой доверху (для удаления пузырьков воздуха постукивают пальцем по чашке);
- устанавливают крышку (излишек раствора должен выйти наружу через отверстие);
- очищают внешнюю поверхность весов от раствора;
- устанавливают весы на основание;
- перемещают рейтер до равновесного состояния, которое определяют по уровню;
- считывают показания величины плотности раствора со шкалы по краю рейтера;

Калибровку прибора производят замером плотности пресной воды.

При определении реальной плотности азрированного раствора в полевых условиях может быть использован следующий метод:

- весы заполняют водой,
- устанавливают крышку (излишек воды должен выйти наружу через отверстие);
- сливают воду из весов в сосуд;
- повторяют ту же операцию с раствором;
- тщательно смешивают раствор с водой для уменьшения вязкости и выхода пузырьков воздуха;
- замеряет полученную плотность, умножают на два и вычитают единицу, (плотность воды), получают приближенную к реальной плотность раствора.

Определение СНС, пластической вязкости

Вискозиметр OFITE Модель 800 позволяет определять реологические характеристики масел и буровых растворов с использованием таких параметров, как напряжение, скорость сдвига, время и температура при атмосферном давлении. Вискозиметр OFITE Модель 800 изображен на рисунке 22.



Рисунок 22 – вискозиметр OFITE Модель 800

Порядок работы с вискозиметром OFITE 800 при определении динамического напряжения сдвига и пластической вязкости:

- Наполните стакан до метки буровым раствором и поставьте его на платформу вискозиметра.
- Поднимайте платформу вверх до тех пор, пока уровень жидкости в стакане не достигнет риски на муфте ротора.
- Поверните ручку выбора скорости в положение STIR (перемешивание) и перемешивайте образец в течении нескольких секунд, одновременно нагревая или охлаждая жидкость до нужной температуры.
- Установите ручку выбора скорости в положение 600 RPM (об/мин), дождитесь стабилизации показаний на шкале лимба и запишите показания при 600 об/мин и температуру образца.
- Поверните ручку выбора скорости в положение 300 об/мин, дождитесь стабилизации показаний на шкале лимба и запишите показания при 300 об/мин и температуру образца.
- Прodelайте ту же операцию для скорости вращения ротора 200, 100, 60, 30, 6, 3 об/мин.

Расчет:

Пластическая вязкость (PV), сП = «показания при 600 об/мин» – «показания при 300 об /мин»

Динамическое напряжение сдвига (YP), Па (фунт/100 фут²) = «показания при 300 об/мин» – «пластическая вязкость»

Порядок работы с вискозиметром OFITE 800 при определении статического напряжения сдвига:

- Поверните ручку выбора скорости в положение STIR (перемешивание) и перемешивайте образец в течении нескольких секунд.
- Поверните ручку выбора скорости в положение GEL (гель) и сразу отключите питание прибора.
- После того, как вращение муфты прекратиться, выждите 10 сек и снова включите питание прибора, наблюдая за показаниями шкалы.
- Зафиксируйте и запишите максимальное отклонение шкалы относительно стрелки, предшествующей разрушению геля. Эта величина обозначается как 10-ти секундное предельное статическое напряжение сдвига.

Для определения 1 и 10-ти минутного предельного напряжения сдвига еще раз перемешайте раствор и выждите соответственно 1 или 10 минут, после чего зафиксируйте и запишите максимальное отклонение шкалы лимба.

Порядок работы с вискозиметром СНС-2М для определения статического предельного напряжения сдвига: в стакан заливается испытуемый раствор. При вращении стакана раствор увлекает за собой находящийся в нем цилиндр измерительный и всю подвесную систему до тех пор, пока момент закручивания нити не станет равным крутящему моменту, развиваемому статическим напряжением сдвига раствора на цилиндр. Статическое предельное напряжение определяется по максимальному углу закручивания нити.

Определение условной вязкости

Воронка Марша ВБР-2 – состоит из воронки объемом 700 мл и мерной кружки на 500 мл. К воронке прилагается съемная сетка для очистки раствора от крупного шлама. Воронка Марша ВБР-2 изображена на рисунке 23.



Рисунок 23 – воронка Марша ВБР-2

Порядок работы с воронкой ВБР-2:

- держа воронку в вертикальном положении, закрывают пальцем отверстие снаружи;
- наливают через сетку, в воронку перемешанную пробу раствора до уровня сетки;
- убирают палец от отверстия и замеряют время истечения 500 см³;
- значение условной вязкости рассчитывают, как среднеарифметическое из трех последовательных измерений, отличие между которыми не должно быть более 2 секунд.

После каждого использования вискозиметр промывают водой.

Калибровку воронки осуществляют по времени истечения чистой пресной воды ($15 \pm 0,5$) с при 21 °С.

Определение водоотдачи

Фильтр пресс низкого давления OFITE имеет конструкционные особенности ячейки бурового раствора, узла создания давления и нижней крышки с ситом и фильтровальной бумагой. Разработанные для полевого и лабораторного использования эти установки стали промышленным стандартом для исследования фильтрации низкого давления / низкой температуры. Американский Нефтяной Институт (API) рекомендует стандартное давление в ячейке 100 ± 1.0 пси (690 ± 6.9 kPa), в пределах времени выполнения теста от 30 секунд до 30 минут. Фильтр пресс OFITE изображен на рисунке 24.



Рисунок 24 – фильтр пресс OFITE

Порядок работы с фильтр-прессом OFITE:

- камеру берут вверх дном (широким открытым концом вверх) и заполняют ее свежеперемешанным буровым раствором, не доходя до верхнего края 1/4 дюйма (0,6 см).
- затем накрывают сухим бумажным фильтром и закрывают крышкой;
- переворачивают собранный прибор вертикально и укрепляют в держателе;

- помещают чистый сухой градуированный цилиндр под выходное отверстие и открывают впускной клапан;
- создают в фильтрационной камере давление 100 фунтов/дюйм² (0,7 МПа) и фильтруют в течение 30 минут;
- через 30 минут сбрасывают давление, закрывают впускной клапан и измеряют объем собранного фильтрата в см³.

Определение водородного показателя (pH)

pH-метр, прибор для измерения водородного показателя (показателя pH), характеризующего активность ионов водорода в растворах, воде, пищевой продукции и сырье, объектах окружающей среды и производственных системах непрерывного контроля технологических процессов, в том числе в агрессивных средах. pH-метр “ecotestr pH2” изображен на рисунке 25.



Рисунок 25 – pH-метр “ecotestr pH2”

Порядок работы на карманном pH метре “ecotestr pH2”:

- промывают головку зонда проточной водой или прополаскивают в чистой воде, затем осторожно вытирают фильтровальной бумагой;
- испытуемый раствор наливают в химический стакан и погружают в него pH-метр;
- регистрируют величину pH после того, как показания прибора

стабилизируются (1-2 минуты).

После замера зонд тщательно моют, помещают в раствор KCl и выключают прибор.

3.3.2 Порядок проведения эксперимента

Приготовление – это процесс получения промывочной жидкости с требуемыми свойствами в результате переработки исходных материалов и их химического взаимодействия.

Основными показателями процесса приготовления буровых растворов являются: эффективность использования исходных материалов, производительность технологического процесса приготовления и качество получаемого бурового раствора, т.е. соответствие его технологических свойств заданным параметрам.

Перед тем как измерять параметры бурового раствора, для начала необходимо приготовить буровой раствор без добавления в него крахмального реагента. Рассмотрим алгоритм приготовления данного бурового раствора.

Для начала мы в воду затворения 1000 мл добавляем 0,5 грамм щелочи NaOH и перемешиваем в течение 1 минуты. Далее добавляем 80 грамм ингибитора глин KCl и перемешиваем 10 минут. После того как тщательно перемешался KCl добавляем 3 грамма ксантановой смолы FLO-VIS в качестве загустителя бурового раствора и перемешиваем 15 минут. На последнем этапе добавляется 80 грамм мраморной крошки, которая обеспечивает защиту продуктивных коллекторов от загрязнения в процессе прокачивания различного рода технологических растворов и жидкостей при бурении. После приготовления, буровой раствор выдерживается минимум 16 часов для того, чтобы произошло растворения полимеров в растворе, но не более 24 часов, в противном случае будут ухудшаться реологические параметры бурового раствора.

После выдержки в статическом состоянии 16 часов, раствор перемешивается, и измеряются реологические параметры. После того как

измерили реологические параметры бурового раствора, добавляется крахмальный реагент с концентрацией 0,3% и тщательно перемешивается 30 минут для полной его растворимости. После измеряем параметры бурового раствора с данным крахмальным реагентом. Для полного анализа нам необходимо измерить параметры крахмального реагента с концентрациями 0,3, 0,6, 0,8, 1%. Необходимо провести опыты со следующими крахмальными реагентами: FLO-TROL, Reatrol, Drilling starch, ГТН. При увеличении концентрации крахмальных реагентов постоянно контролируем pH раствора.

Данная система бурового раствора специально разработана для максимально возможного сохранения коллекторских свойств продуктивного горизонта, а также безаварийной проводки скважины в условиях Горно-геологического разреза месторождений Томской области.

Предлагаемая мной система бурового раствора FLO-PRO позволяет обеспечить качественное первичное вскрытие. Присутствующий в фильтрате бурового раствора ингибитор и инкапсулятор глин KCL эффективно предотвращает набухание глинистого цемента продуктивного пласта. Полимерные компоненты, входящие в рецептуру бурового раствора, являются природными полисахаридами с незначительным периодом распада (гниением).

3.3 Результаты экспериментов

Полный анализ раствора с крахмальным реагентом FLO-TROL представлен в таблице 35.

Таблица 35 – полный анализ раствора с крахмальным реагентом FLO-TROL

Название крахмального реагента	Концентрация крахмального реагента, %	Условная вязкость, с	Плотность, г/см ³	Пластическая вязкость (PV), мПа*с	Динамическая вязкость (YP), фунт/100фут т2	Кажущаяся вязкость (AV), мПа*с	Статическое напряжение сдвига (CHC) 10с фунт/100фут 2	Статическое напряжение сдвига (CHC) 10с/10мин, фунт/100фут 2	Фильтрация, см3/30 мин	pH	600	300	200	100	60	30	6
Flo-Trol	0	16	1,12	4	2	5	2	2/2	58	9	10	6	5	3,5	3	2,5	2
	0,3	20	1,07	5	24	17	17	4,5/5	7	10,2	34	29	24	18	15	12	6
	0,6	26	1,09	8	67	41,5	22	22/23	4	10,2	83	75	66	55	48	40	26
	0,9	-	1,12	25	141	95,5	70	70/73	2	9	191	166	151	131	120	108	80
	1	-	1,12	27	156	105	80	80/83	1,7	9	210	183	168	150	138	124	94

Из выше перечисленного результата можно сделать вывод, что с увеличением концентрации, крахмальный реагент влияет в положительную сторону по показаниям фильтрации. Реологические параметры растут, следовательно, раствор становится более густой, что способствует большему количеству выноса шлама на поверхность при бурении. При концентрации крахмала 0,9% и 1% из за плохой текучести раствора, невозможно измерить условную вязкость. Плотность бурового раствора изменяется не значительно.

Полный анализ раствора с крахмальным реагентом Reatrol представлен в таблице 36.

Таблица 36 – полный анализ раствора с крахмальным реагентом Reatrol

Название крахмального реагента	Концентрация крахмального реагента, %	Условная вязкость, с	Плотность, г/см ³	Пластическая вязкость (PV), мПа*с	Динамическая вязкость (YP), фунт/100фут т2	Кажущаяся вязкость (AV), мПа*с	Статическое напряжение сдвига (CHC) 10с фунт/100фут 2	Статическое напряжение сдвига (CHC) 10с/10мин, фунт/100фут 2	Фильтрация, см3/30 мин	pH	600	300	200	100	60	30	6
Reatrol	0	16	1,12	4	2	5	2	2/2	58	9	10	6	5	3,5	3	2,5	2
	0,3	16	1,11	4,5	2	5,5	1,5	1,5/2	36	9,7	11	6,5	5,5	4	3	2,5	1,5
	0,6	16	1,13	4	4	6	2	2/2	40	9,2	12	8	6	4	3,5	3	2
	0,9	16	1,14	5	3	6,5	2	2/2	27	8,8	13	8	7	5	4	3	2
	1	16	1,16	5	4	7	2	2/2	23	8,7	14	9	8	6	4,5	3,5	2,5

Из выше перечисленного результата можно сделать вывод, что с увеличением концентрации, крахмальный реагент не значительно влияет в положительную сторону по показаниям фильтрации. Реологические параметры остаются без изменения. Условная вязкость не изменяется. Плотность бурового раствора изменяется не значительно.

Полный анализ раствора с крахмальным реагентом Drilling starch представлен в таблице 37.

Таблица 37 – полный анализ раствора с крахмальным реагентом Drilling starch

Название крахмального реагента	Концентрация крахмального реагента, %	Условная вязкость, с	Плотность, г/см ³	Пластическая вязкость (PV), мПа*с	Динамическая вязкость (YP), фунт/100фут т2	Кажущаяся вязкость (AV), мПа*с	Статическое напряжение сдвига (CHC) 10с фунт/100фут 2	Статическое напряжение сдвига (CHC) 10с/10мин, фунт/100фут 2	Фильтрация, см3/30 мин	pH	600	300	200	100	60	30	6
Drilling starch	0	16	1,12	4	2	5	2	2/2	58	9	10	6	5	3,5	3	2,5	2
	0,3	20	1,12	8	2	9	2,5	2,5/1,5	40	9,8	18	10	8	6	5	4	3
	0,6	25	1,12	12	6	15	2	2/2	28	9,6	30	18	14	10	7	6	2,5
	0,9	32	1,12	17	11	22,5	3	3/3	13	9,6	45	28	22	14	10	7	3
	1	37	1,12	18	15	25,5	3	3/3	12	9,6	51	33	25	16	12	8	4

Из выше перечисленного результата можно сделать вывод, что с увеличением концентрации, крахмальный реагент влияет в положительную сторону по показаниям фильтрации. Реологические параметры изменяются незначительно. Условная вязкость растёт. Плотность бурового раствора не изменяется.

Полный анализ раствора с крахмальным реагентом ГТН представлен в таблице 38.

Таблица 38 – полный анализ раствора с крахмальным реагентом ГТН

Название крахмального реагента	Концентрация крахмального реагента, %	Условная вязкость, с	Плотность, г/см ³	Пластическая вязкость (PV), мПа*с	Динамическая вязкость (YP), фунт/100фут т2	Кажущаяся вязкость (AV), мПа*с	Статическое напряжение сдвига (CHC) 10с фунт/100фут 2	Статическое напряжение сдвига (CHC) 10с/10мин, фунт/100фут 2	Фильтрация, см3/30 мин	pH	600	300	200	100	60	30	6
ГТН	0	16	1,12	4	2	5	2	2/2	58	9	10	6	5	3,5	3	2,5	2
	0,3	22	1,1	7	11	12,5	6	6/6	17	10,4	25	18	16	12	10	9	6
	0,6	25	1,11	7	13	13,5	5	5/6	13	9,8	27	20	17	13	12	11	6
	0,9	26	1,11	11	11	16,5	6	6/7	9	9,5	33	22	19	15	13	10	7
	1	26	1,11	10	12	16	7	7/7	9	9,55	32	22	19	15	13	10	7

Из выше перечисленного результата можно сделать вывод, что с увеличением концентрации, крахмальный реагент влияет в положительную сторону по показаниям фильтрации. Реологические параметры изменяются не значительно. Условная вязкость растёт. Плотность бурового раствора изменяется не значительно.

IV. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия Стрежевской филиал ЗАО «Сибирская сервисная компания» (СФ ЗАО «ССК»)

ЗАО «Сибирская Сервисная Компания» основано 1 февраля 2000 г. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, наклонно-направленное бурение, зарезка боковых стволов, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение применения буровых растворов, обеспечение систем очистки, тампонажные работы. На сегодняшний день в компании семь подразделений в регионах Российской Федерации, около 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллиона метров.

В Красноярском крае компания начала работать в 2002 г. Основные заказчики Красноярского филиала – дочерние предприятия ОАО «Газпром», ОАО «Роснефть», Управление по недропользованию по Красноярскому краю. В настоящее время предприятие также осуществляет свою деятельность на территории Иркутской области – ведёт строительство эксплуатационных скважин на Ичёдинском НМ, Западно-Аянском НГКМ, а также поисковых и разведочных скважин на Игнялинском, Тымпучиканском и Вакунайском лицензионных участках.

Годовая проходка Красноярского филиала составляет около 100000 м. Площади работ Красноярского филиала отличаются сложным горно-геологическим строением, характерным для Сибирской платформы в целом. Тем не менее, накопленный опыт работ, современное оборудование и технологии, высококвалифицированные специалисты позволяют успешно решать поставленные задачи.

Успешно пробурено и испытано значительное количество разведочных скважин на Собинском и Юрубчёно-Тохомском месторождениях. Огромный

опыт получен при строительстве поисковых скважин на Беряμβинском лицензионном участке, заложенных на локальных поднятиях в зоне Ангарских складок. Скважинами вскрыты многочисленные геологические осложнения, не предусмотренные проектной документацией, которые зачастую приводили к возникновению серьезных аварий. При ликвидации катастрофических поглощений были успешно применены оригинальные кольматирующие и тампонирующие смеси, профильные перекрыватели; при ликвидации ГНВП – буровые растворы высокой плотности с разработанными в компании рецептурами.

Руководство Компании берет на себя обязательство следовать Политике в области качества, соблюдать требования системы менеджмента качества, соответствующей международному стандарту ISO 9001 и постоянно повышать ее результативность.

Для реализации основных принципов менеджмента качества и выполнения своих обязательств перед заказчиками и партнерами Руководство Компании будет поддерживать и реализовывать следующие направления работ:

- постоянный анализ ситуации на рынке услуг в области бурения и ремонта скважин, учет складывающихся тенденций;
- внедрение новых технологий в бурении и ремонте скважин;
- развитие инфраструктуры Компании, в том числе внедрение новой, более производительной и эффективной техники;
- постоянное повышение квалификации персонала;
- вовлечение персонала в совершенствование менеджмента качества.

Организационная структура управления представлена на рисунке 26.

Предприятие возглавляет директор филиала, у которого есть пять заместителей: технический директор – первый заместитель директора, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по

супервайзингу, заместитель директора по обеспечению производства,
заместитель директора по работе с персоналом [25].

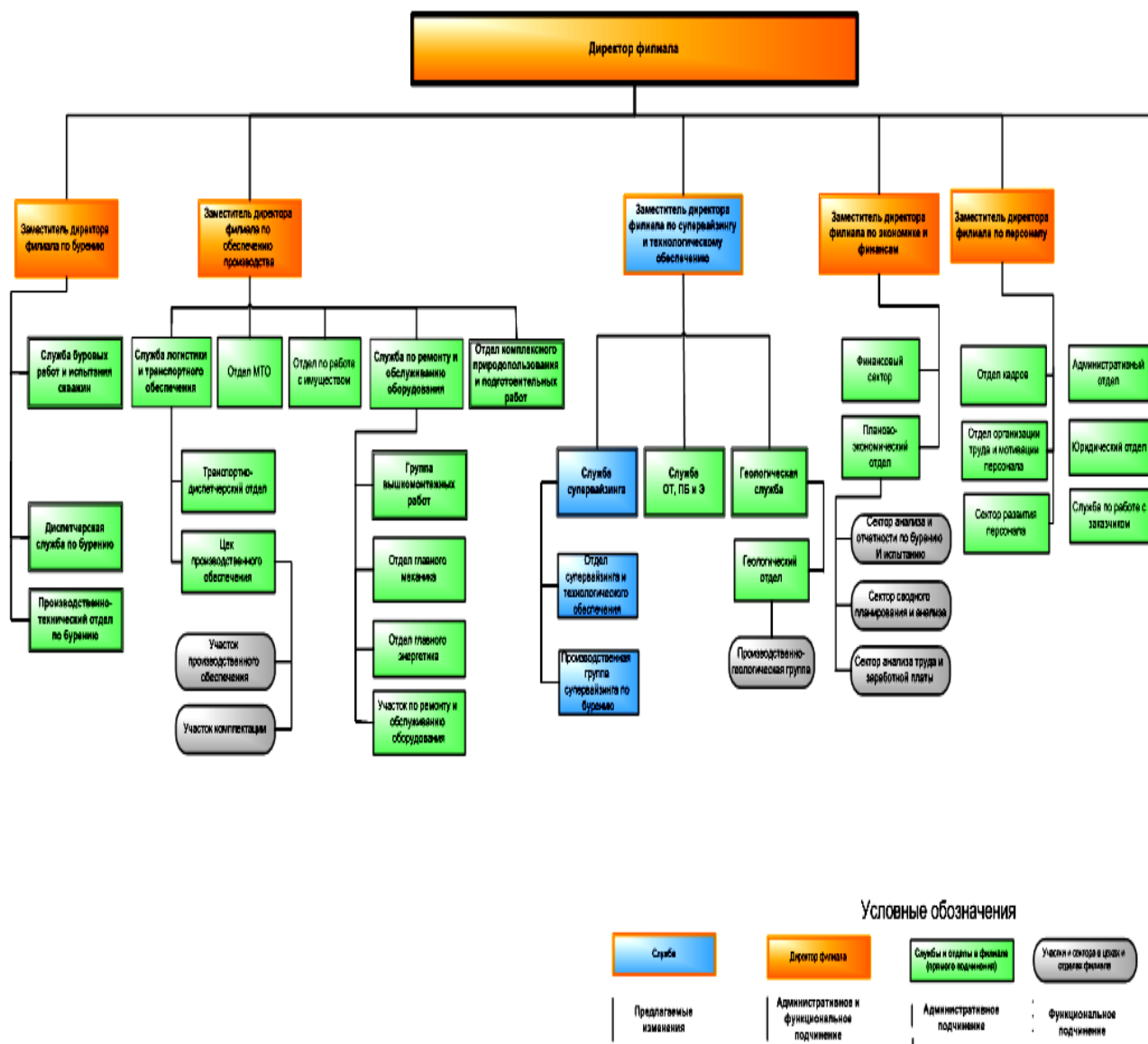


Рисунок 26 - Организационная структура управления [25]

Заместителю директора по супервайзингу подчиняются следующие руководители: главный технолог, главный геолог и заместитель технического директора по ОТ и ПБ.

Главный технолог возглавляет технологический отдел, технологическую группу по бурению и группу заключительных работ. Главной задачей этих подразделений является контроль и выполнение технологии строительства скважин.

Главный геолог возглавляет геологический отдел, в его подчинении находится группа геологов на месторождении. Задачей геологического отдела является предоставление информации, связанной с геологией при бурении и освоении скважин.

Заместителю директора по обеспечению производства подчиняется служба логистика и транспортного обеспечения, служба по ремонту и обслуживанию оборудования, отдел материально-технического обеспечения, отдел по работе с имуществом.

Заместитель директора по экономике и финансам руководит работой планово-экономического отдела и проектно-сметного отдела. Кроме того, ему подчиняется главный бухгалтер, который организует и планирует работу следующих секторов: по учету основных фондов, по учету материалов, по расчетам заработной платы, по налогам, по отчетности.

Заместитель директора по работе с персоналом руководит работой отдела кадров, отдела организации и мотивации труда, менеджера по обучению, менеджера по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям, сектором по социально-бытовым вопросам. Таким образом, созданная организационная структура позволила в полном объеме выполнить технико-экономические показатели, планируемые в прошлом году.

4.2. Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины

Перечень работ по строительству скважины включает в себя следующие виды:

- подготовительные работы к строительству скважины;
- вышкомонтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение скважины и ее крепление;
- испытание и ее опробование;

- демонтаж.

Нормативная карта – это документ, в котором указывается нормы времени на выполнение отдельных операций в процессе строительства скважины, а также общее время на строительство скважины.

Расчет нормативной карты производится по следующему плану:

Нормативного времени на механическое бурение рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{м}} = T_{\text{м}}^{1\text{М}} \cdot H, \quad (5)$$

где $T_{\text{м}}$ – нормативное время на механическое бурение рассчитываемого интервала;

$T_{\text{м}}^{1\text{М}}$ – нормативное время на механическое бурение одного метра данного интервала (из местных норм), час.;

H – количество метров в интервале, м.

В интервалах, где проходка ведется с отбором керна, нормативное время на механическое бурение рассчитывается дважды:

а) Время на механическое бурение с отбором керна специальными долотами и снарядами. Рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{МК}} = T_{\text{МК}}^{1\text{М}} \cdot H_{\text{к}}, \quad (6)$$

где $T_{\text{МК}}$ – нормативное время на механическое бурение с отбором керна рассчитываемого интервала, час;

$T_{\text{МК}}^{1\text{М}}$ – время бурения одного метра с отбором керна (из местных норм), час;

$H_{\text{к}}$ – количество метров в интервале отбора керна, м.

б) Время на проработку интервала пробуренного с отбором керна.

Расчет ведется по формуле:

$$T_{\text{МП}} = T_{\text{МП}}^{1\text{М}} \cdot H_{\text{к}} \cdot 0,5, \quad (7)$$

где $T_{\text{МП}}$ – нормативное время на проработку ствола скважины после бурения с отбором керна, час;

$T_{МП}^{1M}$ – время на проработку одного метра интервала (из местных норм, как на механическое бурение сплошным забоем), час;

H_{κ} – количество метров в интервале отбора керна, м.

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Нормативное количество долблений по каждому интервалу рассчитывается по формуле:

$$n = \frac{H}{H_d}, \quad (8)$$

где n – нормативное количество долблений;

H – количество метров в интервале, м;

H_d – проходка на долото (из местных норм).

Количество спускаемых по интервалам свечей рассчитывается по формуле:

$$N_c = \frac{n(H_1 + H_2 - 2d - H_d)}{2L}, \quad (9)$$

где n – нормативное количество долблений в интервале;

H_1, H_2 – соответственно начальная и конечная глубина интервала, м;

d – длина неизменной части инструмента (в зависимости от условий бурения состоит из суммы: квадрат – 14,5 м, переводник долото - 1 м, УБТ), м;

H_d – проходка на долото, м;

L – длина свечи, м.

Количество поднимаемых по интервалам свечей определяется по формуле:

$$N_{\Pi} = N_c + \frac{H}{L}, \quad (10)$$

где H – интервала, м.

Нормативное время на спуск свечей рассчитывается по интервалам по формуле:

$$T_C = T_C^{1C} \cdot \frac{N_C}{60}, \quad (11)$$

на подъем свечей:

$$T_{\Pi} = T_{\Pi}^{1C} \cdot \frac{N_{\Pi}}{60}, \quad (12)$$

где T_C^{1C} и T_{Π}^{1C} – нормативное время соответственно на спуск и подъем одной свечи (из ЕНВ), мин.

При оснастке талевой системы 5х6

$$T_C^{1C} = 1,5 \text{ мин}; \quad T_{\Pi}^{1C} = 1,5 \text{ мин. [9].}$$

При глубине залегания интервала более 2500 м, к нормам времени на спуск и подъем одной свечи добавляется 0,1 мин. [9].

Расчет нормативного времени на наращивание труб

Нормативное время на наращивание труб рассчитывается по следующей формул

$$T_H = T_H^{1T} \cdot N_H, \quad (13)$$

где T_H^{1T} – нормативное время на одно наращивание, час;

N_H – количество наращиваний, которое определяется по формуле

$$N_H = \frac{H - d}{L_T}, \quad (14)$$

где H – длина интервала, м;

d – длина неизменной части инструмента, м;

L_T – длина трубы (12,5), м.

Расчет нормативного времени на прочие работы

Нормативное время на смену долота рассчитывается по интервалам по формуле

$$T_{\text{д}} = T_{\text{д}}^1 \cdot \frac{n}{60}, \quad (15)$$

где n – нормативное количество долблений по интервалам

Время на подготовительно – заключительные работы

Нормативное время на подготовительно – заключительные работы при спускоподъемных операциях рассчитывается по интервалам, суммируется с нормативным временем на смену долота и заносится в нормативную карту.

Расчет для каждого интервала по формуле:

$$T_{\text{нзр}} = T_{\text{1нзр}} \cdot n, \quad (16)$$

где $T_{\text{1нзр}}$ – норма времени одного цикла подготовительно – заключительных работ, равная в сумме 0,45 часа (по ЕНВ);

n – нормативное количество долблений в интервале.

Время на проверку превентора

Нормативное время на проверку превентора рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{nn}} = T_{\text{1nn}} \cdot N, \quad (17)$$

где T_{1nn} – норма времени одной проверки превентора, равная 0,25 часа (по ЕНВ);

N – общее по скважине количество долблений.

Время на опрессовку бурильных свечей

Время на переоснастку талевой системы

Нормативное время на переоснастку талевой системы составляет 2,37 часа (согласно ЕНВ).

Время на сборку и разборку УБТ

Время на сборку и разборку свечей УБТ рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{ср}} = T_{\text{сб}}^{\text{1св}} \cdot N_{\text{св}} \cdot \frac{N}{60}, \quad (18)$$

где $N_{\text{св}}$ – количество свечей;

N – общее количество долблений;

$T_{сб}^{1св}$ – норма времени на установку и вывод из – за пальца одной свечи УБТ.

Расчет нормативного времени на ремонтные работы

Нормативное время на ремонтные работы вычисляется следующим образом. Вычисляется нормативное время на бурение скважины без учета ремонтных работ, как сумма значений в графе «Итого времени» нормативной карты, и заносится в этой графе по строке «Итого по скважине». Затем это время переводится в сутки. По таблице (из ЕНВ) определяется процент ремонтных работ.

Затем вычисляется нормативное время на ремонтные работы в процентном отношении от графы и записывается в нормативную карту.

Таблица 39 - Продолжительность строительства скважины

№ пп	Наименование работ	Ед-ца измер.	Продолжительность
1	Подготовительные работы к строительству скважины	сут	10,0
2	Строительно-монтажные работы	сут	67,0
3	Подготовительные работы к бурению	сут	4,0
4	Бурение скважины:		
4.1	0-150 м	сут	0,7
4.2	150-1425 м	сут	10,2
4.3	1425-3390 м	сут	78
	Итого бурение:	сут	88,9
5	Крепление скважины:		
5.1	0-150 м	сут	1,8
5.2	150-1425 м	сут	2,4
5.3	1425-3390 м	сут	3,7
	Итого:	сут	7,9
6	Испытание скважины:		
6.1	Испытание в процессе бурения	сут	2,5
6.2	В эксплуатационной колонне,	сут	33,3

Продолжение таблицы 39

	Итого испытание:	сут	35,8
	Всего по скважине:	сут	213,6

Таблица 40 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

№ обсадной колонны	Наименование колонны	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут		Продолжительность крепления, сут	ИТОГО:
		От (верх)	До (низ)	Забойными двигателями	Роторным способом		
1	Направление	0	150	-	0,7	1,8	2,5
2	Кондуктор	150	1425	-	10,2	2,4	12,6
3	Эксплуатационная	1425	3390	78	-	3,7	81,7
	ИТОГО:			78	10,9	7,9	96,8
	Скорость коммерческая, м/ст.мес						953,3

4.3. Разработка календарного план – графика строительства скважины

При составлении линейно–календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровые бригады должны работать непрерывно, без простоев и пробурить все запланированные скважины за запланированное время. Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать.

Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов.

При составлении графика учитывается тип буровой установки, месячная производительность, то есть число скважин законченных за месяц буровой бригадой и количество календарных часов для бурения.

Таблица 41 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам

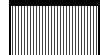
Вид работ	Месяцы											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.Вышкомонтаж												
2.Бурение												
3.Испытание												



- монтаж буровой установки (67 суток)



- бурение скважины (97 суток)



- испытание скважины (36 суток)

4.4 Расчет сметной стоимости сооружения скважины

Таблица 42 – Сводная смета на строительство скважины

№ п/п	Наименование статьи затрат	Стоимость, тыс. руб.	Бурение и крепление в интервале 0-150 м	Бурение в интервале 150-1425 м	Крепление кондуктором в интервале 0-1425 м	Бурение в интервале 1425 - 3390 м	Крепление экспл. колонной в интервале 0-3390 м
	<i>Проходка, м</i>		150	1275	1275	1965	1965
1	Подготовительные и вышкомонтажные работы:	20 878,6					
1.1	<i>Монтаж буровой установки</i>	15 453,0					
1.2	<i>Завоз материалов</i>	4 544,4					
1.3	<i>Подготовительные работы к бурению</i>	881,2					
2	Бурение и крепление скважины в интервале 0 - 3390 м, в т.ч.:	89 814,1	2 870,1	4 504,6	6 820,6	54 175,8	21 443,1
2.1	Материалы:	30 590,6	664,5	1 532,9	2 345,4	13 727,4	12 320,4
2.1.1	<i>химреагенты и добавки для раствора</i>	6 587,1	104,4	678,5	-	5 804,2	-
2.1.2	<i>долота, калибраторы</i>	8 909,0	131,4	854,4	-	7 923,1	-
2.1.3	<i>оснастка обсадной колонны</i>	579,6	13,7	-	92,7	-	473,2
2.1.4	<i>обсадная труба</i>	9 575,0	375,0	-	1 982,9	-	7 217,1
2.1.5	<i>цемент</i>	1 554,8	40,0	-	269,8	-	1 245,0
2.1.6	<i>ОКК</i>	722,1	-	-	-	-	722,1
2.1.7	<i>АФК</i>	832,8	-	-	-	-	832,8
2.1.8	<i>НКТ 73х5,5</i>	1 830,3	-	-	-	-	1 830,3
2.2	Услуги бурового подрядчика:	29 404,2	1 653,2	2 387,9	2 695,4	19 774,0	2 893,7
2.2.1	<i>ФОТ</i>	8 669,5	473,5	684,0	772,0	5 879,5	860,4
2.2.2	<i>Отчисления с ФОТ</i>	2 947,6	161,0	232,5	262,5	1 999,0	292,5
2.2.3	<i>Спецодежда</i>	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 42

2.2.2	Отчисления с ФОТ	2 947,6	161,0	232,5	262,5	1 999,0	292,5
2.2.3	Спецодежда	-	-	-	-	-	-
2.2.4	Амортизация бурового оборудования	2 965,3	162,0	233,9	264,1	2 011,0	294,3
2.2.5	Содержание бурового оборудования	4 603,3	251,4	363,2	409,9	3 121,9	456,9
2.2.6	Износ бурильного инструмента	1 652,2	90,2	130,3	147,1	1 120,5	164,0
2.2.7	Дефектоскопия бурильного инструмента	-	-	-	-	-	-
2.2.8	Диз топливо, масла и смазки	-	-	-	-	-	-
2.2.9	Нефть для котельной	247,1	60,6	87,6	98,9	-	-
2.2.10	Аренда ВЗД	4 668,8	255,0	368,3	415,8	3 166,3	463,4
2.2.11	Доставка вахт / смена вахт 1 раз в месяц	1 679,3	91,7	132,5	149,5	1 138,9	166,7
2.2.12	Транспорт в бурении, в т.ч.:	1 971,2	107,7	155,5	175,5	1 336,8	195,6
	а/к г/ю25 тн	1 075,2	58,7	84,8	95,7	729,2	106,7
	бульдозер	896,0	48,9	70,7	79,8	607,6	88,9
2.3	Услуги:	29 819,2	552,4	583,8	1 779,8	20 674,4	6 228,9
2.3.1	сервис по наклонно-направленному бурению	17 360,8	-	-	-	16 184,0	1 176,8
2.3.2	сервис по растворам	2 083,7	108,6	156,9	271,6	1 349,0	197,4
2.3.3	сервис по цементажу	5 543,7	148,2	-	1 000,5	-	4 394,9
2.3.4	ГИС	-	-	-	-	-	-
2.3.5	ГТИ	2 429,3	132,7	191,7	216,3	1 647,5	241,1
2.3.6	обслуживание БУ	1 658,0	90,6	130,8	147,6	1 124,4	164,5
2.3.7	обслуживание КУ	173,2	42,5	61,4	69,3	-	-
2.3.8	страхование	570,6	29,8	43,0	74,4	369,4	54,1
3	Освоение скважины в эксплуатационной колонне, в т.ч.:	4 475,2					
3.1	Материалы	1 050,5					
3.2	Услуги бурового подрядчика:	2 815,0					
3.2.1	ФОТ	758,1					
3.2.2	Отчисления с ФОТ	197,1					

Продолжение таблицы 42

3.2.3	Амортизация бурового оборудования	441,7					
3.2.4	Содержание бурового оборудования	685,7					
3.2.5	Диз топливо, масла и смазки	-					
3.2.6	Нефть для котельной	-					
3.2.7	Аренда ВЗД	-					
3.2.8	Доставка вахт / смена вахт 1 раз в месяц	273,8					
3.2.9	Транспорт в освоении, в т.ч.:	349,2					
	а/к г/ю25 тн	195,7					
	бульдозер	153,5					
3.3	Услуги:	609,7					
3.3.1	Аренда тампонажной техники	166,1					
3.3.2	ГИС (в т.ч. перфорационные заряды ЗПКТ-105Н или аналог - 160тв/метр)	-					
3.3.3	обслуживание БУ	301,9					
3.3.4	обслуживание КУ	-					
	ВСЕГО затрат с НДС на скважину:	115 167,9	2 870,1	4 504,6	6 820,6	54 175,8	21 443,1

Общая сумма на строительство скважины составила 115 167 900 рублей [30].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [30] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

4.5 План организационно-технических мероприятий (ОТМ) по

повышению технико-экономических показателей

Технико-экономические показатели работы КФ ЗАО «ССК» за 2014-2015 год приведены в таблице 43.

Таблица 43 - Технико-экономические показатели

№ п/п	Показатели	Ед. измер.	2014г.	2015г.	Отклонение	
			факт	факт	+, -	%
I	Бурение					
1.	Проходка, Всего	м	37961	62734	24773	165
2.	Закончено строительством, Всего	шт.	8	9	1	100
3.	Станко-месяцы, Всего (С Н/Г)	ст-мес	7,8	28,2	20,4	363
4.	Коммерческая скорость, Всего (С Н/Г)	м/ст-мес	1362	1537	175	571
5.	Начато бурением, Всего	скв	6	8	2	171
6.	Закончено бурением, Всего	скв	10	13	3	175
7.	Количество долот	шт.	85	396	283	433
8.	Количество долблений	шт.	92	413	321	449
9.	Количество допущенных Аварий	шт.		5	5	
10.	Время на Ликвидацию Аварий	час		408,5	408,5	
13.	Количество буровых бригад, Всего	шт.	2	3	1	150
	(В т.с. Работающих по оказанию услуг буровой бригадой)	-«-	1,3	0,2		15
14.	Проходка на буровую бригаду	м	15426	20911	5485	136
15.	Продолжительность стр-ва 1 скважины	сут	205,1	154,9	-50,2	82

V. Социальная ответственность при строительстве эксплуатационной наклонно направленной скважины на нефтяном Южно-Шингинском месторождении

Целью данной выпускной квалификационной работы студента является разработка технологических решений для реконструкции эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2770 метров на месторождении Томской области.

Этап проектирования скважины является важнейшей составной частью процедуры ее строительства, ведь именно на этапе проектирования закладываются все основные рабочие характеристики будущего сооружения такие, как срок службы, безопасность, функциональность и экономическая эффективность.

Выпускная квалификационная работа может носить рекомендательный характер при разработке рабочего проекта на строительство скважины.

К возможным пользователям разработанного технологического проекта можно отнести буровые организации и организации, сфера деятельности которых направлена на разработку рабочих проектов на строительство скважин.

5.1 Производственная безопасность

Производственная безопасность — система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

С целью предотвращения воздействия опасных и вредных производственных факторов вынесем их в таблицу 44 для дальнейшего анализа. Таблица 44 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по реконструкции нефтяной наклонно-направленной скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа на буровой: работа на открытом воздухе и в помещении; работа в центральной системе грубой очистки; работа на приемных мостках; работа в насосном блоке; работа на столе ротора; работа на площадке верхового.	- отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; - превышение уровней шума; - превышение уровней вибрации; - отклонение показателей микроклимата в помещении; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повреждения в результате контакта с насекомыми.	- движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; - острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; - пожароопасность; - электрический ток;	СанПиН 2.2.4-548-96. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. СП 52.13330.2011. ФЗ от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [36].

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Источником возникновения фактора являются пониженные температуры атмосферного воздуха в зимний период и повышенные — в летний во время работы на приемных мостках при спуске и креплении обсадных колонн, а также работы на столе ротора и на площадке верхового при проведении спуско-подъемных операций. Максимально допустимые температуры, при которых работы на буровой не останавливаются, в холодное время года — до -35 °С с ветром, до -38 °С без ветра. При температуре -20 °С и ниже предусмотрен

следующий режим работы сотрудников: до 12 минут перерыва для обогрева в теплом помещении каждый час работы. Индивидуальные средства защиты: спецодежда: пуховик, шапка, перчатки, штаны; необходимые перерывы в работе.

В летний период времени при длительном пребывании человека на открытом воздухе есть вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 согласно СНиП 4557-88. К коллективным видам защиты относят рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. К индивидуальным – головные уборы.

Отклонение показателей микроклимата в производственном помещении

Источником возникновения фактора является работа в центральной системе грубой очистки (ЦСГО), работа в насосном блоке. В холодный период года для категории работ III с уровнем энергозатрат более 290 Вт температура воздуха в помещении должна быть в диапазоне 16-18 °С. В теплый период года – в диапазоне 18-20 °С согласно СанПиН 2.2.4.548-96. При непопадании температуры в заданный диапазон предлагается использовать индивидуальные средства защиты: соответствующую одежду, головные уборы; коллективные средства защиты: обогреватели, вентиляторы.

Превышение уровней шума

Источником возникновения шума являются вибрационные сита в центральной системе грубой очистки бурового раствора, буровые насосы в насосном блоке. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности" [35]. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные

средства защиты: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Превышение уровней вибрации

Источником возникновения вибраций являются вибрационные сита в ЦСГО, буровые насосы в насосном блоке. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. Регулируется ГОСТ12.1.012-90 ССБТ [36]. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточная освещенность может присутствовать в центральной системе грубой очистки бурового раствора, на столе ротора, на площадке верхового, на приемных мостках, в насосном блоке, в блоке управления превенторами. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение" [37]. Нормы освещенности на рабочих местах должны иметь следующие значения: стол ротора – 100 лк; полатя верхового рабочего – 10 лк; приемный мост – 30 лк. Насосное помещение: пусковые ящики – 50 лк; буровые насосы – 25 лк. Помимо СНиП, освещенность регулируется правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях, поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками согласно ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ.

Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств.

В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое влияние противоэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу. В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов

На буровой имеется множество различных машин и механизмов, таких как вибрационные сита, гидроциклоны, буровые насосы, верхний силовой привод, ключи УМК и АКБ, ротор, буровая лебедка. При их неправильной эксплуатации возможно получение механических травм. Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности на производственном объекте.

Кроме того, необходимо:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- обеспечить машинные ключи страховочными канатами;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.);
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и неплановых проверок пусковых и тормозных устройств;
- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом.

Буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами. Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Ростехнадзора.

Испытание включают в себя: внешний осмотр; статическое испытание; динамическое испытание.

В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты (блокировка, дублирование и т.д), которые также подлежат испытанию.

Пожароопасность

Источником возникновения пожара на буровой могут служить движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, электрические приборы, предельно допустимая концентрация природного газа в воздухе, курение в неположенном месте, применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание. Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности регулируются ВППБ 01-04-98 []. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности".

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит должен содержать:

- огнетушитель пенный - 2 шт;
- лопата - 2 шт;
- багор - 2 шт;
- топор - 2 шт;
- ведро - 2 шт;
- ящик с песком - 1 шт;
- кошма 2×2 м - 1 шт.

Планировка площадки должна предусматривать: возможность свободного перемещения людей и пожарной техники при возникновении пожара на буровой; отвод жидкости, выбрасываемой из скважины при аварийных ситуациях; предотвращение возможности затопления разлившейся жидкостью электрооборудования, находящегося под напряжением.

Выхлопные трубы всех ДВС, работающих на буровой площадке, как стационарных, так и входящих в состав передвижных агрегатов и транспортных средств, должны оборудоваться искрогасителями.

Территорию буровой очищают от следов нефтепродукта при каждой смене вахты.

Осветительное и силовое электрооборудование, применяемое в бурении, должно соответствовать требованиям Правил устройства электроустановок (ПУЭ), Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ и ПТБ).

Для освещения рабочей площадки при установке нефтяных ванн необходимо применять прожекторы, которые устанавливают на расстоянии 20—25 м от буровой на опорах высотой около 10 м.

Осветительную и силовую электропроводку на буровой площадке выполняют проводами и кабелями, сечения и защиту которых выбирают как для невзрывоопасных помещений и установок.

Кабельные линии, прокладываемые на буровой площадке должны выполняться из цельных кусков кабелей и не содержать соединительных и осветительных кабельных муфт.

Особой предосторожности и тщательного соблюдения правил безопасности требуют работы, связанные с появлением на буровой площадке высокотемпературных источников зажигания.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Источниками возникновения травм от электрического тока могут являться различные электрические приборы (например, двигатели буровых насосов, вибросит, автоматических буровых ключей). Электробезопасность

регулируется стандартом ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ [36]. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов: переменный (50 Гц): не более 2 В и 0,3 А, постоянный: не более 8 В и 1 А. В качестве средств индивидуальной защиты применяют изолирующие, защитные средства (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок; коллективной защиты – применение блокировочных устройств; применение защитного заземления буровой установки.

5.2 Экологическая безопасность

При выполнении работ по реконструкции нефтяной скважины методом зарезки бокового ствола возможны воздействия на атмосферу, гидросферу и литосферу.

К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся:

при подготовительных работах: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники; материалы для строительных работ и для приготовления буровых и тампонажных растворов, которые могут улетучиваться в атмосферу.

при бурении и испытании скважины: ДВС, котельная (котлы), топливо: дизельное, уголь.

Источники загрязнения атмосферного воздуха выделяют вредные вещества: оксид углерода, оксид азота, сернистый ангидрид, бензапирен.

Для уменьшения загрязнения атмосферного воздуха выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания следует использовать в буровых установках электропривод. При амбарном способе бурения скважин для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу нейтрализация отходов бурения должна осуществляться по мере поступления их в амбар. С целью уменьшения загрязнения атмосферного воздуха вредными веществами, выделяемыми стационарными источниками: котельной, двигателями внутреннего сгорания буровых установок, размещение их необходимо осуществлять с учетом господствующего направления ветра, чтобы уменьшить попадание веществ, загрязняющих атмосферный воздух, на селитебную зону. Для снижения загрязнения атмосферного воздуха у автомобилей, занятых на выполнении

транспортных работ при строительстве скважин, система газораспределения регулируется так, чтобы в выхлопных газах содержание окиси углерода и углеводородов не превышало допустимых значений.

К вредным источникам воздействия на гидросферу относятся химические компоненты буровых растворов, которые при углублении скважины могут попасть в водоносные горизонты, предназначенные для бытовых нужд. Во избежание подобного рода загрязнений необходимо не допускать поглощений бурового раствора при бурении. Избегать некачественного цементирования обсадных колонн, исключая возможность появления заколонных перетоков флюида.

К вредным источникам воздействия на литосферу относятся:

при подготовительных работах: строительная и дорожная техника, которая подготавливает буровую площадку для строительства скважины и нарушает почвенно-растительный покров на территории.

при бурении: сброс выбуренной породы, загрязненной буровым раствором, в шламовые амбары и прочих отходов бурения (сточных вод, буровых растворов); хозяйственно-бытовые отходы.

Для минимизации воздействия на литосферу необходимы определенные мероприятия по охране земель: площадка под строительство скважин должна иметь, как правило, естественный сток поверхностных вод. В случае отсутствия на местности поверхностного стока необходимо провести работы по защите площадки от подтопления (устройство искусственных дренажей, отводных канав, мерзлотных поясов). Строительство скважин на землях лесного фонда и в таежных лесах должно осуществляться с минимальным нарушением почвенного покрова (не более 60% площади). По окончании строительства скважины необходимо проводить рекультивацию земель, которая включает в себя технический и биологический этапы.

Технический этап включает в себя: очистку площадки от бетонных и металлических отходов, оставшихся по завершении строительства скважины, засыпку нагорных водоотводных канав, выколачивание или террасирование откосов, засыпку амбаров; строительство подъездных путей к

рекультивированным участкам, строительство въездов и дорог на них с учетом прохода сельскохозяйственной и другой техники; мелиорация токсичных пород и загрязненных почв, если невозможна их засыпка слоем потенциально плодородных пород; создание при необходимости экранирующего слоя; покрытие земель слоем потенциально плодородных пород или плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включать в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.0.0.01-76.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К возможным чрезвычайным ситуациям при строительстве скважин следует отнести: лесные пожары, газонефтеводопроявления (ГНВП), взрывы горюче-смазочных материалов, разрушение буровой установки.

Одна из самых распространенных чрезвычайных ситуаций, которая может возникнуть в процессе бурения, является газонефтеводопроявление (ГНВП), которое может перерасти в открытое фонтанирование, а затем и в пожар. Нередко открытое фонтанирование скважин приводит к гибели людей, уничтожению самих скважин, бурового оборудования и бурильного инструмента. Открытые фонтаны (ОФ) могут представлять большую угрозу не только для нефтепромысловых объектов, но и для населенных пунктов и промышленных комплексов, расположенных в районе аварийной скважины.

Основные причины, по которым возникают открытые фонтаны:

- 1) не соответствующая геологическим условиям конструкция скважин, выбранная без учета глубины залегания и пластового давления вскрываемых горизонтов;

2) некачественное цементирование обсадных колонн, на которых устанавливается противовыбросовое устройство, что приводит к прорывам газа при выбросах после закрытия превентора;

3) отсутствие противовыбросового оборудования на устье скважин при вскрытии газовых, газоконденсатных или напорных нефтяных и водоносных горизонтов, а также несоответствие его параметров условиям бурения скважин;

4) неудовлетворительные схемы оборудования устья скважин, не обеспечивающие своевременную и надежную их герметизацию при газопроявлениях;

5) неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования;

6) неправильный выбор для вскрытия напорных горизонтов и для бурения скважин после их вскрытия плотности промывочной жидкости, а также использование жидкостей низкого качества: плохо глинизирующие пласты, легко насыщающиеся газом и трудно освобождающиеся от него;

7) недостаточная промывка скважины при бурении и перед подъемом бурильной колонны;

8) рост содержания газа в промывочной жидкости в процессе бурения (плохая дегазация выходящей из скважины промывочной жидкости);

9) снижение давления на вскрытие скважиной продуктивные или напорные водоносные горизонты при подъеме бурильной колонны (в случае поршневания);

10) непринятие своевременных мер при ГНВП для предотвращения выбросов и открытого фонтанирования.

Основными мероприятиями по предотвращению и ликвидации аварий являются: проверка состояния противовыбросового оборудования, наличие средств и материалов по борьбе с ГНВП, обучение буровой бригады.

Вскрытие продуктивного пласта запрещается при отсутствии в КНБК клапана – отсекаателя, а под ведущей трубой шарового клапана. При снижении плотности бурового раствора во время циркуляции за счет насыщения раствора пластовым флюидом принимаются незамедлительные меры к усилению промывки скважины, дегазации бурового раствора и к доведению его

параметров до технологической необходимости. Скважина должна непрерывно долиняться при подъеме инструмента с регистрацией объема бурового раствора долитого в скважину. Важным профмероприятием для предупреждения открытого фонтанирования является практическая подготовка буровой бригады. Бурильщик и его помощники обязаны знать условия проводки скважины и глубину залегания пласта.

Действия буровой бригады при ГНВП:

1. зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
2. загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрывать превенторы);
3. оповестить руководство предприятия о ГНВП;
4. действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП проходит в два этапа:

1. вымыв флюида – комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;
2. глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой относится к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин. Данное ограничение устанавливается постановлением правительства РФ от 25.02.200 N 162.

К тому же, работнику с подклассом вредных условий труда положено повышение оплаты труда в размере не менее 4% от оклада или тарифной ставки. Это указано в статье 147 Трудового Кодекса РФ.

Для рабочих, занятых в бурении, продолжительность рабочей смены устанавливается равной 12 часам. В этих условиях применяются особые 2-бригадные графики, по которым две бригады, работая по 12 часов в сутки, могут чередоваться друг с другом каждые 12 часов. Из-за труднодоступности мест сооружения скважин применяется вахтовый метод работы: 28 рабочих дней через 28 дней отдыха, либо 14/14. Регулирование охраны труда производится трудовым кодексом РФ, вахтовые работы регламентируются согласно главе 47 настоящего кодекса.

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Площадка, предназначенная для размещения буровой установки должна быть свободна от посторонних наземных и подземных трубопроводов, кабелей и других инженерных сооружений.

Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газопроводов - не менее 50 м.

Размеры рабочей площадки должны соответствовать типу применяемого оборудования, обеспечивая возможность свободного размещения на ней всех необходимых вспомогательных сооружений и оборудования (приемного настила, зумпфа, стеллажа для труб, передвижной электро- или компрессорной станции и др.), а также минимальные затраты на проведение работ по рекультивации.

При расположении буровой установки вблизи отвесных склонов (уступов) размеры рабочей площадки должны обеспечивать возможность размещения установки вне призмы обрушения (в любом случае расстояние от бровки склона до основания установки должно быть не менее 3 м).

При использовании передвижной электростанции (ПЭС) с двигателем внутреннего сгорания (ДВС) ее размещение должно осуществляться в соответствии со следующими правилами:

а) ПЭС мощностью до 125 кВт разрешается устанавливать в привышечных сооружениях, если она обслуживает одну установку;

б) при обслуживании нескольких буровых установок ПЭС должна размещаться в обособленном помещении, находящемся на расстоянии от буровой установки не менее полуторной высоты вышки (мачты);

в) ПЭС, работающие без постоянного присутствия машиниста, должны устанавливаться на расстоянии не более 25 м от постоянного рабочего места машиниста буровой установки или его помощника;

г) при бурении скважин в условиях возможных ГНВП ПЭС должна устанавливаться в обособленных помещениях на расстоянии от буровой установки, превышающем высоту вышки (мачты) не менее чем на 50 м.

Данные требования регулируются правилами безопасности при геологоразведочных работах.

Заключение

В выпускной квалификационной работе был представлен проект на сооружение эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2770 метров на нефтяном Южно-Шингинском месторождении Томской области. Данная работа состоит из пяти основных частей: общая и геологическая часть, технологическая часть, специальная часть, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.

В первой части представлены краткая географо-экономическая характеристика района работ, геологические условия бурения, характеристика газонефтеводоносности месторождения, зоны возможных осложнений.

Во второй части представлена технологическая часть проекта, обоснование и расчет профиля (траектории) скважины, конструкции скважины, конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давления, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска. Также был произведен выбор интервалов цементировки, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработана схема обвязки устья скважины. Был выбран способ бурения, выбран породоразрушающий инструмент под каждый интервал бурения, произведен расчет осевой нагрузки на долото, расчет частоты вращения долота. В соответствии с профилем скважины, характеристиками горных пород, слагающих разрез скважины, выбраны оптимальные компоновки низа бурильных колонн. Были обоснованы типы и компонентные составы буровых растворов. Также в данной части произведены расчеты по заканчиванию скважины, расчет обсадных колонн, наружных избыточных давлений, внутренних избыточных давлений, конструирование обсадной колонны по длине, расчет процессов цементировки скважины, требуемые составы и параметры тампонажной смеси, а также произведены расчеты необходимого оборудования. В завершении данного раздела в качестве испытания и освоения скважин был выбран метод облегчения столба жидкости в скважине.

В третьей части был рассмотрен специальный вопрос в области исследования буровых растворов. Были исследованы системы биополимерных буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов.

В четвертой части была рассмотрена финансовая часть. В ней были отражены сметная стоимость сооружения скважины и другие технические и экономические характеристики.

В пятой итоговой части выпускной работы была рассмотрена «Социальная ответственность». Данный раздел включает в себя технику безопасности на производственном объекте при сооружении скважины, охране окружающей среды и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Список использованных источников

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.-152 с.
2. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
3. В.И. Рязанов. Методические указания по проектированию и выполнению чертежа компоновки буровой колонны. Томский политехнический университет. Томск, 2006. - 24 с.
4. С.Л. Юртаев, И.С. Юртаев, Ю.А. Петухов. Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения. ТюмГНУ. Тюмень, 2008. - 109 с.
5. А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
6. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000-679 с.
7. Трубы нефтяного сортамента: Справочник/Под общей редакцией А.Е. Сарояна. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 488 с.
8. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Заканчивание скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000-670 с.
9. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.html (дата обращения: 14.05.2017).
10. Д.Ф. Болдендо, Ф.Д. Болденко, А.Н. Гноевых. Винтовые забойные двигатели. – М.: Недра, 1999.
11. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.
12. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
13. В.И. Нифатов. Вскрытие продуктивных пластов при строительстве и ремонта скважин. Под ред. К.М. Тагирова. – М.: изд. ООО «ИРЦ Газпром», - 2002. – 61 с.
14. Добыча нефти и газа. 2016. Электронный ресурс. URL: <http://oilloom.ru/78-tekhnika-i-tekhnologii-stroitelstva-skvazhin/277-kratkaya-istoriya-bureniya-neftyanykh-i-gazovykh-skvazhin> (Дата обращения: 21.04.2017).
15. Лисичкин С.М., Очерки по истории развития отечественной нефтяной промышленности, М.-Л., 1954
16. Регламент на сборку и эксплуатацию низа компоновок буровых колонн и НКТ при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин, боковых стволов, освоение и КРС. ООО «Пурнефтегаз-Бурение». Утв. гл. инженером С.А. Симаковым. 2002.
17. Проектирование скважин. Проектирование КНБК. Глава 2. Раздел 3. 13 с.
18. Коротаев Ю.А. Исследование и разработка технологии изготовления многозаходных винтовых героторных механизмов гидравлических забойных двигателей: диссертация. доктора технических наук Коротаева Юрия Арсеньевича. – Пермь, 2003. – 386 с.
19. Устройство и работа винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс]. Официальный сайт. URL: <http://www.gazpb.ru/ekspluatatsiya-turbinnoj-tehniki/105-ustrojstvo-i-rabota-vintovykh-zabojnykh-dvigatelyj.html> (Дата обращения: 08.01.2017)
20. Буровые растворы на углеводородной основе [Электронный ресурс] Консист – А. Официальный сайт. Режим доступа: <http://www.consit.ru/stati/st-organobentonit/burovye->

rastvory-na-uglevodorodnoj-osnove (Дата обращения: 12.02.2017)

21. Балденко Д.Ф., Коротаев Ю.А. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] Журнал «Бурение и нефть». Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-03/1> (Дата обращения: 15.02.2017)
22. Основы финансового менеджмента: Учеб.пособие. – 2-е изд., доп. и перераб. – М.: Финансы и статистика, 2004. – 512 с.
23. Самсонов Н., Баранникова Н., Володин А. / Финансовый менеджмент. — М.: ЮНИТИ, 2005. — 495 с.
24. Злотникова Л., Колядов Л., Тарасенко П. / Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: Учебник. - М.: ФГУП Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005.-456с
25. Организационная структура ЗАО «ССК». Электронный ресурс. URL: www.sibservis.com (Дата обращения: 23.03.2017)
26. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин [и др.]. — 5-е изд., стер. — Москва: Высшая школа, 2009. — 335 с.: ил. — Для высших учебных заведений. — Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 333.
27. Жуков, Виктор Ильич. Защита и безопасность в чрезвычайных ситуациях: учебное пособие / В. И. Жуков, Л. Н. Горбунова; Сибирский федеральный университет (СФУ). — Москва; Красноярск: Инфра-М Изд-во СФУ, 2014. — 392 с.: ил. — Высшее образование. Бакалавриат. — Библиогр.: с. 384-387.
28. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1” [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/> (дата обращения 18.05.2017).
29. Беляков, Геннадий Иванович. Охрана труда и техника безопасности [Электронный ресурс] : учебник для прикладного бакалавриата / Г. И. Беляков. — 3-е изд., перераб. и доп. — Мультимедиа ресурсы (10 директорий; 100 файлов; 740МВ). — Москва: Юрайт, 2016. — 1 Мультимедиа CD-ROM. — Бакалавр. Прикладной курс. —Электронные учебники издательства "Юрайт".
30. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
31. Спичак Ю.Н., Ткачев В.А., Кипко А.Э., Охрана окружающей среды и рациональное использование месторождений полезных ископаемых. – Учебник для горных техникумов – М.:Недра, 1993 г.
32. Кесельман Г.С., Махмудбеков Э.А. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа. - Монография/М., Недра, 1981, — 256 с.
33. ИПОТ 028-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при монтаже-демонтаже противовыбросового оборудования (ПВО) при помощи УПОП (устройство перемещения оборудования противовыбросового)
34. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/5200313>
35. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/803/>
36. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/2924/>
37. СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение"[Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.ledsvet.ru/est-i-isk-osv-snip-23-05-95.pdf>