

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 2900 метров на нефтяном месторождении Томской области

УДК 622.323:622.243.24(571.16)*

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Стасенко Николай Иванович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Мадестович	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп-ль	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
Бурение нефтяных и газовых 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 <i>образовательных и информационных технологий</i>
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 <i>междисциплинарной</i> 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 <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> 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	Стасенко Николай Иванович

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2900 метров на нефтяном месторождении (Томская область)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Глубина по вертикали: по расчету 3. Объект испытания в процессе бурения: - 4. Тип профиля: наклонно-направленный 5. Данные по профилю: длина вертикального участка 100 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 1490 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО 40 град., максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, интервал установки ГНО 2400-2700 м. 6. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 2805 м 7. Диаметр хвостовика: 127 мм 8. Способ цементирования: по расчету 9. Способ перфорации: кумулятивный 10. Способ вызова притока: с использованием пенных систем
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.3.1. Выбор способа бурения

	2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. 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 цементировочного 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
доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Стасенко Николай Иванович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Стасенко Николаю Ивановичу

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	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
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп-ль	Глызина Т.С.	К.Х.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Стасенко Николай Иванович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗВ	Стасенко Николаю Ивановичу

Институт	ИПР	Кафедра	Бурение нефтяных и газовых скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования в нефтегазовой промышленности	Объект исследования: проект технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2900 метров на нефтяном месторождении Новосибирской области.
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: 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	1. Производственная безопасность 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: -повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны в условиях местности приравненной к районам крайнего севера; -повышенный уровень шума; -повышенный уровень вибрации; -недостаточное освещение рабочей зоны; -повышенная запыленность и загазованность; -повреждения в результате контакта с насекомыми -необходимые средства защиты от вредных факторов. 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: -движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; -поражение электрическим током; -возникновение пожаров; -необходимые средства защиты от опасных факторов.
2. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);	2. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы,

– разработать решения по обеспечению экологической безопасности	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	14.02.2017
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		14.02.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Стасенко Николай Иванович		14.02.2017

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 2016 года	3. Предварительная защита	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 81 с., 17 рис., 33 табл., 32 литературных источника, 9 приложений.

Ключевые слова: бурение, скважина, буровой раствор, цементирование, долото.

Объектом исследования является нефтяное месторождение Томской области.

Цель работы – проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины, глубиной 2900, на нефтяном месторождении Томской области.

В процессе работы был составлен технологический проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины на нефть глубиной 2900 метров на месторождении Томской области.

В данной работе были проведены исследования по определению изменений реологических параметров двух буровых растворов: полимерглинистого и биополимерного, в результате добавления различных химических реагентов.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: разработана наклонно-направленная эксплуатационная скважина, имеющая диаметр эксплуатационной колонны 193,7 мм и диаметр хвостовика 127 мм.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, таблицы выполнялись в Microsoft Excel, графический материал выполнен в программе «Компас-3DV14» и в Microsoft Excel, презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

Оглавление

Введение.....	12
1 Общая и геологическая часть.....	14
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика проектируемых работ	14
1.2. Геологические условия бурения	16
1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения	17
1.4. Зоны возможных осложнений.....	18
2. Технологическая часть	19
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	19
2.2. Обоснование конструкции скважины	20
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины.....	21
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений	23
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	24
2.2.4. Выбор интервалов цементирования	25
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	25
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины	27
2.3. Углубление скважины	27
2.3.1. Выбор способа бурения	27
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента	28
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	29
2.3.4. Расчет частоты вращения долот	29
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	30
2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	31
2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости.....	35
2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	36
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин.....	37
2.4.1. Расчет обсадных колонн.....	37
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений	37
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений.....	42
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине.....	46
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины	47
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн	47
2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов	47
2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей	47
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины.....	48
2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования.....	48
2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси	49
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	50

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин	50
2.5. Выбор буровой установки	51
3. Специальная часть	52
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	63
4.1. Основные направления деятельности специального сервисного подразделения Иркутской нефтяной компании - ООО «ИНК-СЕРВИС»	63
4.1.2. Организационная структура управления предприятием	63
4.2. Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины	65
4.2.1. Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	65
4.2.2. Линейный календарный график выполнения работ	65
4.3. Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО).....	66
4.3.1. Нормативная база для расчёта смет на строительство скважины в НГО	66
4.4. Расчёт статей сметы на строительство скважины в НГО	66
5. Социальная ответственность.....	67
5.1. Производственная безопасность.....	67
5.1.1. Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды.....	67
5.1.2. Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды.....	70
5.2. Экологическая безопасность.....	72
5.2.1. Атмосфера.....	73
5.2.2. Гидросфера	73
5.2.3. Литосфера	73
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	75
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	76
5.4.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны).....	76
5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	77
Заключение	78
Список литературы	79
Приложение А.	
Приложение Б.	
Приложение В. Геологические условия бурения.....	83
Приложение Г. Характеристика газонефтеводоносности месторождения.....	89
Приложение Д. Зоны возможных осложнений	90
Приложение Е. Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости	92
Приложение Ж. Нормативная база для расчёта смет на строительство скважины в НГО	95
Приложения К. Расчёт статей сметы на строительство скважины в НГО.....	103
Приложение Л. Производственная безопасность	105

Введение

В настоящее время проектирование обычных вертикальных скважин ведется крайне редко, это связано с тем, что сооружение таких скважин ведет к их увеличению на кустовой площадке, а значит ведет к увеличению затрат на их строительство. Стоит отметить, что даже большое количество вертикальных скважин может не обеспечивать необходимый дебит углеводородов. В связи с этим особенной актуальностью обладают наклонно-направленные скважины.

Первой наклонно направленной скважиной в России является скважина №1385 расположенная в Баку. Основоположником данной скважины и всего наклонно-направленного бурения является Александр Григорян.

Наклонно направленные скважины обладают рядом преимуществ над вертикальными скважинами: возможность разведки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, расположенных под крупными промышленными объектами, в условиях гористой, заболоченной местности, под крупными водоемами; увеличение поверхности фильтрации продуктивного пласта в отдельных скважинах; экономия плодородных земель и лесных массивов; вскрытие пластов при наличии сброса, в стратиграфических ловушках, при обходе соляных куполов.

В рамках данной выпускной квалификационной работы осуществляется проектирование процессов строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2900 метров на нефтяном месторождении Томской области. В результате проектирования были определены все основные технологические параметры необходимые для сооружения скважины.

В процессе строительства скважины выполняются такие виды работ как бурение и спуск обсадных колонн, спуско-подъемные операции, работы по наращиванию бурильной колонны, промывка скважины, цементирование обсадных колонн, подготовка тампонирующей смеси, контроль прокачки жидкостей для цементирования, проведение геофизических исследований, отбор проб в пилотном стволе, освоение скважины.

Реализация данного проекта планируется на территории Томской области. Данная область характеризуется резко-континентальным климатом. Основными особенностями такой климатической зоны является короткое лето и холодная продолжительная зима, что затрудняет строительство скважин.

1 Общая и геологическая часть

1.1. Краткая географо-экономическая характеристика проектируемых работ

Характеристика района бурения скважины представлена в таблице 1. Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения представлена в таблице 2.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Широтное
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Томская Парабельский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-2 +35 -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:	до 20
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	- -
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПKN-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	на вертолетах автотранспорт по зимникам
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	п. Пудино (40 км)

Обзорная карта Казанского месторождения приведена на рисунке 1.

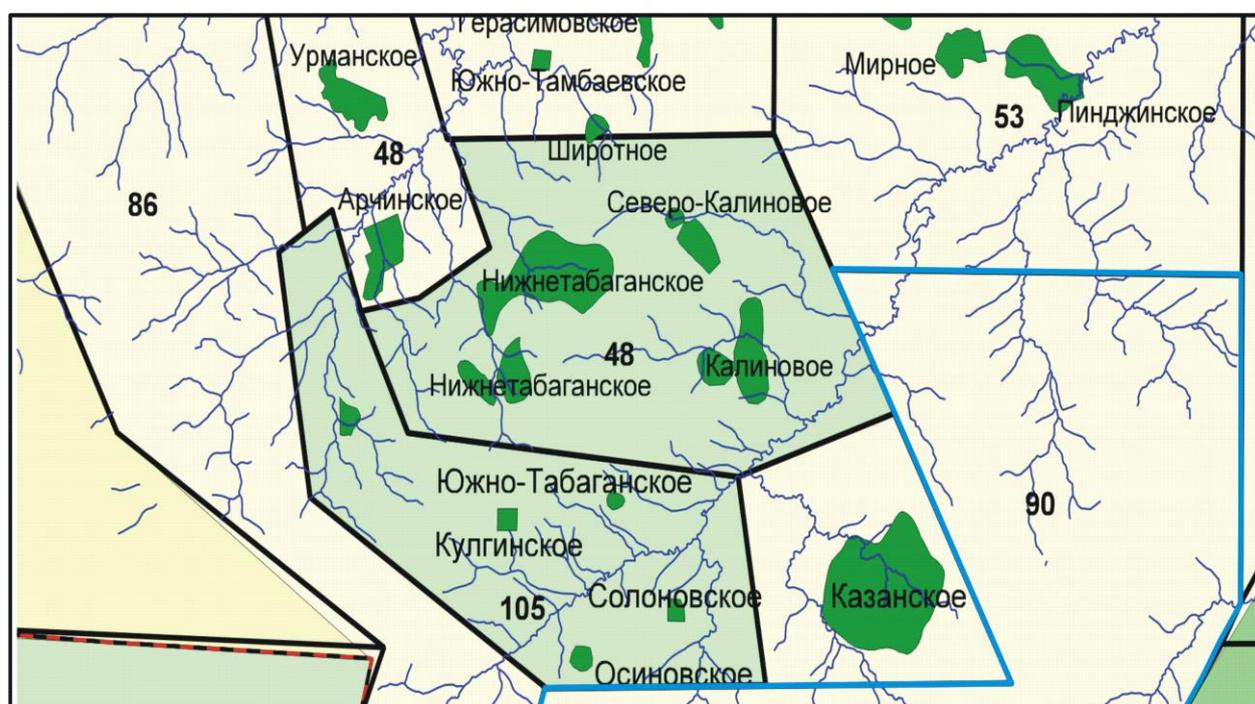


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2. Геологические условия бурения

Стратиграфическая характеристика разреза представлена в таблице В.1 приложения В.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице В.2 приложения В.

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице В.3 приложения В.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице В.4 приложения В.

Краткая характеристика геологических условий бурения.

Интервал 0-675 м в большей части сложен мягкими слабосцементированными породами, такими как: глина и песчаник. Поэтому в данном интервале необходимо использовать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить мягкие породы, а также обеспечить должную устойчивость стенок скважины.

Интервал 675-2900 м в большей части сложен алевролитами и аргилитами которые имеют среднюю и высокую твердость. Интервал продуктивного пласта сложен известняком, который также имеет высокую твердость. Поэтому в данном интервале необходимо использовать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить крепкие и твердые породы.

На всех интервалах бурения несовместимые условия по бурению исходя из градиентов пластового давления и давления гидроразрыва отсутствуют. Что избавляет от необходимости спуска дополнительной обсадной колонны.

1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Характеристика газонефтеводоносности месторождения представлена в таблице Г.1 приложения Г.

Краткая характеристика флюидосодержащих пластов

Разрез представлен одним нефтеносным пластом и шестью водоносными пластами, вскрытие газоносных и газоконденсатных пластов в проектной скважине не планируется. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2800-2845 м. (нефтеносный), поскольку он является единственным нефтеносным пластом.

1.4. Зоны возможных осложнений

Возможные зоны осложнений представлены в таблице Д.1 приложения Д.

Краткая характеристика возможных осложнений

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. В интервалах 0-1515 м и 2800-2900 возможны высокоинтенсивные поглощения бурового раствора, вплоть до катастрофических. Следовательно, необходимо запроектировать использование наполнителей бурового раствора.

Самыми распространенными осложнениями являются осыпи и обвалы, в интервалах 0-675, 1000-1200, 2570-2794, 2800-2900 м ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому необходимо поддерживать оптимальную плотность раствора и низкую водоотдачу, а так же делать проработку и промывку скважины.

Интервалы 0-312, 312-2390 м. характеризуются наличием прихватоопасных зон, что означает необходимость бурить с минимальной вязкостью и СНС бурового раствора, ввести смазочные добавки в буровой раствор. СПО вести с ограничением скорости, не допуская затяжек и посадок бурильного инструмента, а так же ограничить время по оставлению инструмента в скважине без движения не более 30 минут.

В интервале 675-1515 м., возможны водопроявления, а на интервале 2800-2845 следует ожидать нефтепроявлений.

2. Технологическая часть

2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Профиль скважины представлен на рисунке 2.

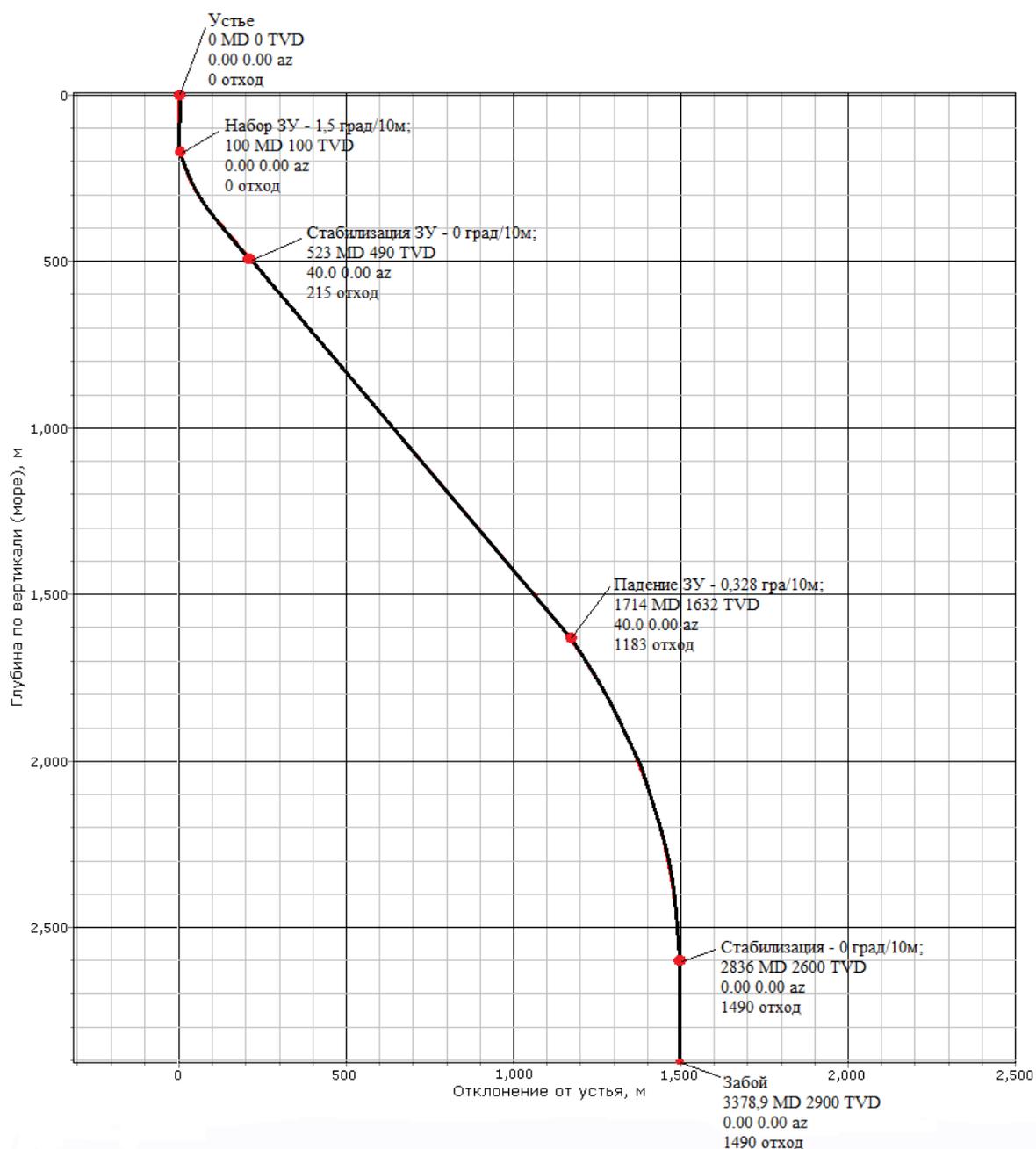


Рисунок 2 – Профиль скважины

2.2. Обоснование конструкции скважины

Мощность четвертичных отложений составляет 20 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 30 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Рекомендуемое значение глубины спуска кондуктора составляет 681 м, но выбирается глубина 700 м с учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, а также для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Спуск эксплуатационной колонны производится до глубины 2805 м.

Кондуктор и направление цементируются на всю длину, а эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием башмака кондуктора на 150 м, поскольку скважина нефтяная. Хвостовик не цементируется и устанавливается в интервале 2805-2900 м (по вертикали). Конструкция скважины представлена на рисунке 3.

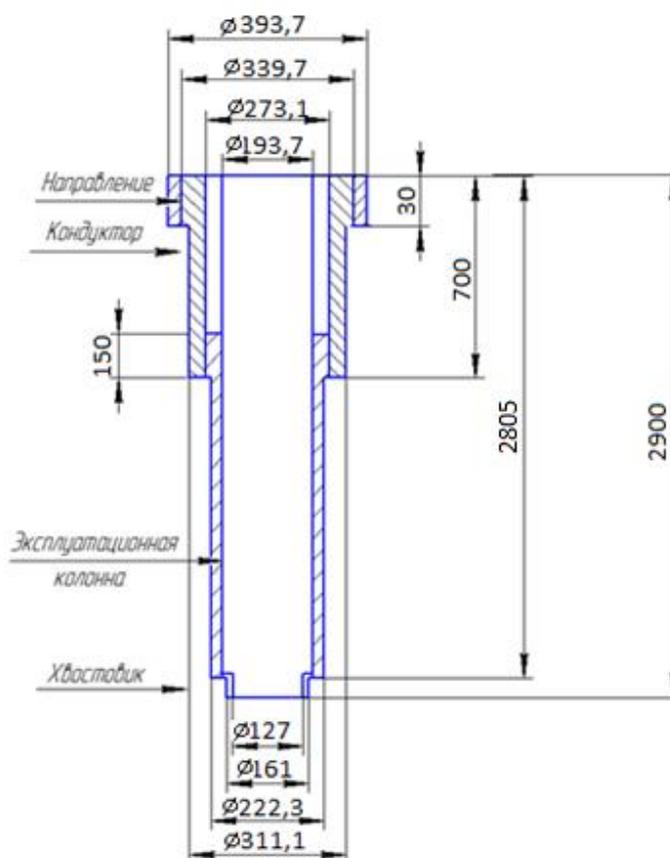


Рисунок 3 – Проектная конструкция скважины

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины

По геологическим условиям размещения нефтяных залежей, типу коллектора и свойствам пород продуктивного горизонта, можно сделать вывод, что данный коллектор относится ко 2 виду объектов эксплуатации: коллектор однородный, прочный, трещинно-кавернозно-поровый, способ эксплуатации - раздельный. В кровле пласта – близко расположенные напорные горизонты. Поэтому выбираем тип конструкции забоя – смешанный.

Порода будет считаться устойчивой, если выполнено условие:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}$$

При этом $\sigma_{сж}$ - предел прочности известняка одноосном сжатии (80 МПа). Расчётное значение предела прочности рассчитывается по следующей формуле:

$$\sigma_{сж}^{расч} = 2 \cdot \left(K \cdot (P_{гор} - P_{пл}) + (P_{пл} - P_3) \right);$$

где K - коэффициент бокового распора, рассчитываемый по формуле:

$$K = \frac{\mu}{1 - \mu} = \frac{0,31}{1 - 0,31} = 0,449;$$

где $\mu=0,31$, т.к. горная порода коллектора - известняк.

Определим горное давление в пласте-коллекторе:

$$\begin{aligned} P_{гор} &= grad_i P_{гор} \cdot h_i = 1515 \text{ м} \cdot 0,022 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} + 1055 \text{ м} \cdot 0,023 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} + \\ &+ 330 \text{ м} \cdot 0,024 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} = 65,515 \text{ МПа}; \end{aligned}$$

Определим пластовое давление в пласте-коллекторе:

$$\begin{aligned} P_{пл} &= grad_i P_{пл} \cdot h_i = \\ &= 675 \text{ м} \cdot 0,01 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} + 1465 \text{ м} \cdot 0,0101 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} + 654 \text{ м} \cdot 0,0102 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} + \\ &+ 106 \text{ м} \cdot 0,0103 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} = 29,212 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Минимальное забойное давление находится по формуле:

$$P_3 = \rho_H \cdot g \cdot (H_{\text{под}} - h_d);$$

где h_d - динамический уровень в скважине в конце эксплуатации определяется

$$h_d = \frac{2 \cdot H_{\text{СКВ}}}{3} = 1933,3 \text{ м};$$

$$P_3 = 760 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \cdot 9,81 \frac{\text{м}}{\text{с}^2} \cdot (2845 \text{ м} - 1933,3 \text{ м}) = 6,8 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{СЖ}}^{\text{расч}} = 2 \cdot (0,449 \cdot (65,515 \text{ МПа} - 29,212 \text{ МПа}) + (29,212 \text{ МПа} - 6,8 \text{ МПа})) \\ = 38,7 \text{ МПа};$$

$$80 \text{ МПа} \geq 38,7 \text{ МПа},$$

Так как условие устойчивости выполняется, порода-коллектор в призабойной зоне устойчива. [25]

Под наш тип коллектора подходит конструкция забоя смешанного представленная на рисунке 4.

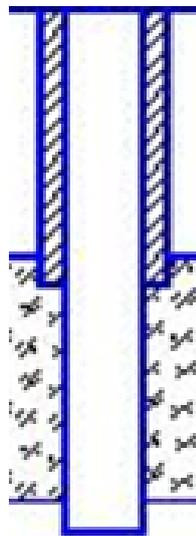


Рисунок 4 – Запроектированная конструкция забоя

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).

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по графику совмещенных давлений решается вопрос о необходимости промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 5.

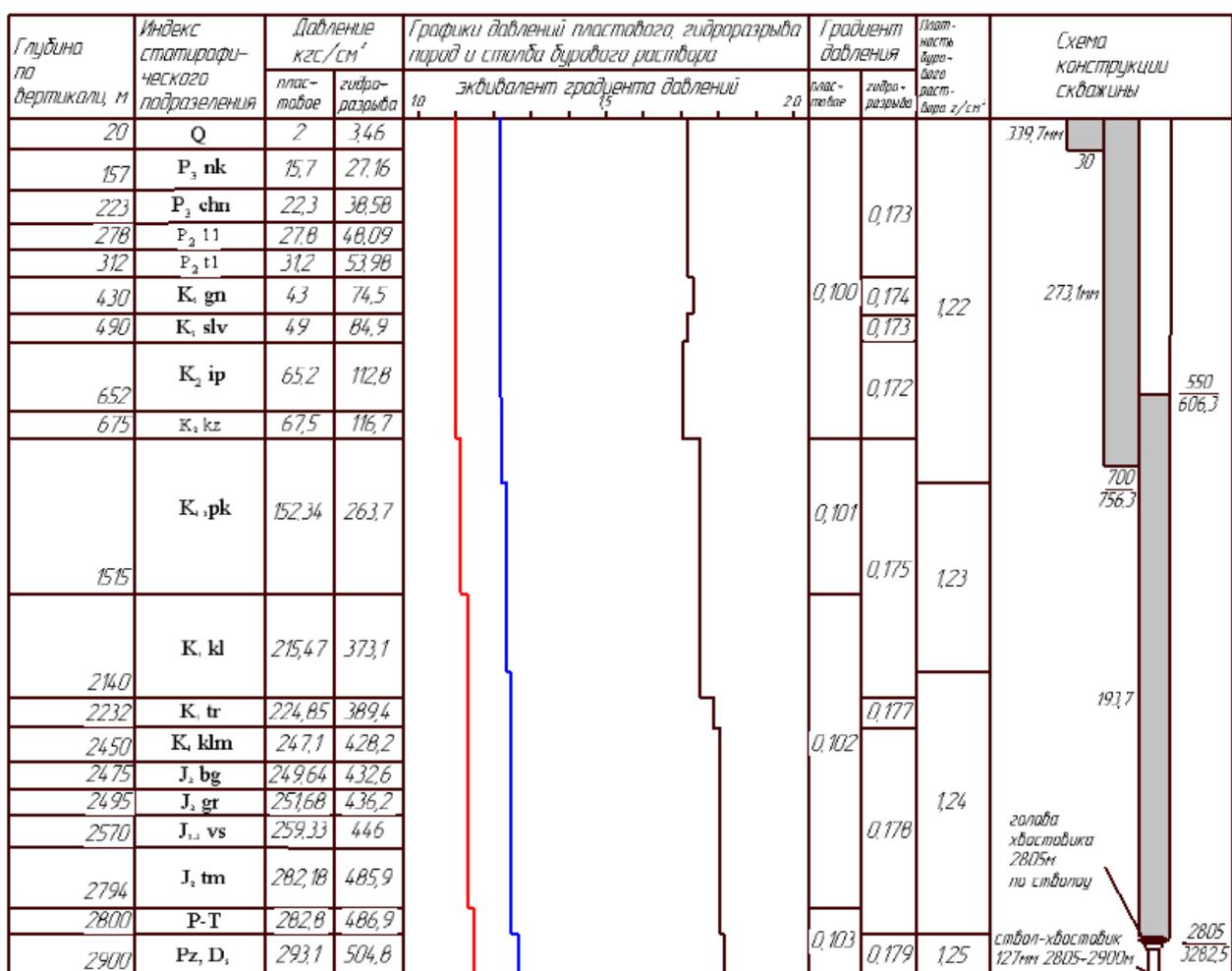


Рисунок 5 – Совмещенный график давлений

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. Поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Исходные данные для определения числа обсадных колонн представлены в таблице 3.

Таблица 3. Исходные данные

Параметр	Описание	Значение
Тип скважины	Нефтяная, газовая, газоконденсатная	Нефтяная
Дебит, м ³ /сут	Значение свободного дебита	50-300
$P_{пл}^{МАКС}$, МПа	Максимальное пластовое давление	29,87
H, м	Глубина скважины по вертикали	2900
P_f , г/см ³	Плотность пластового флюида	0,76
$gradP_{ГР}$, МПа/м	Градиент давления гидроразрыва под башмаком кондуктора	0,0172

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. Направление, кондуктор цементируются на всю длину.
2. Эксплуатационные колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м для нефтяных

скважин и не менее 500 м – для газовых.

3. В случае цементирования хвостовика высота подъема тампонажного раствора ограничивается высотой расположения подвешного устройства.

4. В случае использования комплекса манжетного цементирования нижний уровень тампонажного раствора ограничивается расположением манжеты.

Число обсадных колонн, а также глубины их спуска представлены в таблице 4.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

Выбор интервалов цементирования обсадных колонн представлен в таблице 4.

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Запроектированные диаметры скважин и обсадных колонн представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты проектирования конструкции скважины

Название колонны	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	Расчетная по вертикали	Запроектированная по вертикали	Расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	По вертикали	По стволу		
Направление	30	30	-	30	0-30	0-30	339,7	393,7
Кондуктор	681	700	-	756,3	0-700	0-756,3	273,1	311,1
Эксплуатационная колонна	2805	2805	-	3282,5	550-2805	606,3-3282,5	193,7	222,3
Хвостовик	2900	2900	-	3378,9	-	-	127	146

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Рассчитаем максимальное устьевое давление для нефтяной скважины по формуле:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр},$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, 28,738 МПа;

ρ_n – плотность нефти, 760 кг/м³;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, 2800 м.

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} = 28,738 - 760 \cdot 9,805 \cdot 2800 = 7,87 \text{ МПа};$$

$$\begin{aligned} P_{пл} &= \text{grad}_i P_{пл} \cdot h_i \\ &= 675 \text{ м} \cdot 0,01 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} + 1465 \text{ м} \cdot 0,0101 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} + 654 \text{ м} \cdot 0,0102 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} + \\ &\quad + 6 \text{ м} \cdot 0,0103 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} = 28,738 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Для бурения скважины используем колонную обвязку ОКК1-21-193x273. Устанавливаем ОП6-350/80x21. [26]

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

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 5.

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-30	Направление	Роторный
30-700	Кондуктор	С применением ВЗД

Продолжение таблицы 5.

700-2805	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД
2805-2900	Хвостовик	С применением ВЗД

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Скважину можно разбить на 4 пачки:

- 0-30 м;
- 30-700 м;
- 700-2805 м;
- 2805-2900 м.

Данные по выбору оптимальных долот и калибраторов сведены в одну общую таблицу (таблица 6).

Таблица 6 – Запроектированные долота и калибраторы по интервалам

Интервал		0–30	30–700	700-2805	2805-2900
Шифр долота		393,7 GRD 111	311,1 fd 258sm-a64	БИТ 222,3 В 913 Н	БИТ 146 В 613 УЕ.30
Тип долота		шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр (долото/калибратор), мм		393,7/-	311,1/311,1	222,3/222,3	146/146
Тип горных пород		МЗ	МЗ	СЗ	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	Ниппель 3- 177	Ниппель 3- 152	Ниппель 3- 117	Ниппель 3- 88
	API	Pin 7 5/8 Reg	Pin 6 5/8 Reg	Pin 4 1/2 Reg	Pin 3 1/2 Reg
Длина, м		0,435	0,390	0,395	0,290
Масса, кг		180	90	65	35
G, тс	Рекомендуемая	32-40	2-10	2-10	2-10
	Предельная	42	12	12	12
n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	80-440	60-250	60-320
	Предельная	320	460	270	340

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Результаты расчетов осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчетов осевой нагрузки на долото

Интервал	0-30	30-700	700-2805	2805-2900
Исходные данные				
α	1	-	-	-
$P_{ш}, \text{кгс/см}^2$	998,8	998,8	4955,4	14785
$D_{д}, \text{см}$	393,7	311,1	222,3	146
η	1	-	-	-
$\delta, \text{см}$	0,15	-	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,3	0,7	0,9
$G_{пред}, \text{тс}$	42	12	12	12
Результаты проектирования				
$G_1, \text{тс}$	2,95	1,4	9,6	22,9
$G_2, \text{тс}$	7,87	9,3	15,6	13,14
$G_3, \text{тс}$	33,6	9,6	9,6	9,6
$G_{проект}, \text{тс}$	7,87	9,3	9,6	9,6

2.3.4. Расчет частоты вращения долот

Результаты расчет частоты вращения долот приведены таблице 8.

Таблица 8 – результаты расчета частоты вращения долот

Интервал	0-30	30-700	700-2805	2805-2900
Исходные данные				
$V_{д}, \text{м/с}$	3	2	2	1,5
$D_{д}$	м	0,3937	0,3111	0,2223
	мм	393,7	311,1	222,3
$\tau, \text{мс}$	6	-	-	-
z	24	-	-	-
α	0,7	-	-	-
Результаты проектирования				
$n_1, \text{об/мин}$	148	123	172	197
$n_2, \text{об/мин}$	271	-	-	-
$n_3, \text{об/мин}$	682	-	-	-
$n_{проект}, \text{об/мин}$	148	123	172	197

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Расчет параметров забойных двигателей представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры забойных двигателей

Интервал		0-30	30-700	700-2805	2805-2900
Исходные данные					
Dд	м	0,3937	0,3111	0,2223	0,146
	мм	393,7	311,1	222,3	146
Gос, кН		7,87	9,3	9,6	9,6
Q, Н*м/кН			1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
Dзд, мм		-	248,88	177,84	116,8
Mр, Н*м		-	516,4	381,9	255,4
Mо, Н*м		-	155,55	111,15	73
Mуд, Н*м/кН		-	38,8	28,2	19

Бурение интервала под направление 0 – 30 метров производится роторным способом. Для интервала бурения 30-700 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается гидравлический винтовой забойный двигатель с регулятором угла ВЗД ДР-240, 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 с регулятором угла ВЗД ДР-178, 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 и твердых горных пород. Для бурения интервала под хвостовик выбирается двигатель ДРУ1-120РС, который обеспечивает разрушение средних и твердых горных пород. [27]

Технические характеристики забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДР-240	30-700	240	6917	1875	30-50	85-150	12	60-140
ДР-178	700-2805	178	8290	1225	19-38	85-180	15	60-200
ДРУ1-120РС	2805-2900	120	6420	440	10-20	70-230	3,05	28-76

2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Запроектированная бурильная колонна для интервала под кондуктор представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под кондуктор

УБТ				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ-219	219	8	1712
2	УБТ - 219	219	24	5673,6
3	УБТ - 178	178	8	1225,6
Бурильные трубы				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК 147*7 Д	147	576	19584
ТБТ				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ 147х76,2	147	132	8394,6

Запроектированная бурильная колонна для интервала под эксплуатационную колонну представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ-178	178	16	2624
2	УБТ - 178	178	64	8870,4
Бурильные трубы				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК 127*7 М	127	3160	107279,9
ТБТ				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ 127х76,2	127	32	2289,6

Запроектированная бурильная колонна для интервала под хвостовик представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под хвостовик

УБТ				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ-108	108	16	2624
2	УБТ - 108	108	200	11760
Бурильные трубы				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК 89*9 Д	89	3080	56487,2
ТБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ-89	89	72	3492

В таблице 14 представлена запроектированная компоновка низа бурильной колонны для бурения под направление.

Таблица 14 – КНБК для бурения интервала под направление

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	30	393,7 GRD 111	180	0,435	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Переводник П-201/177	98,9	0,42	
			УБТ - 273	13706	28	
Σ				13984,9	28,855	

В таблице 15 представлена запроектированная компоновка низа бурильной колонны для бурения под кондуктор.

Таблица 15 – КНБК для бурения интервала под кондуктор

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
3	30	756,3	311,1 fd 258sm-a64	90	0,39	Бурение наклонно-направленного участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском колонны
			Переводник Н-152/117	33,5	0,4	
			Калибратор КС 311,1 МС	43	0,35	
			Переводник Н-117/133	44,6	0,626	
			ДР-240	1875	6,91	
			КОБ-219	98	0,927	
			ПК-219	78	0,617	
			НУБТ-219	1712	8	
			УБТ-219	5673,6	24	
			Переводник П-147/161	56	0,5	
			УБТ-178	1225,6	8	
			Переводник П-133/147	36	0,37	
			ТБТ 147x76,2	2035	32	
			Яс ЯМ-146Б	640	5,12	
			ТБТ 147x76,2	6359,5	100	
ПК 147*7 Д	19584	576				
Σ			39713,8	709,21		

В таблице 16 представлена запроектированная компоновка низа бурильной колонны для бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 16 – КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
3	756,3	3282,5	БИТ 222,3 В 913 Н	65	0,395	Бурение наклонно-направленного участка под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском колонны
			Переводник М-133/117	33,5	0,4	
			Калибратор КЛС 222,3 МС	43	0,35	
			Переводник Н-117/133	44,6	0,626	
			ДР-178	1225	8,29	
			КОБ-178	98	0,927	
			Переводник П-147/121	42,3	0,35	
			ПК-178	78	0,617	
ЗТС-42 КК	40	18,6				

Продолжение таблицы 16

			НУБТ-178	2624	16
			Переводник П-147/121	42,3	0,35
			УБТ-178	8870,4	64
			Переводник П-133/147	56	0,5
			ТБТ 127x76,2	572,4	8
			Яс ЯМ-172Б	640	5,12
			ТБТ 127x76,2	1717,2	24
			ПК 127*7 М	107279,9	3160
			Переводник П 133/147	56	0,5
			КШ - 147	48	0,42
			ВБТ – 133К	1072	16
			Σ	124648	3325,5

В таблице 17 представлена запроектированная компоновка низа бурильной колонны для бурения под хвостовик.

Таблица 17 – КНБК для бурения интервала под хвостовик

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
4	3282,5	3378,9	БИТ 146 В 613 УЕ.30	35	0,29	Бурение горизонтального участка под хвостовик, проработка ствола перед спуском колонны
			ДРУ1-120РС	440	6,42	
			КОБ-120	43	0,652	
			ПК-120	28	0,48	
			Переводник П-86/102	25	0,325	
			НУБТ-108	2624	16	
			УБТ-108	11760	200	
			Переводник П-86/102	50	0,7	
			ТБТ 89	2328	48	
			Переводник П-86/102	23	0,42	
			Яс ЯМ-110	220	4,37	
			Переводник П-102/86	23	0,42	
			ТБТ 89	1164	24	
			ПН 89*9 Д	56487,2	3080	
			Σ	75250,2	3382	

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости

Промывочная жидкость играет важную роль в эффективном бурении скважин. Она очищает забой скважину от шлама и транспортирует его на поверхность, охлаждает породоразрушающий инструмент, передает энергию от насосов к гидравлическому забойному двигателю, а также выполняет ряд других важных функций, необходимых для качественного бурения.

Направление

Верхняя часть разреза скважины представлена четвертичными отложениями, а именно песком и глиной. Для бурения этого интервала будет применяться вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей.

Кондуктор

При бурения интервала под кондуктор будет применен полимерглинистый буровой раствор, для того чтобы предотвратить осыпи и овалы стенок скважины, так как данный интервал представлен в основном глинами и печаником.

Эксплуатационная колонна и хвостовик

Для бурения интервалов под эксплуатационную колонну и хвостовик будет использоваться биополимерный буровой раствор.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Запроектированные параметры бурового раствора представлены в таблице Е.1 приложения Е.

Компонентный состав бурового раствора представлен в таблице Е.2 приложения Е.

2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины

В таблицах 18 и 19 представлено проектирование гидравлической промывки скважины.

На рисунке Е.1 приложения Е представлена схема очистки бурового раствора.

Таблица 18 – Проектирование гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}, \text{кг/м}^3$	φ	$d_c, \text{м}$	$V_{кп}, \text{м/с}$	$\Delta P_{зд}, \text{МПа}$	$\Delta P_o, \text{МПа}$
1356,2	0,92	0,237	0,73	5,65	0,1
$\Delta P_r, \text{МПа}$	$\Delta P_p, \text{МПа}$	$V_d, \text{м/с}$	$\Phi, \text{м}^2$	$d, \text{мм}$	
0,31	26,49	206,3	0,00009	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Скп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
НУБТ-178	11329,87	27074,26	57,49	0,030043992	-
УБТ-178	11329,87	27074,26	57,49	0,240351935	-
ТБТ 127x76,2	21027,58	14577,32	173,98	0,036396628	0,000052
ПК 127x7 М	21027,58	14577,32	173,98	2,783657918	0,0032
ДР-178	11729,3	23608,7	69,2	0,014143068	-

Таблиц 19 – Проектирование гидравлической программы промывки скважины

Внутри труб				
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_r
НУБТ-178	15114,42	20133,1	0,031967	0,320092987
УБТ-178	15114,42	20133,1	0,031967	2,5607439
ТБТ 127x76,2	14400,09	21137,11	0,031995	0,919430378
ПК 127x7 М	19589,63	15101,5	0,034821	11,92327923

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1. Расчет обсадных колонн

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны. Определяется наружное избыточное давление по формуле:

$$P_{\text{ни}} = P_{\text{н}} - P_{\text{в}};$$

Для определения наружного избыточного давления определим плотности тампонажных, буферных и продавочных жидкостей:

Для расчётов в качестве продавочной жидкости можно использовать техническую воду, поэтому $\rho_{\text{прод}}=1000$ кг/м³.

Плотность буферной жидкости примем равной 1075 кг/м³ ($\rho_{\text{буф}}=1075$ кг/м³).

Плотности облегченного и нормального тампонажного раствора примем соответственно 1500 кг/м³ и 1900 кг/м³ ($\rho_{\text{тр. обл.}}=1500$ кг/м³, $\rho_{\text{тр. н.}}=1900$ кг/м³).

Определим глубину расположения буферной жидкости:

$$l_{\text{буф}} = \frac{4 \cdot S_{\text{кп ос}} \cdot v_{\text{кп}} \cdot t}{\pi \cdot (D_{\text{к вн}}^2 - D_{\text{эк н}}^2)},$$

где $v_{\text{кп}} = 2$ м/с - скорость восходящего потока;

t - время контакта ($t=550$ с);

$D_{\text{к вн}}$ - внутренний диаметр кондуктора ($D_{\text{к вн}} = 253,1$ мм);

$D_{\text{эк н}}$ - наружный диаметр эксплуатационной колонны ($D_{\text{эк н}}=193,7$ мм);

$S_{\text{кп ос}}$ - площадь затрубного пространства в открытом стволе скважины, определяется по формуле:

$$S_{\text{кп ос}} = \pi \cdot \frac{D_{\text{эк д}}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{эк н}}^2}{4};$$

$k_{\text{срвзв}}$ - средневзвешенный коэффициент кавернозности ($k_{\text{срвзв}} = 1,38$);

$D_{\text{эк д}}$ - диаметр долота при бурении под эксплуатационную колонну
($D_{\text{эк д}} = 222,3$ мм);

$$S_{\text{кп ос}} = \pi \cdot \frac{1,38 \cdot 0,2223^2 - 0,1937^2}{4} = 0,0241 \text{ м}^2;$$

$$l_{\text{буф}} = \frac{4 \cdot 0,0241 \cdot 2 \cdot 550}{\pi \cdot (0,2531^2 - 0,1937^2)} = 1281,93 \text{ м};$$

Так как условие $l_{\text{буф}} \geq l_1$ ($1281,93 \text{ м} > 606,3 \text{ м}$) выполняется, то буферная жидкость поднимается до устья скважины.

$$h_{\text{дин}} = 2H_{\text{скв}}/3 = 2 \cdot 3378,9/3 = 2252,6 \text{ м}$$

Высоту поднятия цемента нормальной плотности над кровлей продуктивного пласта примем равной 50 метров, тогда $h_2 = 50$ м.

Высота цементного стакана принимаем равной 10 м ($h_{\text{ст}}=10$ м). [25]

Расчет наружных избыточных давлений ведется в двух случаях: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении (Рисунок 6), конец эксплуатации скважины (Рисунок 7).

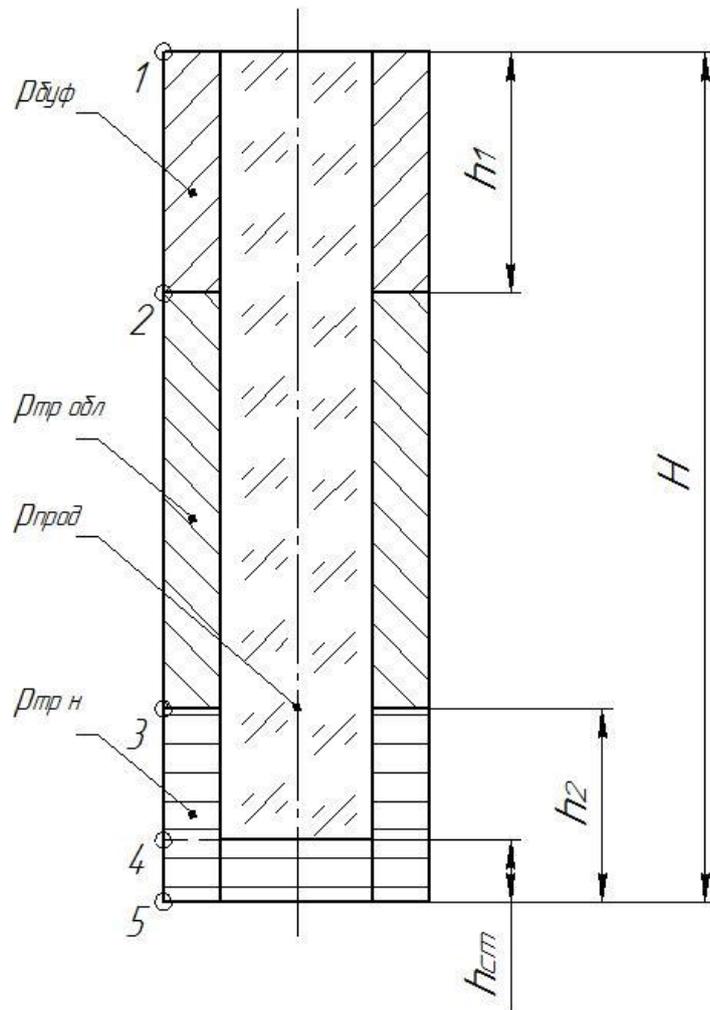


Рисунок 6 – Случай 1: при цементировании в конце продавки
тампонажного раствора и снятом на устье давлении

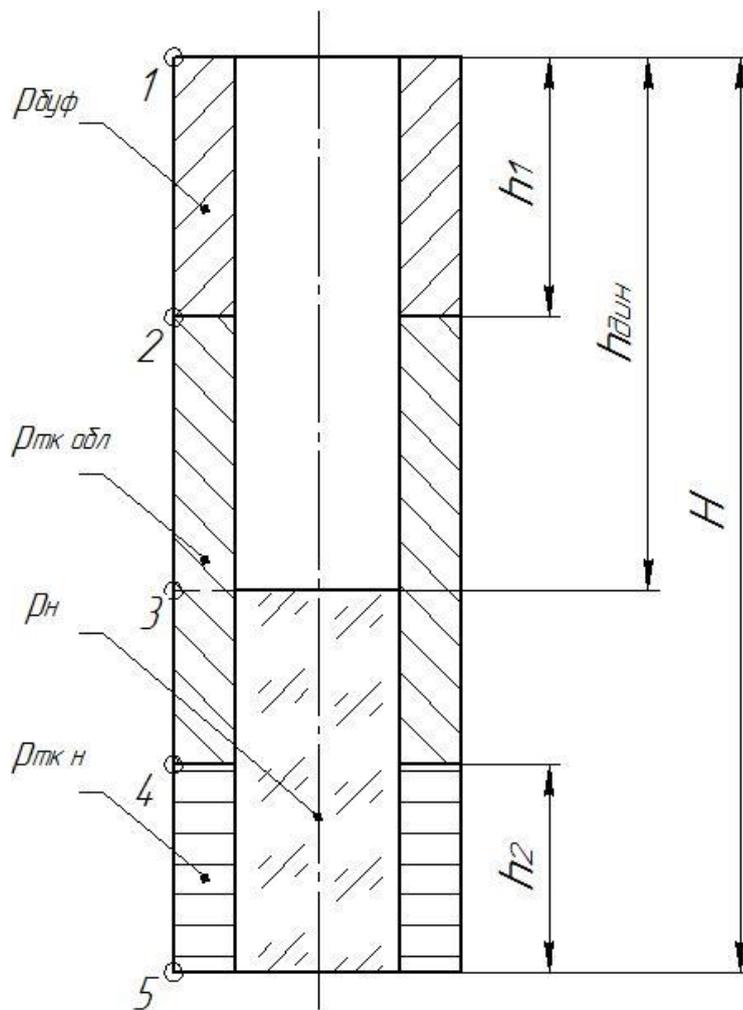


Рисунок 7 – Случай 2: конец эксплуатации скважины

В конце эксплуатации скважины, динамический уровень жидкости в скважине упадет до величины $h_{\text{дин}} = 1250$ метров. Плотность тампонажного камня рассчитывается по формуле:

$$\rho_{\text{тк}} = 0,75\rho_{\text{тр}};$$

В таблице 20 представлен расчёт наружных избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора. В таблице 21 приведен расчет наружных избыточных давлений в конце эксплуатации скважин

Таблица 20 – Расчёт Наружных избыточных давлений (при цементировании в конце продавки тампонажного раствора)

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении					
Точки	Наружное давление		Внутреннее давление		Наружное избыточное давление, МПа
	Формула	Расчёт	Формула	Расчёт	
1	0	0	0	0	0,00
2	$P_{H2} = 1075 * 9,81 * 606,3$	6,39	$P_{B2} = 1000 * 9,81 * 606,3$	5,95	0,44
3	$P_{H3} = 1075 * 9,81 * 606,3 + 9,81 * 1500 * (3282,5 - 606,3 - 50)$	44,99	$P_{B3} = 1000 * 9,81 * (3282,5 - 50)$	31,71	13,28
4	$P_{H4} = 9,81 * 1075 * 606,3 + 1500 * 9,81 * (3282,5 - 606,3 - 50) + 1900 * 9,81 * (50 - 10)$	45,74	$P_{B4} = 1000 * 9,81 * (3282,5 - 10)$	32,1	13,64
5	$P_{H5} = 9,81 * (1075 * 800 + 1500 * (3280 - 606,3 - 50) + 1900 * 50)$	45,92	$P_{B5} = 1000 * 9,81 * 3272,5 + 1900 * 9,81 * 10$	32,29	13,63

Таблица 21 – Расчёт избыточных давлений (конец эксплуатации скважины)

Конец эксплуатации скважины					
Точки	Наружное давление		Внутреннее давление		Наружное избыточное давление, МПа
	Формула	Расчёт	Формула	Расчёт	
1	0	0	0	0	0,00
2	$P_{H2} = 1075 * 9,81 * 606,3$	6,39	0	0	6,39
3	$P_{H3} = 1075 * 9,81 * 606,3 + 9,81 * 1500 * 0,75 * (3282,5 - 606,3 - 50)$	27,89	0	0	27,89
4	$P_{H4} = 9,81 * 1075 * 606,3 + 1500 * 9,81 * 0,75 * (3282,5 - 606,3 - 50) + 1900 * 9,81 * 0,75 * (50 - 10)$	35,93	$P_{B4} = 760 * 9,81 * (3282,5 - 2252,6 - 50)$	7,3	28,63
5	$P_{H5} = 9,81 * 1075 * 800 + 9,81 * (1500 * 0,75 * (3282,5 - 606,3 - 50) + 1900 * 0,75 * 50)$	36,07	$P_{B5} = 760 * 9,81 * (3282,5 - 2252,6)$	7,68	28,39

Эпюра наружных избыточных давлений приведена на рисунке 8.

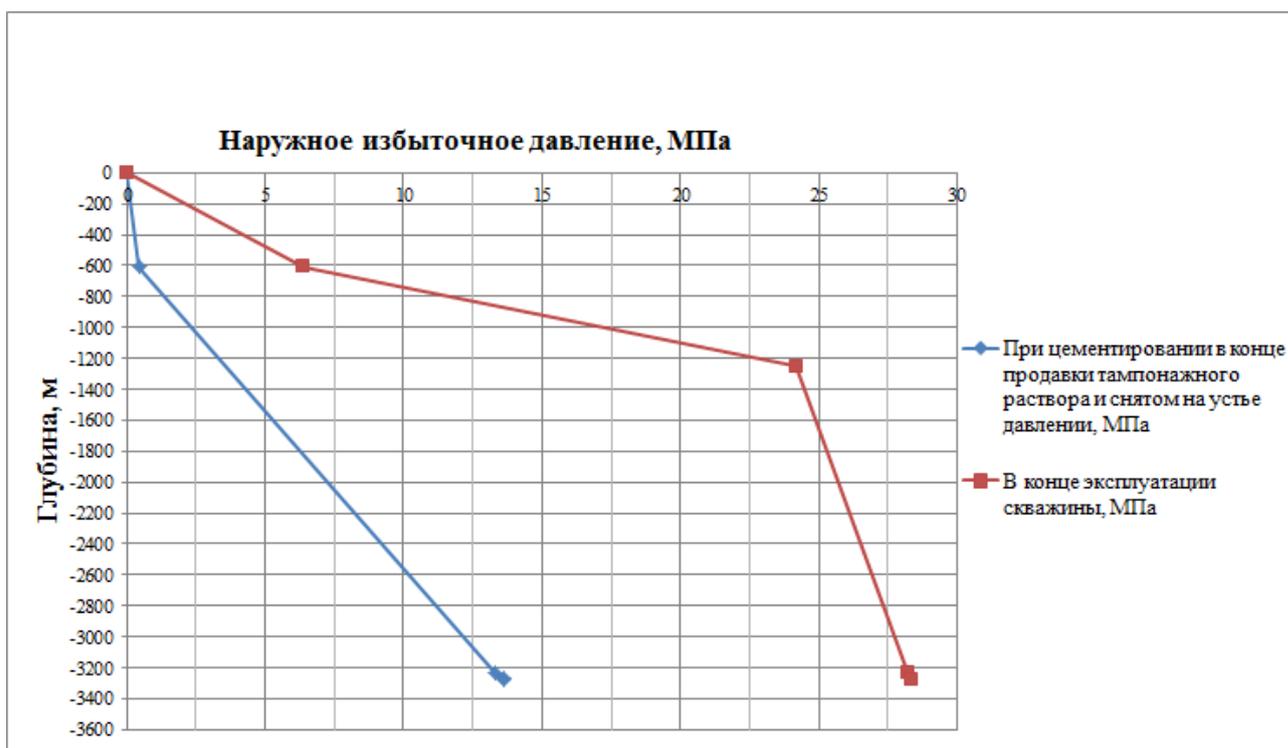


Рисунок 8 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

Расчет внутренних избыточных давлений ведется в двух случаях: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (Рисунок 9), опрессовка эксплуатационной колонны (Рисунок 10).

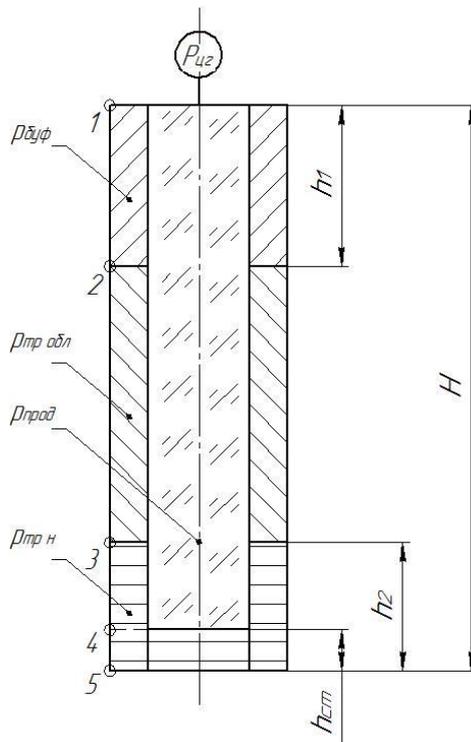


Рисунок 9 – 1 Случай: при цементировании в конце продавки
тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает
максимального значения

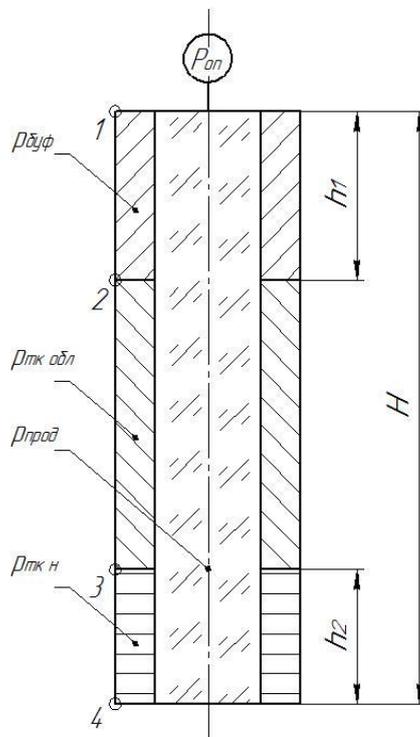


Рисунок 10 – 2 Случай: опрессовка эксплуатационной колонны

В таблице 22 представлен расчёт внутренних избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения. В таблице 23 приведен расчет внутренних избыточных давлений во время опрессовки эксплуатационной колонны.

Таблица 22: Расчёт внутренних избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора					
Точки	Наружное давление		Внутреннее давление		Внутреннее избыточное давление, МПа
	Формула	Расчёт	Формула	Расчёт	
1	0	0	$P_{в1} = P_{цг}$	24	24
2	$P_{н2} = 1075 * 9,81 * 606,3$	6,39	$P_{в2} = P_{цг} + 1000 * 9,81 * 606,3$	29,95	23,56
3	$P_{н3} = 1075 * 9,81 * 606,3 + 9,81 * 1500 * 0,75 * (3282,5 - 606,3 - 50)$	44,99	$P_{в3} = P_{цг} + 1000 * 9,81 * (3282,5 - 50)$	55,7	10,71
4	$P_{н4} = 9,81 * 1075 * 606,3 + 1500 * 9,81 * (3282,5 - 606,3 - 50) + 1900 * 9,81 * (50 - 10)$	45,74	$P_{в4} = P_{цг} + 1000 * 9,81 * (3282,5 - 10)$	56,1	10,36
5	$P_{н5} = 9,81 * (1075 * 800 + 1500 * (3280 - 606,3 - 50) + 1900 * 50)$	45,92	$P_{в5} = P_{цг} + 1000 * 9,81 * 3272,5 + 1900 * 9,81 * 10$	56,29	10,37

Таблица 23: Расчёт внутренних избыточных давлений при опрессовке скважины

Опрессовка эксплуатационной колонны					
Точки	Наружное давление		Внутреннее давление		Внутреннее избыточное давление, МПа
	Формула	Расчёт	Формула	Расчёт	
1	0	0	$P_{в1} = P_{оп}$	9,5	9,5
2	$P_{н2} = 1075 * 9,81 * 606,3$	6,39	$P_{в2} = P_{оп} + 1000 * 9,81 * 606,3$	15,45	9,06
3	$P_{н3} = 9,81 * (1075 * 606,3 + 1500 * 0,75 * (3282,5 - 606,3 - 50))$	35,37	$P_{в3} = P_{оп} + 1000 * 9,81 * (3282,5 - 50)$	41,2	5,83
4	$P_{н4} = 9,81 * 1075 * 800 + 9,81 * (1500 * 0,75 * (3282,5 - 606,3 - 50) + 1900 * 0,75 * 50)$	36,07	$P_{в4} = P_{оп} + 1000 * 9,81 * 3282,5$	41,7	5,63

На рисунке 11 представлена эпюра внутренних избыточных давлений.

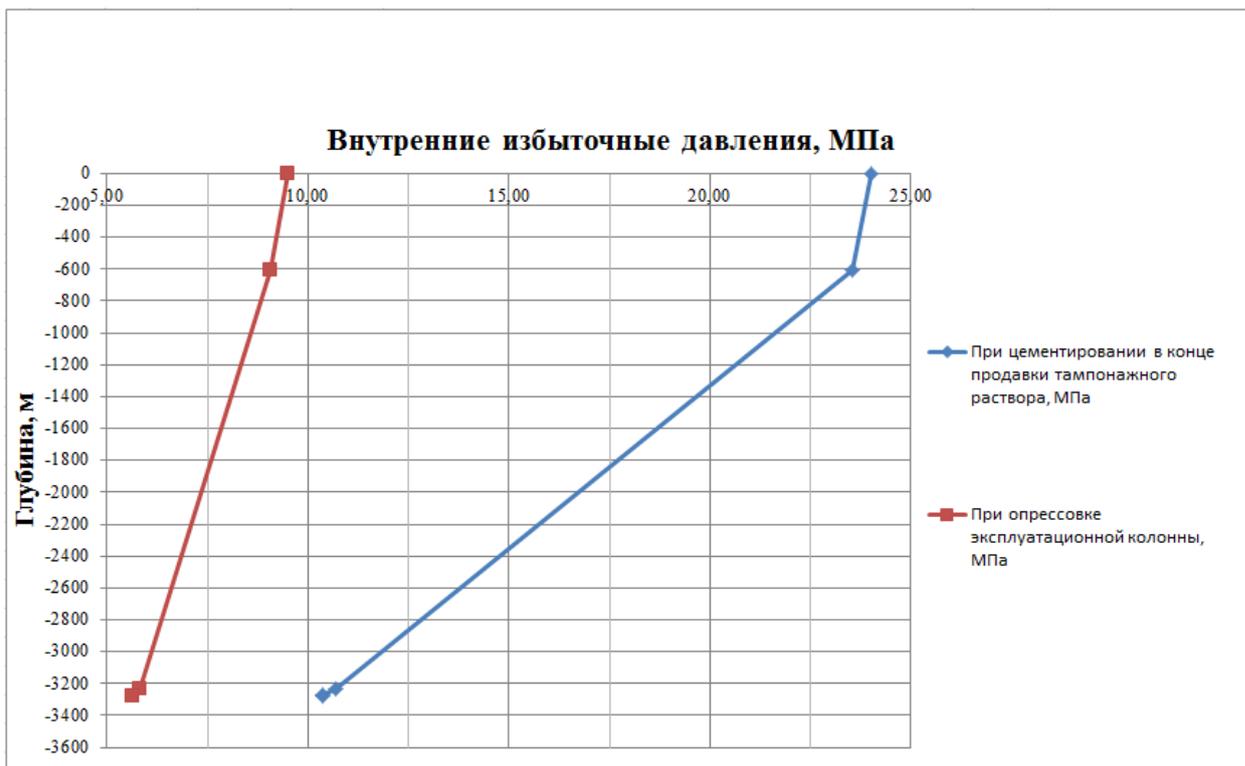


Рисунок 11 – эпюра внутренних избыточных давлений

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Результаты расчётов секций обсадной колонны представлены в таблице

24.

Таблица 24 – Результаты расчетов секций обсадной колонны.

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес			Интервал установки, м
				1 м трубы, кН/м	Секций, кН	суммарный, кН	
1	Д	12,7	82,5	0,567	46,8	46,8	3200-3282,5
2	Д	10,9	1750	0,494	864,5	911,3	1450-3200
3	Д	9,5	1450	0,436	632,2	1543,5	0-1450

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Условие недопущения гидроразрыва:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр},$$
$$0,21 + 45,97 \leq 0,95 \cdot 50,9,$$
$$46,18 \leq 48,4;$$

Условие прочности выполняется, применяем одноступенчатое прямое цементирование скважины. [28]

2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Для приготовления раствора нормальной плотности будем использовать марку цемента: **ПЦТ - II - 150**. Для приготовления облегченного тампонажного раствора используем марку цемента: **ПЦТ - III - Об (4-6) - 100**.

В таблице 25 приведен количественный состав тампонажной смеси и воды затворения.

Таблица 25 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Плотность тампонажного раствора	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{трн} = 1900 \text{ кг/м}^3$	2023,5	0,8
$\rho_{об\ тр} = 1500 \text{ кг/м}^3$	52009,9	46,8
Сумма	54033,4	47,6

2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объёма буферной, продавочной жидкостей

Объём тампонажных растворов, а также буферной и продавочной жидкости приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Объёмы жидкостей заканчивания

Наименование жидкости	Объём, м ³
Буферная жидкость	13,42

Продолжение таблицы 26.

Облегченный тампонажный раствор	62,74
Цементный раствор нормальной плотности	1,42
Продавочная жидкость	77,17

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

В соответствии с выбором цементировочной техники и проведенными расчётами её количества на рисунке 12 представлена технологическая схема обвязки цементировочного оборудования.

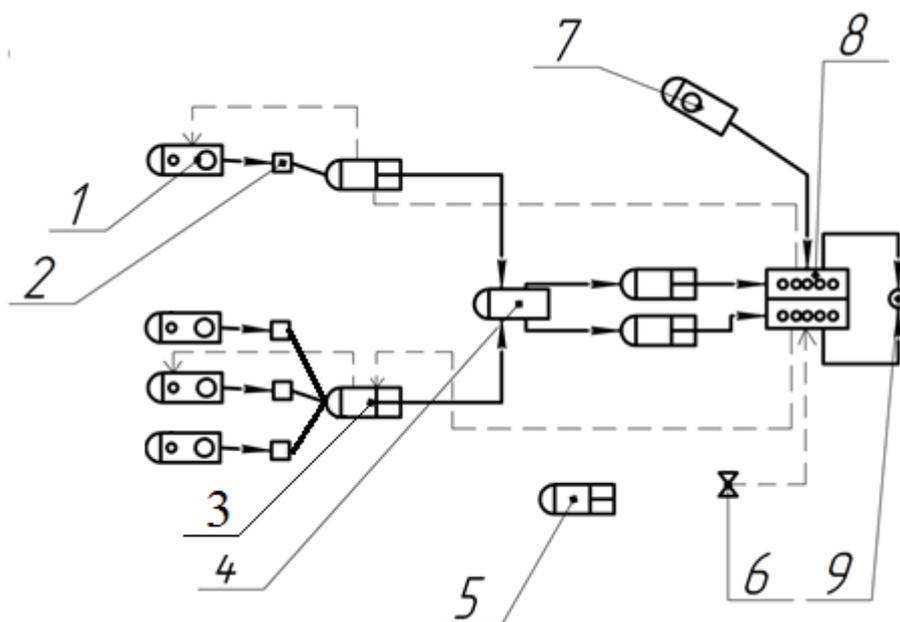


Рисунок 12 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования: 1– цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная ёмкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – станция КСПЦ 01; 8 – блок манифольдов СИН-43; 9 – устье скважины

2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

По полученным данным на рисунке 13 приведен график изменения давления на цементировочной головке.

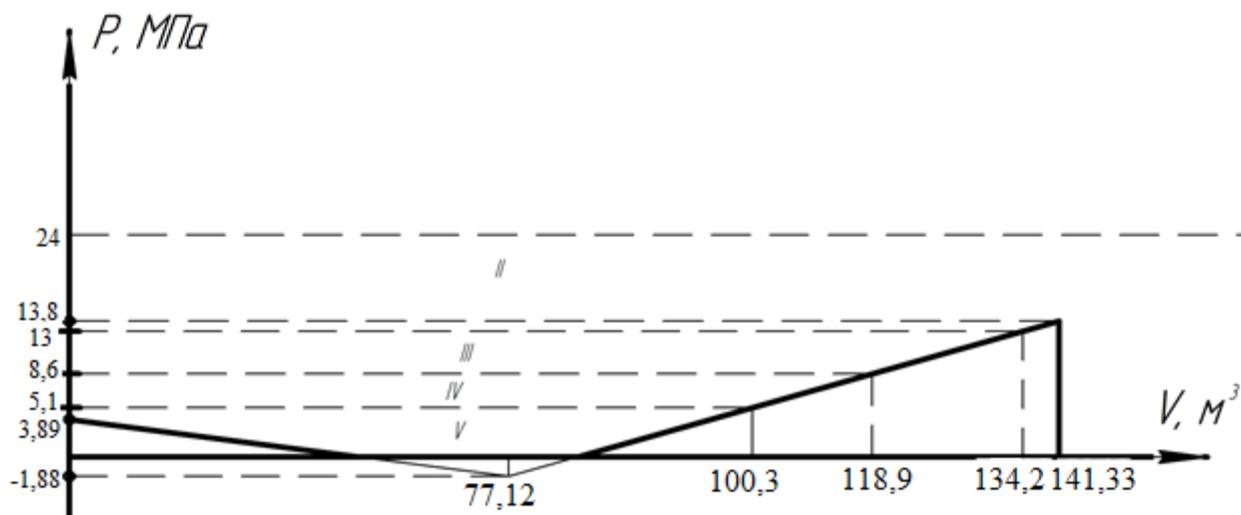


Рисунок 13 – График изменения давления от закачиваемого объема тампонажного раствора

В таблице 27 представлены режимы работы цементировочных агрегатов

Таблица 27 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	100,3
IV	18,6
III	15,3
II	7,13

Определим время цементирования скважины:

$$t_{\text{ц}} = t_{\text{цем}} + 15 = 63,8 + 15 = 78,8 \text{ мин};$$

По $t_{\text{ц}}$ проверим на выполнения условия загустевания цементного раствора:

$$t_{\text{ц}} = t_{\text{цем}} + 15 \leq 0,75 \cdot t_{\text{заг}}$$

$$78,8 \leq 90;$$

Условие незагустевания раствора выполняется.

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

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

-башмак колонный БКМ-193 ОТТМ;

-ЦКОД-193 ОТТМ предназначен для цементирования скважин, так же для упора продавочной пробки.

-цементировочная головка ГЦУ-193;

-разделительная пробка ПРП-Ц-193

-центраторы ЦПН-193/216. Во всем интервале устанавливается по одному центратору через каждые 20 м, это связано с большими зенитными углами. [25]

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Вызов притока осуществляется с использованием пенных систем.

Технологическая схема вызова притока из пласта при применении двухфазной пены включает следующие операции:

1. Спускают НКТ до глубины на 2 - 3 м выше нижних перфорационных отверстий.
2. Обвязывают устье скважины с наземным цементировочным агрегатом и компрессором через аэратор.
3. Нагнетают пену в затрубное пространство между эксплуатационной колонной и НКТ для замены всего столба жидкости в скважине.
4. Первичную порцию пены получают при малых степенях аэрации (10 - 20 м³/м³ т.е. 10 - 20 м³ воздуха на 1 м³ водного раствора ПАВ), чтобы разность между плотностью жидкости в НКТ и пены в затрубном пространстве была минимальной.

5. Постепенно повышают степень аэрации, что вызывает постепенное уменьшение давления на забое скважины (при степени аэрации 150 - 160 м³/м³ среднюю плотность пены доводят до 100-120 кг/м³).
6. После достижения забойного давления 4 - 5 МПа необходимо прекратить циркуляцию пены на 2 - 3 ч для определения возможного притока из пласта.
7. Если притока нет, то циркуляцию пены восстанавливают, продавливают ее в пласт в количестве 5-10 м³ с выдержкой в пласте в течение 3 - 4 ч, после чего восстанавливается циркуляция при максимальных степенях аэрации.
8. Получив приток, обеспечивают очистку скважины от шлама и исследуют ее на приток.

2.5. Выбор буровой установки

Проектируется применение буровой установки БУ-3200/200-ЭУК, запроектированная буровая установка представлена в таблице 28

Таблица 28 – Проектирование буровой установки для строительства проектной скважины

<i>Выбранная буровая установка</i>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	104,475	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	1,9
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	141,719	$[G_{кр}] / Q_{об}$	1,41
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	184,2	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,09
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3. Специальная часть

В процессе бурения по той или иной причине в буровой раствор могут попадать различные химические реагенты, которые в зависимости от своей концентрации вызывают изменения важнейших реологических параметров бурового раствора, таких как условная вязкость, статическое напряжение сдвига, плотность, фильтрация и водородный показатель (РН). В свою очередь, изменение реологических свойств очистного агента ведет к изменениям в процессе бурения скважин, в качестве примера можно привести изменение механической скорости. Изменение данного параметра может привести к увеличению стоимости бурения, поэтому очень важно знать, какое влияние оказывают различные химические реагенты, попавшие в очистной агент в процессе бурения.

Цель работы: определить влияние химических веществ CaCl_2 , NaCl , гипса и цемента на реологические параметры пресного полимерглинистого и биополимерного бурового раствора.

В данной работе будут рассмотрены химические вещества, наиболее часто встречающиеся в условиях Западной Сибири. Самым распространенным загрязнителем бурового раствора является цемент, который попадает в очистной агент в результате разбуривания цементного камня после цементирования обсадной колонны. CaCl_2 - хлорид кальция, используется для приготовления буровых и тампонажных растворов для разбуривания неустойчивых пород. Применяется для создания растворов высокой плотности, не содержащих твердой фазы, эффективных для вскрытия продуктивных пластов. Хлористый натрий NaCl (каменная соль, галит) может попадать в раствор в результате бурение солевых отложений, которые часто встречаются в Западной Сибири. В результате бурения сульфатных пород, которые состоят преимущественно из гипса и ангидрита, в буровой раствор может попадать

гипс — минерал из класса сульфатов, по составу гидрат сульфата кальция ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$).

В качестве опытных буровых растворов были выбраны пресный полимерглинистый и биополимерный буровой раствор.

Пресный полимерглинистый буровой раствор применяется для строительства вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин, в условиях устойчивых горных породах при отсутствии агрессивных сред для повышения показателей работы долот и снижения материалоемкости систем, а также при вскрытии ММП. Основой для получения полимерглинистых буровых растворов могут служить как естественные, так и приготовленные на поверхности глинистые суспензии. В зависимости от компонентного состава полимерглинистые буровые растворы могут выполнять различные функции, такие как: бурение в достаточно устойчивых, слабо набухающих породах (обычно при бурении под кондуктор); разбуривание высококоллоидальных глинистых пород; бурение в набухающих глинах и неустойчивых глинистых сланцах. Общими недостатками всех полимерглинистых растворов является недостаточная жизнеспособность, т.е. недолговечность. Объясняется это тем, что данные растворы в сложных скважинных условиях, и агрессивной среде теряют стабильность, а восстановление реологических свойств требует частых добавлений того или другого необходимого реагента.

В данной работе для проведения опытов применяется пресный полимерглинистый раствор, имеющий следующий состав: 0,05% NaOH+5% ПБМБ+1% PAC ELV. ПБМБ – это бентонит применяемый при изготовлении буровых растворов, которые могут быть использованы при вертикальном бурении. Применение бентонита, соответствующего марке ПБМБ, улучшает вязкость буровых растворов, способствует уменьшению водоотдачи и толщины глинистой корки. Вследствие этого улучшается процесс удаления выбуренной породы из скважины, стабилизируется давление в скважине, охлаждается и

смазывается бурильный инструмент. Poluras elv – это целлюлоза полианионная, основные функции которой: регулировка вязкости раствора, снижение расхода бентонита.

Биополимерные буровые растворы используются для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хемогенных отложениях и при высоких забойных температурах, а также наклонно-направленных и горизонтальных участках скважин. Биополимеры – класс полимеров, встречающихся в природе в естественном виде, входящих в состав живых организмов: белки, нуклеиновые кислоты, полисахариды. Биополимерные системы наиболее полно отвечают требованиям промывки скважин, в том числе с горизонтальными стволами, и находят все большее применение в буровой практике. Данным системам свойственно изменение в широком диапазоне реологических свойств, что обеспечивает эффективную работу породоразрушающего инструмента за счет резкого снижения вязкости при высоких скоростях сдвига и мгновенной фильтрации, а в то же время – достаточно высокую выносящую способность бурового раствора за счет тиксотропного восстановления структуры в режиме низких скоростей сдвига. Биополимерные системы способны снижать гидравлическое сопротивление в трубном пространстве при турбулентном режиме, уменьшая тем самым гидродинамическое давление и негативное воздействие на пласт. Благодаря вязкоупругим свойствам они могут увеличивать фильтрационное сопротивление пористой среды, снижая возможность гидроразрыва пласта. Биополимерные растворы часто применяются при вскрытии пласта, из-за их способности разлагаться по прошествии некоторого времени, в результате чего образование засоров между коллектором и скважиной, предотвращается, а добыча ведется с максимально возможной эффективностью.

Состав биополимерного раствора, используемого в данной работе: 0,05% NaOH+8% KCl+0,3 % DUO-VIS+1% крахмал (ГТН) + 8% мраморная крошка. DUO-VIS является высокомолекулярным биополимером,

использующимся для увеличения выносящей способности в системах буровых растворов на водной основе. Биополимер DUO-VIS имеет уникальную способность производить раствор с высокими реологическими и тиксотропными свойствами. [29]

Рассмотрим подробнее оборудование, которое использовалась в процессе опытов, а также некоторые реологические показатели.

Условная вязкость измеряется в секундах. Физический смысл условной вязкости: условная характеристика гидравлического сопротивления прокачиванию промывочной жидкости. По мере увеличения условной вязкости гидравлические сопротивления возрастают, в связи, с чем ухудшаются условия очистки забоя от выбуренной породы, затрудняется перенос энергии от насосов к забойному двигателю, ослабляется интенсивность размыва породы на забое скважины. Условную вязкость определяют с помощью прибора ВБР-2, который представлен на рисунке 14.



Рисунок 14 – прибор ВБР-2

Вискозиметр ВБР-2 – это прибор, предназначенный для измерения условной вязкости растворов, применяемых при бурении нефтяных и газовых скважин.

Технические характеристики:

- Номинальное значение объёма, мл. 500

- Предел допустимой погрешности, с. 0,5
- Номинальное время истечения, с. 15,0
- Постоянная вискозиметра, с. 15 ± 0.3

Под плотностью понимают величину определяемую отношением массы тела к его объему. Физический смысл плотности: характеризует способность осуществлять в скважине гидродинамические и гидростатические функции:

1. Удерживать во взвешенном состоянии и выносить из скважины частицы породы наибольшего размера.

2. Создавать гидростатическое давление на стенки скважины, рассчитанное, исходя из необходимости предотвращения поступления в ствол скважины нефти, газа и воды из пласта и сохранения целостности скважины.

3. Обеспечивать снижения веса колонны бурильных и обсадных труб, в связи с чем уменьшается нагрузка на талевую систему буровой.

Плотность измеряется при помощи рычажных весов представленных на рисунке 15. 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 7 с разными диапазонами измерений: верхняя шкала от 800 до 1600 кг/м^3 , нижняя - от 1600 до 2600 кг/м^3 .

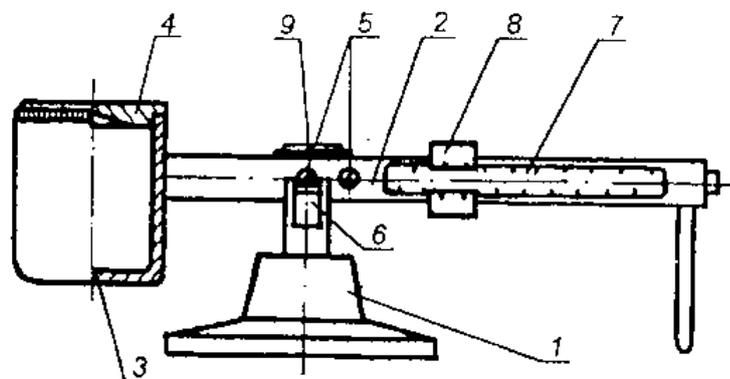


Рисунок 15 – Рычажные весы

Определение динамической, пластической, кажущейся вязкости, а также статического напряжения сдвига ведется с помощью вискозиметра OFITE 800, который представлен на рисунке 16.



Рисунок 16 – Вискозиметр OFITE 800

Показатель фильтрации определяется с помощью фильтр-пресса API представленный на рисунке 17. Показатель фильтрации - величина, определяемая объемом дисперсионной среды, отфильтрованной за определенное время при пропускании бурового раствора через бумажный фильтр ограниченной площади. Физический смысл: показатель фильтрации косвенно характеризует способность бурового раствора отфильтровываться через стенки ствола скважины.



Рисунок 17 – Фильтр-пресс АРІ

Определение водородного показателя ведется колориметрическим способом. Сущность данного метода заключается в работе с индикаторной бумагой, то есть сравнении цвета индикаторной бумаги, смоченной раствором, с эталоном и определении рН.

В таблице 29 приведены результаты опытов по полимерглинистому буровому раствору.

Таблица 29 – Результаты опытов с пресным полимерглинистым буровым раствором (0,05% NaOH+5% ПБМБ+1% PAC ELV).

Химический реагент	Концентрация Добавки, %	УВ, с	Плотность, г/см ³	Пластическая вязкость (PV), Па*с	Динамическая вязкость (YP) Фунт/100фут ²	Кажущаяся вязкость (AV), мПа*с	Статическое напряжение сдвига (CHC) 10с, фунт/100фут ²	Статическое напряжение сдвига (CHC) 10мин, фунт/100фут ²	Фильтрация см ³ /7,5мин	Фильтрация см ³ /30мин	РН
Полимер-глинистый раствор	0	35,94	1,041	10	15	17,5	2	7	3,2	7	10
Цемент	1	33,9	1,041	10	15	17,5	2	7	3	6,8	10
	5	34,2	1,05	11	14	17	2	7	3,4	7,6	10
	10	34,7	1,067	10	15	17,5	2	7	4,8	10,4	10
Гипс	1	31	1,047	13	6	16	2	9	3,8	7	9
	5	29,16	1,073	13	5	15,5	2	8	3,6	6,8	8
	10	28,3	1,11	12	7	15,5	2	6	4	7,4	8
NaCl	1	36,01	1,041	8	7	11,5	5	9	5,4	9,6	10
	5	37,31	1,048	8	14	15	5	11	6,4	11	10
	10	36,2	1,06	9	12	15	3	12	6,8	11,2	10
CaCl ₂	1	33,6	1,042	12	9	16,5	2	7	3,2	7,4	7,5
	5	24,2	1,058	7	5	9,5	6	8	18,4	34,8	7,5
	10	20,9	1,076	6	4	8	5	8	24,8	47	7,5

Проанализировав полученные результаты, можно сделать следующие выводы. При попадании цемента в данный буровой раствор, происходит увеличение фильтрации, с увеличением концентрации цемента, за 7,5 и 30 минут. При попадании гипса, с увеличением концентрации, происходит уменьшение условной вязкости, динамической вязкости, водородного показателя, а также происходит увеличение плотности и пластической вязкости. В результате добавления NaCl уменьшается пластическая, динамическая и кажущаяся вязкость, вместе с тем увеличивается статическое напряжение сдвига за 10 секунд и 10 минут, увеличивается показатель фильтрации за 7,5 и 30 минут. CaCl₂ воздействует на данный полимерглинистый буровой раствор следующим образом: с увеличением концентрации, происходит уменьшение условной, пластической, динамической и кажущейся вязкости, а также водородного показателя, вместе с тем увеличивается статическое напряжение сдвига за 10 секунд, существенно увеличивается показатель фильтрации за 7,5 и 30 минут.

В таблице 30 приведены результаты опытов с биополимерным раствором.

Таблица 30 – Результаты опытов с биополимерным буровым раствором (0,05% NaOH+8% KCl+0,3 % DUO-VIS+1% крахмал (ГТН) + 8% мраморная крошка).

Химический реагент	Концентрация Добавки, %	УВ, с	Плотность, г/см ³	Пластическая вязкость (PV), Па*с	Динамическая вязкость (YP) Фунт/100фут ²	Кажущаяся вязкость (AV), мПа*с	Статическое напряжение сдвига (CHC) 10с, фунт/100фут ²	Статическое напряжение сдвига (CHC) 10мин, фунт/100фут ²	Фильтрация см ³ /7,5мин	Фильтрация см ³ /30мин	РН
Био-полимерный раствор	0	28,75	1,098	10	14	17	6	8	6,8	10,4	9
Цемент	1	28,63	1,1	10	15	17,5	6	8	7,2	10,8	9
	5	28,79	1,13	11	14	17	7	8	8,2	11,6	9
	10	29,1	1,14	10	15	17,5	6	9	9,6	13,2	9
Гипс	1	30,06	1,075	10	14	17	7	8	8,2	12,4	8
	5	28,87	1,12	11	13	17,5	7	9	150,4	193,2	8
	10	28,97	1,15	11	14	18	6	8	168,5	217,4	8
NaCl	1	32,09	1,07	11	13	17,5	6	9	7,2	11,6	9
	5	31,34	1,083	13	11	18,5	6	9	9,4	12,8	8,5
	10	30,59	1,15	12	13	18,5	7	9	13,2	15,4	8
CaCl ₂	1	27,28	1,095	9	12	15	5	7	9,6	12,6	8
	5	27,78	1,15	10	12	16	6	8	8,4	11,8	7,5
	10	27,5	1,15	11	11	16,5	6	8	9,4	12,8	7,5

Проанализировав полученные результаты, можно сделать следующие выводы. В результате попадания цемента в биополимерный буровой раствор происходит увеличение плотности и фильтрации за 7,5 и 30 минут. При добавлении гипса, с увеличением концентрации, увеличивается плотность, а также резко увеличивается показатель фильтрации за 7,5 и 30 минут, также наблюдается уменьшение водородного показателя. NaCl оказывает следующее влияние на реологические параметры данного бурового раствора: увеличивается плотность, условная, кажущаяся и пластическая вязкость, также увеличивается показатель фильтрации за 7,5 и 30 минут, уменьшается динамическая вязкость и водородный показатель. При добавлении CaCl₂ увеличивается плотность и показатель фильтрации за 7,5 и 30 минут, при это уменьшается динамическая вязкость и водородный показатель.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1. Основные направления деятельности специального сервисного подразделения Иркутской нефтяной компании - ООО «ИНК-СЕРВИС»

Поисковое, разведочное и эксплуатационное бурение является одним из основных направлений производственной деятельности группы компаний ИНК.

В составе группы компаний ИНК создано специальное сервисное подразделение ООО «ИНК-СЕРВИС», которое обеспечивает выполнение до 90% объема буровых работ компании. В зону ответственности ООО «ИНК-СЕРВИС» также входит капитальный ремонт скважин на объектах группы компаний ИНК. Компания обладает современным буровым и ремонтным оборудованием, использует в своей работе передовые технологии, имеет уникальный опыт по освоению Восточно-Сибирских недр.

Основной объем работ – около 85% , приходится на Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Усть-Кутском и Катангском районах Иркутской области По информации государственного «Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса» («ЦДУ ТЭК»), ИНК выполняет около половины от общего объёма эксплуатационного и поисково–разведочного бурения в Иркутской области.[30]

4.1.2. Организационная структура управления предприятием

Предприятие возглавляет директор филиала, у которого есть шесть заместителей: технический директор - первый заместитель директора, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по безопасности, заместитель директора по производству, заместитель директора по работе с персоналом и заместитель директора по общим вопросам.

Техническому директору подчиняются следующие руководители: главный технолог, главный геолог и заместитель технического директора по охране труда и промышленной безопасности. Также он курирует работу отдела

главного механика, отдела главного энергетика, производственно-технического отдела бурения, производственно-технического отдела КРС и отдела компьютерных технологий.

Заместитель технического директора по охране труда и промышленной безопасности возглавляет одноименную службу, главной задачей которой является контроль промышленной безопасности на всех объектах ООО «ИНК-СЕРВИС» и обеспечение предприятия всем необходимым для создания безопасных условий труда.

Заместитель директора по производству возглавляет центральный пункт диспетчерской службы (ЦПДС), через которую он руководит работой следующих служб и цехов: служба буровых и вышкомонтажных работ, служба по ремонту скважин и цех тампонажных работ.

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.

Заместитель директора по общим вопросам руководит работой административно-хозяйственного отдела, отделом материально-технического снабжения и базой производственного обслуживания, куда входят прокатно-ремонтный цех бурового оборудования и прокатно-ремонтный цех труб и турбобуров.

Заместитель директора по безопасности руководит работой службы безопасности предприятия. [31]

4.2. Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1. Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины приведена в таблице 31

Таблица 31 – Нормы механического бурения на проектируемом месторождении

Нормативные пачки	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	30	30	0,027	500
2	30	756,3	726,3	0,032	1100
3	756,3	3282,5	2526,2	0,054	2700
4	3282,5	3378,9	96,4	0,056	1300

Время на строительно-монтажные работы составит 1080 ч или 45 сут.

Время на подготовительные работы к бурению составят 41,17 ч или 1,72 сут.

Время бурения скважины и крепления обсадных колонн составит 593,05 ч или 24,71 сут.

Время испытания скважины на продуктивность 240 ч или 10 сут. [32]

4.2.2. Линейный календарный график выполнения работ

Количество обслуживающего персонала представлено в таблице 32.

Таблица 32 – Количество обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
буровой мастер	1
помощник бурового мастера	3
бурильщик 6 разряда	4
бурильщик 5 разряда	4
помощник бурильщика 5 разряда	4
помощник бурильщика 4 разряда	4
электромонтёр 5 разряда	4
слесарь 5 разряда	2
лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины представлен в таблице 33.

Таблица 33 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1.Вышкомонтаж	45,00													
2.Бурение	28,71													
3.Испытание	10,00													

4.3. Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

4.3.1. Нормативная база для расчёта смет на строительство скважины в НГО

Нормативная карта для строительства скважины представлена в таблице Ж.1 приложения Ж.

Сметный расчет на бурение скважины представлен в таблице Ж.2 приложения Ж.

Сметный расчет на крепление скважины представлен в таблице Ж.3 приложения Ж.

4.4. Расчёт статей сметы на строительство скважины в НГО

Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Томской области на апрель 2017 года представлен в таблице К.1 приложения К.

5. Социальная ответственность

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.

Опасные и вредные факторы при строительстве нефтяной скважины представлены в таблице Л.1 приложения Л.

5.1.1. Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 "Шум. Общие требования безопасности" [3].

Для защиты работников от воздействия шума используют индивидуальные и коллективные средства защиты. К индивидуальным относят (наушники, вкладыши, шлемы), а к коллективным звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей [12].

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая 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 м² (лицо, шея, кисти рук) общей

продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 [9].

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников. [14].

В комплект средств индивидуальной защиты от температуры окружающей среды включены все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра [11].

Повышенный уровень вибрации

По способу передачи вибрации на тело человека выделяют локальную и на общую. Общая вибрация передается через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека. Локальная вибрация, возникает при работе с ручным механизированным инструментом. [8]

От воздействия вибрации в первую очередь страдает нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. У рабочих вибрационных профессий отмечены головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания, вестибуловегетивная неустойчивость. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни [13].

Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь и прокладки из пластмасс, резины. Крайне необходимой мерой для уменьшения опасного действия вибрации на организм является медицинское наблюдение, лечебно-профилактические мероприятия, и конечно, правильная организация труда и отдыха [14].

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Количество вредных веществ содержащихся в воздухе рабочей зоны должно быть не больше предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [4]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м^3 ;
- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности - 10 мг/м^3 ;
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов ($\text{C}_1\text{-C}_5$) – 3 мг/м^3 (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO_2) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м^3 (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH_3OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м^3 .

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы. В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции.

Недостаточное освещение рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений» [18]. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [15] светильники буровых установок должны обеспечивать освещенность:

роторного стола - 100 лк;

пути движения талевого блока - 30 лк;

помещения вышечного и насосного блоков - 75 лк;

превенторной установки - 75 лк;

лестниц, маршей, сходов, приемного моста - 10 лк.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и 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 [24].

5.1.2. Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды

Пожаробезопасность

В процессе бурения скважин пожары возникают по следующим причинам:

- взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами (нефть, газ и т.д.);
- в результате газонефтеводопроявления (ГНВП);
- курение в неположенном месте;
- нарушение порядка хранения пожароопасных материалов;
- нарушение правил эксплуатации электрического оборудования;
- применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в

котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. 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.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

С целью снижения вероятности поражения рабочих электрическим током необходимо проводить следующие мероприятия:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [20], «Межотраслевые правила по ОТ при эксплуатации электроустановок» [21].

- применения защитного заземления буровой установки;
- применение блокировочных устройств;
- применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;

- Применение средств коллективной защиты: оградительные, автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и зануления, устройства автоматического отключения, плакаты по охране труда [7].

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

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 внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств;
- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом;
- пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения[4,14];.

5.2. Экологическая безопасность

На сегодняшний день нефтяная промышленность является одной из самых наиболее загрязняющих экологию отраслей. Это связано с тем, что все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды [16].

5.2.1. Атмосфера

Загрязнение атмосферы при бурении скважин в первую очередь происходит за счет использования дизельных установок. Также источником загрязнения атмосферы могут явиться выбросы при нефте- и газопроявлениях, сжигании углеводородов на факельных установках в процессе очистки призабойной зоны пласта, при работе котельных установок на буровых. Для защиты атмосферы следует, в большем количестве использовать электрические приводы, не допускать нефте- и газопроявления, а в случае возникновения в ближайшее время ликвидировать. С целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое» [22].

5.2.2. Гидросфера

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. При негерметичности шламового амбара может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

5.2.3. Литосфера

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;

- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреакентами и другими веществами;
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

При бурении и креплении скважины должны выполняться следующие мероприятия с целью предотвращения загрязнения литосферы:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) на весь период строительства скважины;
- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреакенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся вовремя СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров [16].

После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли [17].

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 [23].

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- Лесные пожары
- Газонефтеводопроявления (ГНВП)
- Взрывы ГСМ
- Разрушение буровой установки

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой;
- недолив скважины при спуско-подъемных операциях;
- поглощение жидкости, находящейся в скважине;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважины без промывки.

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны).

К самостоятельному выполнению работ по бурению скважин допускаются лица старше 18 лет, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку в течение 2-14 смен (в зависимости от характера работы, квалификации работника) под руководством специально назначенного лица.

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II. Повторную проверку знаний безопасных методов работ рабочий должен проходить не реже одного раза в 12 месяцев.

Рабочий должен:

- знать санитарно-гигиенические условия труда и соблюдать требования производственной санитарии;
- знать требования, изложенные в инструкциях (паспортах) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда;
- пользоваться при выполнении работ средствами индивидуальной защиты, выдаваемыми в соответствии с Типовыми отраслевыми нормами, бесплатной выдачи рабочим и служащим специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты. Рабочему выдаются: костюм х/б, рукавицы х/б с накладками из винил кожи, ботинки кожаные, каска защитная, очки защитные. На наружных работах зимой дополнительно выдаются: куртка х/б на утепляющей прокладке, брюки х/б на утепляющей прокладке, тёплая обувь, подшлемник;
- уметь оказывать доврачебную помощь пострадавшему;
- выполнять правила внутреннего трудового распорядка;

- иметь четкое представление об опасных и вредных производственных факторах, связанных с выполнением работ, и знать основные способы защиты от их воздействия: недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенная концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны, движущееся и вращающееся механизмы и оборудование.

Рабочий не должен подвергать себя опасности и находиться в местах производства работ, которые не относятся к непосредственно выполняемой им работе.

О каждом несчастном случае на производстве пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ.

Рабочий должен оказывать содействие и сотрудничать с нанимателем в деле обеспечения здоровых и безопасных условий труда, немедленно извещать своего непосредственного руководителя или иное должностное лицо нанимателя о неисправности оборудования, инструмента, приспособлений, транспортных средств, средств защиты, об ухудшения своего здоровья [18].

5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

Заключение

В выпускной квалификационной работе представлены технологические решения на строительство наклонно-направленной скважины глубиной 2900 метров на нефтяном месторождении Томской области. Выпускная квалификационная работа содержит 5 глав: 1. общая и геологическая часть, 2. технологическая часть, 3. специальная часть, 4. финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, 5. социальная ответственность.

В общей и геологической части проанализированы стратиграфические и литологические характеристика разреза, физико-механические свойства горных пород, зоны возможных осложнений, а также приведены краткие характеристики представленного литологического разреза.

Технологическая часть содержит все основные расчеты и проектные решения по строительству наклонно-направленной скважины глубиной 2900.

В специальной части было рассмотрено опытным путем влияние различных химических реагентов на реологические параметры полимерглинистого и биополимерного бурового раствора.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена структура предприятия, которое проводит сервисные работы, в том числе бурение нефтяных и газовых скважин, а также сметная стоимость работ по строительству нефтяной скважины.

Раздел социальная ответственность содержит технику безопасности на буровой вышке, также в данном разделе была рассмотрена охрана окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Список литературы

1. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
2. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
3. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
4. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
5. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
6. ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
7. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
8. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

9. [СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
10. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
11. МР 2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки. [Электронный ресурс].
12. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
13. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
14. Назаренко О.Б.. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2001. - 87 с.
15. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
16. РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. [Электронный ресурс].
17. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин
18. Инструкция по охране труда рабочих при бурение скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: businessforecast.by (дата обращения 05.05.2017 г.).

19. ГОСТ Р 55710-2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
20. Правила устройства электроустановок. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
21. ПОТ Р М-016-2001 Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
22. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
23. ГОСТ 17.0.0.01-76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
24. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
25. 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.
26. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочные: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.
27. Ф.Д. Балденко Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2012. – 428с.
28. 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.

29. 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: 06.05.2017)

30. Основы финансового менеджмента: Учеб.пособие. – 2-е изд., доп. и перераб. – М.: Финансы и статистика, 2004. – 512 с.

31. Самсонов Н., Баранникова Н., Володин А. / Финансовый менеджмент. — М.: ЮНИТИ, 2005. — 495 с.

32. 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

Приложение В. Геологические условия бурения

Таблица В.1 Стратиграфическая характеристика разреза

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Угол залегания пластов	Коэффициент кавернозности в интервале
От (верх)	До (низ)	Мощность	Название свит	Индекс	Угол, град	
1	2	3	4	5	6	7
0	20	20	Четвертичные отложения	Q	0	1,3
20	157	137	Некрасовская серия	P ₃ nk	0-5	1,3
157	223	66	Чеганская свита	P ₃ chn	0-5	1,3
223	278	55	Люлинворская свита	P ₂ 11	0-5	1,3
278	312	34	Талицкая свита	P ₁ t1	0-5	1,3
312	430	118	Ганькинская свита	K ₂ gn	0-5	1,3
430	490	60	Славгородская свита	K ₂ slv	0-5	1,3
490	652	162	Ипатовская свита	K ₂ ip	0-5	1,3
652	675	23	Кузнецовская свита	K ₂ kz	0-5	1,3
675	1515	840	Покурская свита	K ₁₋₂ pk	0-5	1,4
1515	2140	625	Киялинская свита	K ₁ kl	0-5	1,4
2140	2232	90	Тарская свита	K ₁ tr	0-5	1,2
2232	2450	218	Куломзинская свита	K ₁ klm	0-5	1,2
2450	2475	25	Баженовская свита	J ₃ bg	0-5	1,2
2475	2495	20	Георгиевская свита	J ₃ gr	0-5	1,2
2495	2570	75	Васюганская свита	J ₂₋₃ vs	0-5	1,2
2570	2794	224	Тюменская свита	J ₂ tm	0-5	1,2
2794	2800	6	Пермо-триасовая система	P-T	0-5	1,2
2800	2900	100	Палеозой, Девон	Pz, D ₃	0-5	1,3

Таблица В.2 Литологическая характеристика разреза

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	От (верх)	До (низ)	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	20	песок глина	50 50	Почвенно-растительный слой, глины и суглинки, желтовато-серые пески и супеси
P ₃ nk	20	157	глина песок	40 60	Пески светло-серые, мелкозернистые, с подчиненными прослоями глин темно-серых, зеленовато-серых
P ₃ chn	157	223	песок глина	10 90	Глины серые, плотные, с пропластками и линзами бурых углей, светло-серые пески
P ₂ 11	223	278	глина	100	Глины зеленовато-серые, опоковидные, алевроистые с тонкими прослоями песчаников
P ₁ t1	278	312	глина песчаник	95 5	Глины серые, с прослоями алевролитов и песчаников
K ₂ gn	312	430	алевролит глина	5 95	Глины серые и зеленовато-серые, известковистые с прослоями мергелей, песчанников и алевролитов
K ₂ slv	430	490	глина	100	Глины серые, зеленовато-серые, плотные, иногда алевролитовые или опоковидные
K ₂ ip	490	652	песчаник глина	90 10	Песчаники глауконито-кварцевые с резко подчиненными прослоями алевролитов и глин
K ₂ kz	652	675	глина	100	Глины темно-серые с редкими линзочками песка
K ₁₋₂ pk	675	1515	глина песчаник алевролит	60 20 20	Неравномерное переслаивание глин, песчаников и алевролитов. Глины серые, темно-серые, слюдистые с гнездами песка. Алевролиты серые, слюдистые, слабоупрочненные. Песчаники серые, желто-серые, разнозернистые.
K ₁ kl	1515	2140	песчаник алевролит глина	20 20 60	Глины пестроцветные, бурые, плотные с прослоями песчаников и алевролитов серых, слюдистых, разнозернистых

Продолжение таблицы В.2

K ₁ tr	2140	2232	аргилит песчаник алевролит	40 50 10	Песчаники серые, мелкозернистые, кварц-полевошпатовые, слюдистые, известковистые, крепкоцементированные, с прослоями алевролитов серых до темно-серых, крепких и аргилитов темно-серых, плотных, слюдистых
K ₁ klm	2232	2450	аргилит алевролит песчаник	50 20 30	Аргилиты темно-серые, слоистые и массивные, плотные с растительными остатками; песчаники и алевролиты серые, мелкозернистые, известковистые
J ₃ bg	2450	2475	аргилит	100	Аргилиты темно-серые, битуминозные, слоистые с ихтиодетритом
J ₃ gr	2475	2495	аргилит	100	Темно-серые, морского происхождения, битуминозные аргилиты
J ₂₋₃ vs	2495	2570	песчаник алевролит аргилит	20 20 60	Аргилиты серые и темно-серые, слоистые с тонкими прослойками и линзами песчаников и алевролитов серых, массивных и слоистых, мелкозернистых, полимиктовых и кварц-полевошпатовых, известковистых, крепкоцементированных
J ₂ tm	2570	2794	аргилит алевролит песчаник	50 40 10	Аргилиты темно-серые, с прослоями алевролитов серых и светло-серых и мелкозернистых песчаников
P-T	2794	2800	сидерит боксит аргилит	6 14 80	Глинисто-сидерит-бокситовые породы, участками ожелезненные
Pz, D ₃	2800	2900	известняк	100	Известняки органогенные, сгустково-комковатые, слоистые-нефтенасыщенные

Таблица В.3 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс	Интервал, м		Краткое название породы	Плотность г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Твёрдость, кгс/мм ²	Абразивность	Категория породы (мягкая, средняя и т.д.)
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	20	песок глина	2.0 1.9	25-30 30	2500 0	10 100	0 10	10 4	мягкая
P ₃ nk	20	157	глина песок	2.1 1.9	30 30	0 1000	95 20	10 0	4 10	мягкая
P ₃ chn	157	223	песок глина	2.1 1.9	30 30	0 1000	95 20	10 0	4 10	мягкая
P ₂ 11	223	278	глина	2.2	20	0	100	10	4	мягкая
P ₁ t1	278	312	глина песчаник	2.2 2.1	30 22	0 30	95 10	10 30	10 10	мягкая
K ₂ gn	312	430	алевролит глина	2.1 2.3	20 25	50 0	10 95	20 15	10 4	мягкая
K ₂ slv	430	490	глина	2.3	25	0	100	15	4	мягкая
K ₂ ip	490	652	песчаник глина	2.1 2.3	22 20	30 0	10 95	30 10	10 4	мягкая
K ₂ kz	652	675	глина	2.3	25	0	95	10	4	мягкая
K ₁₋₂ pk	675	1515	глина песчаник алевролит	2.1 2.1 2.4	22 20 20	30 50 0	10 10 95	30 20 20	10 10 4	мягкая средняя
K ₁ kl	1515	2140	песчаник алевролит глина	2.0 2.2 2.4	22 20 14	10-30 10 0	10 15 95	25 25 20	10 10 3	средняя
K ₁ tr	2140	2232	аргилит песчаник алевролит	2.4 2.1 2.3	5 20 16	0 20-50 10-15	90 10-20 20-30	40 20 25	4 4 6	средняя

Продолжение таблицы В.3

K ₁ klm	2232	2450	аргилит	2.4	5	0	90	40	4	средняя
			алевролит	2.3	15	10-15	30	30	6	
			песчаник	2.3	10	9-300	25	70	6	
J ₃ bg	2450	2475	аргилит	2.4	5	5	90	10	10	средняя твердая
J ₃ gr	2475	2495	аргилит	2.4	5	5	90	10	10	средняя твердая
J ₂₋₃ vs	2495	2570	песчаник	2.4	5	0	90	80	4	твердая
			алевролит	2.3	16	0	30	40	6	
			аргилит	2.3	15	50	20	65	10	
J ₂ tm	2570	2794	аргилит	2.4	15	0	90	100	4	твердая
			алевролит	2.3	5	5	30	40	6	
			песчаник	2.3	10	5-20	20	70	10	
P-T	2794	2800	сидерит	2.9	10	30	30	150	8	твердая
			боксит	2.8	10	30	30	150	8	
			аргилит	2.4	5	30	100	100	6	
Pz, D ₃	2800	2900	известняк	2.8	3	200	10	120	-	твердая

Таблица В.4 Давление и температура по разрезу скважины

Индекс	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце интервала, Градус
	От		Пластового Кгс/см ² на м		Порового Кгс/см ² на м		Гидроразрыва пород Кгс/см ² на м		Горного Кгс/см ² на м		
			От	До	От	До	От	До	От	До	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q+P	0	312	0,000	0,100	0,000	0,100	0,172	0,173	0	0,22	10
K ₂ gn	312	430	0,100	0,100	0,100	0,100	0,173	0,174	0,22	0,22	11
K ₂ slv	430	490	0,100	0,100	0,100	0,100	0,174	0,173	0,22	0,22	16
K ₂ ip	490	652	0,100	0,100	0,100	0,100	0,173	0,172	0,22	0,22	20
K ₂ kz	652	675	0,100	0,100	0,100	0,100	0,172	0,172	0,22	0,22	20
K ₁₋₂ pk	675	1515	0,100	0,101	0,101	0,101	0,172	0,175	0,22	0,22	45
K ₁ kl	1515	2140	0,101	0,101	0,101	0,102	0,175	0,175	0,23	0,23	46
K ₁ tr	2140	2232	0,101	0,102	0,102	0,102	0,175	0,177	0,23	0,23	50
K ₁ klm	2232	2450	0,102	0,102	0,102	0,102	0,177	0,178	0,23	0,23	85
J ₃ bg	2450	2475	0,102	0,102	0,102	0,102	0,178	0,178	0,23	0,23	86
J ₃ gr	2475	2495	0,102	0,102	0,102	0,102	0,178	0,178	0,23	0,23	87
J ₂₋₃ vs	2495	2570	0,102	0,102	0,102	0,102	0,178	0,178	0,23	0,23	94
J ₂ tm	2570	2794	0,102	0,102	0,102	0,102	0,178	0,178	0,24	0,24	99
P-T	2794	2800	0,102	0,103	0,102	0,103	0,178	0,179	0,24	0,24	99
Pz, D ₃	2800	2900	0,103	0,103	0,103	0,103	0,179	0,179	0,24	0,24	103

Приложение Г. Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Таблица Г.1 Нефтегазоводоносность разреза скважины

Индекс	Прогнозируемый интервал залегания нефтеносных горизонтов по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных 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							
Pz, D ₃ (Пласт М)	2800	2845	трещинно-кавернозно-поровый	0,76	50-300	89,8	-
Газоносность							
Вскрытие газоносных и газоконденсатных пластов в проектной скважине не планируется							
Водоносность							
Q+P	0	312	поровый	1	-	-	да, Минерализ. 1 г/л.
K ₁₋₂ pk	675	1515	поровый	1,004 – 1,01	-	-	нет, Минерализ. 18 г/л.
K ₁ tr	2140	2232	поровый	1,01 1,02	-	-	нет, Минерализ. 21 г/л.
J ₂₋₃ vs	2495	2570	поровый	1,012 – 1,02	-	-	нет, Минерализ. 45 г/л.
J ₂ tm	2570	2794	поровый	1,012	-	-	нет, Минерализ. 45 г/л.
Pz, D ₃	2835	2845	Трещинно-кавернозно-поровый	1,048	-	-	нет, Минерализ. 65 г/л.

Приложение Д. Зоны возможных осложнений

Таблица Д.1 Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы поглощений по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q-P-K ₂	0	675	Поглощения бурового раствора	Интенсивность 3 м ³ /час, Увеличение плотности промывочной жидкости, повышение водоотдачи, не соблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение репрессии на пласт более чем на 20%, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб.
K ₁₋₂ pk	675	1515	Поглощения бурового раствора	Интенсивность 5 м ³ /час, Увеличение плотности промывочной жидкости, повышение водоотдачи, не соблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение репрессии на пласт более чем на 20%, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб.
Pz, D ₃	2800	2900	Поглощения бурового раствора	Интенсивность – вплоть до катастрофического поглощения без выхода циркуляции, Увеличение плотности промывочной жидкости, повышение водоотдачи, не соблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение репрессии на пласт более чем на 20%, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб.
Q-P-K ₂	0	675	Осыпи и обвалы стенок скважины	Тип раствора: глинистый, водоотдача > 10см ³ за 30 мин. Осыпи и обвалы из-за неустойчивости пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности.
K ₁₋₂ pk	1000	1200	Осыпи и обвалы стенок скважины	Тип раствора: глинистый, водоотдача > 10см ³ за 30 мин. Осыпи и обвалы из-за неустойчивости пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности.

Продолжение таблицы Д.1

J ₂ tm	2570	2794	Осыпи и обвалы стенок скважины	Тип раствора: глинистый, водоотдача > 8см ³ за 30 мин. Осыпи и обвалы из-за неустойчивости пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности.
Pz, D ₃	2800	2900	Осыпи и обвалы стенок скважины	Тип раствора: глинистый, водоотдача > 9см ³ за 30 мин. Осыпи и обвалы из-за неустойчивости пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности.
P ₁₋₂ pk	675	1515	Водопроявления	Депрессия на пласт вследствие поршневания и снижения уровня жидкости. Проявляется в увеличении водоотдачи бурового раствора.
Pz, D ₃	2800	2845	Нефтепроявления	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокая скорость подъема КНБК. Не соответствие проектных решений фактическим горно-геологическим условиям. Проявляется в увеличении объема бурового раствора в приемных емкостях, пузырьки газа, пленка нефти, увеличение скорости расхода бурового раствора.
Q-P	0	312	Прихватоопасная зона	Несоблюдение параметров раствора. Несоблюдение режимов промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы и отсутствие проработки ствола в интервалах его сужения. Оставление бурового инструмента без движения
K ₂ -K ₁	312	2390	Прихватоопасная зона	
P- K ₂ -K ₁	20	2390	Желобообразование и посадки при спуске бурильной и обсадных колонн	Превышение проектной интенсивности искривления в интервале набора кривизны вследствие нарушения режимных параметров бурения (повышения нагрузки, расхода промывочной жидкости)

Приложение Е. Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости

Таблица Е.1 Запроектированные параметры бурового раствора

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	P _{пл} , МПа	H, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	K	d, м	
от	до									
0	30	1,1	0,15	30	9,81	1121,3	1600	0,6	0,015	
30	756,3	1,1	8,6	700	9,81	1132,5	1620	0,3	0,008	
756,3	3282,5	1,05	25,9	2805	9,81	1143,7	1650	0,3	0,003	
3282,5	3378,9	1,05	26,08	2900	9,81	1154,9	1655	0,3	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	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	30	1,12	20-40	115-162	39-58	9	8-10	1	25	10-20
30	756,3	1,13	17-26	45-87	18-23	9	8-10	2	30	10-20
756,3	3282,5	1,14	9-11	15-27	17-24	8,2	8-10	1	35	10-20
3282,5	3378,9	1,155	9-11	15-26	17-24	8,2	8-10	1	35	10-20

Таблица Е.2 Компонентный состав бурового раствора

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	30	Глинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH , Na ₂ CO ₃
30	756,3	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH, Na ₂ CO ₃ , НТФК, ПАА, КМЦ, KCl
756,3	3282,5	Биополимерный Вода пресная, NaCl, ПАА, полиакрилат, NaOH, ксантановый биополимер, Na ₂ CO ₃ , DRIL-FREE, CaCO ₃
3282,5	3378,9	Биополимерный Вода пресная, NaCl, ПАА, полиакрилат, NaOH, ксантановый биополимер, Na ₂ CO ₃ , DRIL-FREE, CaCO ₃

Рисунок Е.1 – Схема очистки бурового раствора

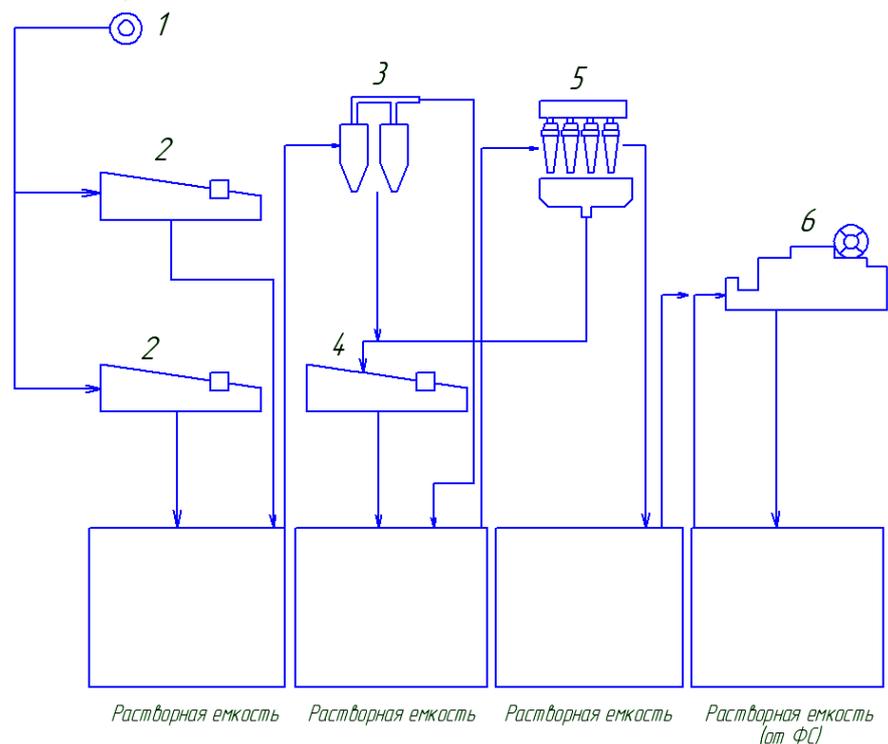


Рисунок Е.1 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Mongoose PT; 3 – пескоотделитель D-Sander 2-12; 4 – ситогидроциклонный сепаратор M-I SWACO; 5 – илоотделитель D-Silter 6T4; 6 – центрифуга M-I SWACO 518 HV.

Продолжение Таблицы Ж1

Установка и вывод УБТ за палец										0,60
Крепление (ЕНВ)										45,84
Ремонтные работы (ЕНВ)										5,32
Смена вахт (ЕНВ)										0,80
ПГИ (ЕНВ)										5,17
Итого:										112,50
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 222,3 В 913 Н	756,3	3282,5	2700	0,054	2526,2	1	136,41	8,84	20,83
Промывка (ЕНВ)										0,88
Наращивание (ЕНВ)										0,60
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,22
Установка и вывод УБТ за палец										0,95
Крепление (ЕНВ)										55,93
ПГИ (ЕНВ)										11,23
Ремонтные работы (ЕНВ)										4,67
Смена вахт (ЕНВ)										0,8
Итого:										98,81
Бурение под хвостовик	БИТ 146 В 613 УЕ.30	3282,5	3378,9	1300	0,056	96,4	1	5,4	9,8	54,41
Промывка (ЕНВ)										0,99
Наращивание (ЕНВ)										6,20
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,80
Установка и вывод УБТ за палец										1,20
Крепление (ЕНВ)										53,00
ПГИ (ЕНВ)										15,52

Продолжение Таблицы Ж1

Ремонтные работы (ЕНВ)										6,74
Смена вахт (ЕНВ)										1,20
Итого:										142,76
Испытание скважины на продуктивность										240,0

Таблица Ж.2 Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК		хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты, зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	4	856,64	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	256,99	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,94	-	-	0,04	9,20	1,32	304,10	7,24	1663,71	2,27	521,29
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	2,76	-	91,23	-	499,11	-	156,39
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	17,95	4	71,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	21,54	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	-	-	0,04	0,58	1,32	19,04	7,24	104,19	2,27	32,65
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	0,17	-	5,71	-	31,26	-	9,79
Содержание бурового оборудования	сут	236,71	4	946,84	0,04	9,47	1,32	313,05	7,24	1712,70	2,27	536,64
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	4	5268,00	0,04	52,68	1,32	1741,73	7,24	9529,04	2,27	2985,75
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	459,97	4	1839,88	-	-	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	482,97	-	-	-	-	1,32	638,73	7,24	3494,49	2,27	1094,93
Прокат ВЗД	сут	19,77	4	79,08	-	-	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	175,44	-	-	-	-	1,32	232,02	7,24	1269,38	-	-
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	-	-	2,27	546,25
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	10,90	4	43,60	0,24	2,62	2,78	30,27	11,2	122,22	3,74	40,77
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	22,86	4	91,44	0,24	5,49	2,78	63,49	11,2	256,32	3,74	85,50
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,24	35,88	2,78	415,18	11,2	1676,04	3,74	559,06

Продолжение таблицы Ж.2

Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	-	-	0,24	25,90	2,78	299,78	11,2	1210,17	3,74	403,66
Эксплуатация трактора	сут	177,60	4	710,40	0,04	7,10	1,32	234,88	7,24	1285,01	2,27	402,63
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4	401,6	0,04	4,02	1,32	132,78	7,24	726,44	2,27	227,62
Амортизация кухни-столовой	сут	19,41	4	77,64	0,24	4,66	2,78	53,91	11,2	217,63	3,74	72,59
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	194,12	4	776,48	0,24	46,59	2,78	539,17	11,2	2176,57	3,74	726,01
Порошок бентонитовый марки Б	т	339,8	-	-	-	-	-	-	22	7475,6	-	-
Порошок бентонитовый марки В	т	319,1	-	-	4	1276,4	9	2871,9	-	-	-	-
Сода каустическая	т	400,0	-	-	0,2	80	0,2	80	0,3	120	0,3	120
Сода кальцинированная марки	т	216	-	-	0,1	21,6	0,1	21,6	0,1	21,6	0,1	21,6
Ксантановая смола Duo-Vis	т	3000	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5	1500
Polyrac R, Polyrac ELV	т	983	-	-	0,5	491,5	0,5	491,5	0,5	491,5	0,5	491,5
Realub, SAPP	т	1054,1	-	-	-	-	-	-	1	1054,1	1	1054,1
Мраморная крошка	т	315	-	-	-	-	-	-	-	-	15	4725
Барит	т	270	-	-	0,5	135	10	2700	22	5940	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	7,5	2,625	14	4,9
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	13,2	220,18	11,5	191,82	18,5	308,58
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	26,5	532,12	38,4	771,07	48,5	973,88	70,8	1421,66
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				11626,4		2745,1		12272,4		41950,5		18048,9
Затраты, зависящие от объема работ												
393,7 GRD 111	шт	2909,1	-	-	0,06	174,55	-	-	-	-	-	-
311,1 fd 258sm-a64	шт	4910,6	-	-	-	-	0,77	3785,11	-	-	-	-
БИТ 222,3 В 913 Н	шт	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,50	2617,20	-	-
БИТ 146 В 613 УЕ.30	шт	8925,1	-	-	-	-	-	-	0,04	353,82	-	-
Калибратор 393,7	шт	471,2	-	-	-	-	0,39	183,6	-	-	-	-
Калибратор 311,1	шт	458,9	-	-	-	-	-	-	0,77	354,1	-	-
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	18,4	90,34	24,8	121,77	48,6	238,63	60,9	299,02
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	смена							1268				

Продолжение таблицы Ж.2

Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	0	455,06	4267,56	3216,26	1440,17
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	11626,41	3200,18	16540,00	45166,76	19489,03
Всего по сметному расчету, руб	97290,4						

Таблица Ж.3 Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	214,16	0,62	132,78	1,91	409,05	2,33	498,99	2,21	473,29
Социальные отчисления, 30%		-	-	39,83	-	122,71	-	149,70	-	141,99
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	17,95	0,62	11,13	1,91	34,28	2,33	41,82	2,21	39,67
Социальные отчисления, 30%		-	-	3,34	-	10,29	-	12,55	-	11,90
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	22,86	0,62	14,17	1,91	43,66	2,33	53,26	2,21	50,52
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	236,71	0,62	146,76	1,91	452,12	2,33	551,53	2,21	523,13
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,62	888,46	1,91	2737,03	2,33	3338,89	2,21	3166,93
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	0,62	260,03	1,91	801,05	2,33	977,20	2,21	926,87
Плата за подключенную мощность	сут	149,48	0,62	92,68	1,91	285,51	2,33	348,29	2,21	330,35
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	107,93	0,62	66,92	1,91	206,15	2,33	251,48	2,21	238,53
Эксплуатация ДВС	сут	10,9	0,62	6,76	1,91	20,82	2,33	25,40	2,21	24,09

Продолжение таблицы Ж.3

Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	0,62	62,25	1,91	191,76	2,33	233,93	2,21	221,88
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	194,12	0,62	120,35	1,91	370,77	2,33	452,30	2,21	429,01
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,62	11,41	1,91	35,14	2,33	44,87	2,21	40,66
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,62	21,03	1,91	64,79	2,33	79,03	2,21	74,96
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6	49,26	21	172,41	16	131,36	5	41,05
Башмак колонный БК-339	шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-311	шт	65	-	-	1	65	-	-	-	-
Башмак колонный БК-222	шт	47,5	-	-	-	-	1	47,5	-	-
Башмак колонный БК-146	шт	34	-	-	-	-	-	-	1	34
Центратор ЦЦ-245/295	шт	25,4	-	-	18	457,2	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-215/255	шт	18,7	-	-	-	-	84	1570,8	-	-
ЦОКДМ-339	шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОДМ-311	шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
ЦКОД-222	шт	105	-	-	-	-	1	105	-	-
ЦКОД-146	шт	95	-	-	-	-	-	-	1	95
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-222	шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц -146	шт	29,5	-	-	-	-	-	-	1	29,5
ПХЦ31 127/178	шт	700	-	-	-	-	-	-	1	700
Головка цементирующая ГЦУ-339	шт	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-311	шт	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-222	шт	2980	-	-	-	-	1	2980	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-146	шт	2750	-	-	-	-	-	-	1	2750
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	-	6178,76	-	9971,99	-	11920,03	-	10341,34
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 339х9,5	м	80,17	30	2405,1	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 311х7,9	м	54,92	-	-	1227	67386,84	-	-	-	-
Обсадные трубы 222х8,1 Л	м	42,53	-	-	-	-	712	30281,36	-	-
Обсадные трубы 146х8,1 Е	м	41,3	-	-	-	-	2441	100813,3	-	-
Хвостовик 127	м	23,34	-	-	-	-	-	-	800	18672

Продолжение таблицы Ж.3

Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-П-150	т	30,82	1,56	48,08	33,34	1027,54	19,2	591,74	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100	т	32	-	-	-	-	38,8	1284,28	-	-
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	1,56	9,38	33,34	200,37	58	348,58	6,5	39,07
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,67	60,85	1,5	54,6
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	-	-
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	14	515,2	8,5	312,8
Пробег УС6-30	км	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2	5	184
Пробег КСКЦ 01	км	40,8	-	-	-	-	1	40,8	-	-
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,02	37,90	57,91	1086,39	124,9	2343,12	15,36	288,15
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,5	18,76	7,5	281,4	14	525,28	3	112,56
Транспортировка вахт, руб		1268								
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	9213,06		80163,63		172711,05		31193,82	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб		293281,55								
Всего по сметному расчету, руб		332961,66								

Приложения К. Расчёт статей сметы на строительство скважины в НГО

Таблица К.1 Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Томской области на апрель 2017 года

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	16 131 187
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 524 729
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и пр.	2 295	468 639
	Итого по главе 1	93 656	19 124 555
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	36 346 375
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 317 874
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	2 839 401
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	341 831
	Итого по главе 2	204 924	41 845 481
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	97 290	19 866 618
3.2	Крепление скважины	332 962	67 990 840
	Итого по главе 3	430 252	87 857 458
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 0337	2 866 355
4.2	Консервация скважины	6 872	1 403 262
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 649 936
	Итого по главе 4	28 989	5 919 554
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	50 517	10 315 471
	Итого по главе 5	50 517	10 315 471
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	16 132	3 292 381,9
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	11 94	243 880
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 250 562
	Итого по главе 6	47 928	9 786 824
	ИТОГО прямых затрат	856 265	174 849 342
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	216 066	43 712 335
	Итого по главе 7	216 066	43 712 335
1	2	3	4
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	85 627	17 484 934

Продолжение Таблицы К.1

	Итого по главе 8	85 627	17 484 934
	ИТОГО по главам 1-8	1 155 958	236 046 611
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	283 210	9 439 946
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	50 862	1 695 337
9.3	Северные надбавки 2,98%	34 448	1 148 206
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Услуги по отбору керна	-	3 150 000
9.6	Транспортировка керна в п. Каргасок	-	11 456
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	22 086
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 300
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600
9.11	Перевозка вахт до г. Томска	-	112 000
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого прочих работ и затрат	436 549	34 786 230
	ИТОГО по гл 1-9	1 592 507	270 832 841
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	2 312	472 093
	Итого по главе 10	2 312	472 093
11	Глава 11		
11.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	79 741	13 366 482
	Итого по главе 12	79 741	13 366 482
	ИТОГО	1 674 560	284 671 416
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ		284 671 416
	НДС		51 240 855
	ВСЕГО с учетом НДС		335 912 271

Приложение Л. Производственная безопасность

Таблица Л.1 Опасные и вредные факторы при строительстве нефтяной скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Бурение, спускоподъемные операции, цементирование обсадной колонны, освоение и испытания скважины	<p>-Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды;</p> <p>-Повышенный уровень шума на рабочем месте;</p> <p>-Повышенный уровень вибрации;</p> <p>-Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;</p> <p>-Недостаточное освещение рабочей зоны;</p> <p>-Повреждения в результате контакта с насекомыми.</p>	<p>-Пожаро-взрывоопасность</p> <p>-Повышенное значение напряжения в электрической цепи</p> <p>-Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;</p>	<p>ГОСТ 12.1.005-88 [1]</p> <p>СанПиН 2.2.4.548–96 [2]</p> <p>ГОСТ 12.1.003-2014 [3]</p> <p>ГН 2.2.5.1313-03 [4]</p> <p>ГОСТ 12.2.003-91. [5]</p> <p>ГОСТ 12.2.062-81. [6]</p> <p>ГОСТ Р 12.1.019-2009 [7]</p> <p>ГОСТ 12.1.012–2004. [8]</p>