

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ УЧАСТКОМ (ПЛАСТ PZ) НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ, АЛЕКСАНДРОВСКИЙ РАЙОН)»

УДК 622.243.23:622.243.24:622.323(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Дашиев Сергей Викторович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Вселодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

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 <i>составления 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»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки : 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Максимова Ю.А.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б4В	Дашиев Сергей Викторович

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт Pz) на нефтяном месторождении (Томская область, Александровский район)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	
	<ol style="list-style-type: none">1. Геологические условия бурения2. Особые условия бурения: –3. Интервал отбора керна: -4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком5. Данные по профилю: Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м6. Отход / длина горизонтального участка ствола: 1500 метров / 600 метров7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 3140 метров8. Диаметр хвостовика: 127 мм9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый10. Конструкция забоя (выбрать): зацементированный хвостовик11. Способ освоения скважины: многостадийный гидроразрыв пласта

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Геологические условия бурения 1.2. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.3. Зоны возможных осложнений 1.4. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины <ol style="list-style-type: none"> 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 <ol style="list-style-type: none"> 2.4.1. Расчет обсадных колонн <ol style="list-style-type: none"> 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 <ol style="list-style-type: none"> 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 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки 2.6. Исследования влияния неорганических дефлокулянтов на реологические и фильтрационные свойства буровых растворов на водной основе
<p>Перечень графического материала</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p style="text-align: center;">Раздел</p>	<p style="text-align: center;">Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Вершкова Елена Михайловна, старший преподаватель</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>1. Общая и геологическая часть</p>	
<p>2. Технологическая часть</p>	
<p>3. Исследование влияния неорганических дефлокулянтов на реологические и фильтрационные свойства буровых растворов на водной основе</p>	
<p>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	

5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

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
2Б4В	Дашиев Сергей Викторович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть.

Цель работы – проектирование технологического решения на строительство нефтяной эксплуатационной наклонно – направленной скважины с горизонтальным участком (пласт Pz) на нефтяном месторождении (Томская область, Александровский район).

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт Pz) нефтяном месторождении, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны, исследованы влияния неорганических дефлокулянтов на реологические и фильтрационные свойства буровых растворов на водной основе.

Разработаны мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и “БурСофтПроект”, графический материал выполнен в программе «Компас-3D V15» (представлены вместе с ВКР).

Условные обозначения и сокращения

ВЗД	винтовой забойный двигатель
ЦГ	цементировочная головка
ЦА	цементировочный агрегат
СПО	спуско-подъемные операции
КНБК	компоновка низа бурильной колонны
ЦКОД	цементировочный клапан обратный дроссельный
ГИС	геофизические исследования
ГРП	гидравлический разрыв пласта
ПАВ	поверхностно-активное вещество
ПВО	противовыбросовое оборудование
СНС	статическое напряжение сдвига
ДНС	динамическое напряжение сдвига
ПЦН	пробка цементировочная нижняя
ГТН	геолого-технический наряд
СКЦ	станция контроля цементирования
ОЗЦ	ожидание затвердевания цемента
БУ	буровая установка
ВУК	виброударный механизм
НКТ	насосно-компрессорные трубы
ГУМ	Гидравлический ударный механизм
УБТ	Утяжелённая буровая труба

Оглавление

Введение.....	10
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	11
1.1 Геологические условия бурения.....	11
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).....	11
1.3 Зоны возможных осложнений.....	11
1.4 Исследовательские работы.....	12
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	13
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	13
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	14
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	14
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	15
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	17
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	18
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	18
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	19
2.3 Проектирование процесса углубления скважины.....	20
2.3.1 Выбор способа бурения.....	20
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	20
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	21
2.3.4 Расчет частоты вращения долот.....	22
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	23
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	25
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	27
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	32
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	35
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	35
2.4.1 Расчет обсадных колонн.....	35
2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины.....	39
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	41
2.4.4 Проектирование процессов освоения скважин.....	42
2.5 Выбор буровой установки.....	43
2.6 Исследование влияния неорганических дефлокулянтов на реологические и фильтрационные свойства буровых растворов на водной основе.....	44
2.6.1 Актуальность исследования.....	44
2.6.2 Методика исследования.....	45

2.6.3 Результаты исследования	45
2.6.4 Заключение	49
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	51
3.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия «Стрежевской филиал ООО «СГК-Бурение»»	51
3.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	52
3.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО).....	56
3.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии.....	58
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	61
4.1 Производственная безопасность	61
4.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия.....	62
4.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	66
4.2 Экологическая безопасность	69
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	71
4.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин	71
4.3.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС	71
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	72
4.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	72
4.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	72
Заключение.....	73
Список использованных источников.....	74
Приложение В.....	77
Приложение Г	87
Приложение Д.....	90
Приложение Е	97
Приложение Ж.....	100
Приложение И.....	111

Введение

Бурное развитие нефтяной промышленности началось в XX веке, когда стали широко применять нефтяные и бензиновые двигатели внутреннего сгорания, требующие разнообразных топлив и масел.

Особенно быстро начала развиваться мировая нефтяная промышленность с тех пор, как нефть и ее продукты стали использовать в качестве сырья для химической промышленности.

Цель работы – технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком глубиной 3160 метров на нефтяном месторождении.

В процессе исследования проводились расчёты по конструкции, технологии бурения, заканчиванию, сметной стоимости и безопасности строительства скважины. В новом тысячелетии планируется дальнейшее расширение масштабов буровых работ на нефть и газ. При этом значительная часть этих работ будет выполняться в сложных горно-геологических условиях.

Бурение этой скважины очень выгодно с экономической точки зрения, так как после отработки разбуриваемого пласта можно перейти на выше лежащий пласт и продолжить добычу нефти.

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проект на строительство эксплуатационной скважины на нефть. Проект включает в себя решения во всех основных сферах проектирования: технологической, обслуживающей, безопасности труда, охраны окружающей среды и экономической. В специальной части ВКР проведен сравнительный анализ трех буровых лебедок.

В основе написания выпускной квалификационной работы использовался «Групповой рабочий проект на сооружение нефтяной наклонно-направленной скважины на с горизонтальным участком (пласт Pz) на нефтяном месторождении».

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, давление и температура по разрезу скважины, литологическая характеристика по разрезу скважины представлены в таблицах В.6, В.7, В.8, В.9 приложения В.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика водоносности, нефтеносности и газоносности месторождения представлены в таблицах В.1, В.2, В.3 приложения В.

Разрез представлен одним нефтеносным и семью водоносными пластами. Проектирование скважины производится для эксплуатации нефтеносного интервала 3150-3170 м. Конструкция скважины проектируется таким образом, что неизбежно вскрытие всех водоносных горизонтов в процессе бурения.

Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 250 м для эксплуатации водоносного горизонта 0-250 м.

1.3 Зоны возможных осложнений

Данные о возможных видах осложнений представлены в таблице В.4 приложения В.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. В интервале 0-3160 м ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины. Рекомендуется в данном интервале спроектировать буровые растворы с минимальной водоотдачей для снижения вероятности набухания и диспергирования глин.

В интервалах 0-2230 и 3150 м ожидается поглощения бурового раствора с потерей его свойств. Согласно геолого-техническим условиям, предполагаемые осложнения не требуют проведения дополнительных мероприятий по их ликвидации, поэтому достаточно поддерживать свойства бурового раствора в

запроектированном диапазоне.

В интервалах 0-3160 м прогнозируется возникновение прихватов, для предотвращения которых необходимо в проектируемый состав бурового раствора включить высокоэффективные смазочные добавки.

В интервале 0-2230 м ожидается сальникообразования и заклинка КНБК. Для предупреждения необходимо запроектировать процесс бурения таким образом, чтобы обеспечить эффективную промывку скважины [1].

1.4 Исследовательские работы

Краткая характеристика промыслово-геофизических исследований приведена в таблице В.5 приложения В.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектирование профиля скважины заключается в выборе типа профиля, в определении интенсивности искривления на отдельных участках ствола и в расчете профиля, включающем расчет длин, глубин по вертикали и отходов по горизонтали для каждого интервала ствола и скважины в целом.

В данном проекте рассматривается применение пятиинтервального профиля скважины. Данный тип профиля скважины включает вертикальный участок, два участка набора зенитного угла, участок стабилизации зенитного угла и горизонтальный участок. Рассчитываем профиль скважины.

Расчет производится для следующих условий - профиль скважины пятиинтервальный;

- Отход / длина горизонтального участка ствола: 1500 метров / 600 метров
- Глубина спуска эксплуатационной колонны: 3140 метров

Скважина данного случая является наклонно-направленным с горизонтальным участком ствола. Подобные скважины имеют следующие преимущества [3]:

- Снижение общего количества скважин;
- Повышение степени извлечения углеводородов за счет более интенсивного перетока флюидов и оптимальной системы разработки месторождения;
- Повышение дебита скважин за счет увеличения поверхности фильтрации и зоны дренирования;
- Снижение удельных капитальных вложений на тонну добываемой нефти.

Вид профиля выбирается с учётом опыта уже пробуренных скважин на данном месторождении. Кроме того, подобный профиль является наиболее типичным и простым с точки зрения реализации для условий Западной Сибири.

Проектируемый пятиинтервальный профиль скважины с горизонтальным участком и его схема конструкции представлены на рисунках Г.1.и Г.2 и приведен в таблице Г.1 приложения Г.

2.2 Обоснование конструкции скважины.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Согласно рекомендациям для вскрытия Палеозойских отложений выбираем для использования забой закрытого [2]. Для применения на данной скважине доступно подвесное устройство ПХГМЦ.127/178 с гидромеханическим разъединителем, которая представлена на рисунке 1. Данная подвеска предназначена для проведения спуска, подвески и герметизации хвостовика в скважине с цементированием, подверженного действию высоких давлений, проведения технологических операций, связанных с цементированием и последовательным приведением в действие узлов якоря, пакера и разъединения транспортировочной колонны от хвостовика. Также возможно применение надставки для проведения операции ГРП или многостадийного ГРП.

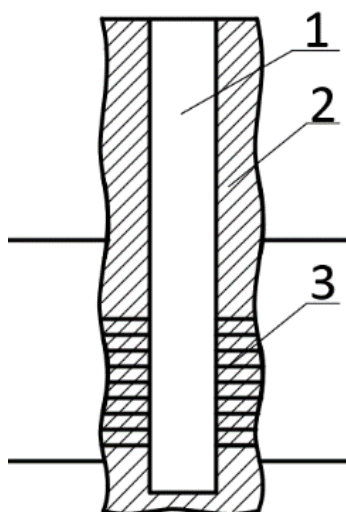


Рисунок 1 – Конструкция закрытого забоя:

1 - Обсадная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – перфорированное отверстие.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Градиент давлений изменение давления, отнесенное к единице глубины.

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по совмещенному графику давлений решается вопрос о необходимости спуска промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска. На рисунке 2 представлен совмещенный график давлений, построенный по геологическим данным данного месторождения.

Анализ совмещенного графика давлений позволяет заключить, что интервалы, несовместимые по условиям бурения в разрезе отсутствуют. Необходимое условие $P_{пл} < P_{бр} < P_{гр}$ выполняется. Значения минимального градиента давления столба бурового раствора для каждого интервала с разными значениями градиента пластового давления рассчитываются по формуле 1:

$$\text{Grad } P_{бр} = (1+k) \cdot \text{grad } P_{пл}, \quad (1)$$

k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым.

Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), но не более 1,5 МПа, на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$), но не более 2,5–3 МПа.

Спуск технической колонны не требуется.

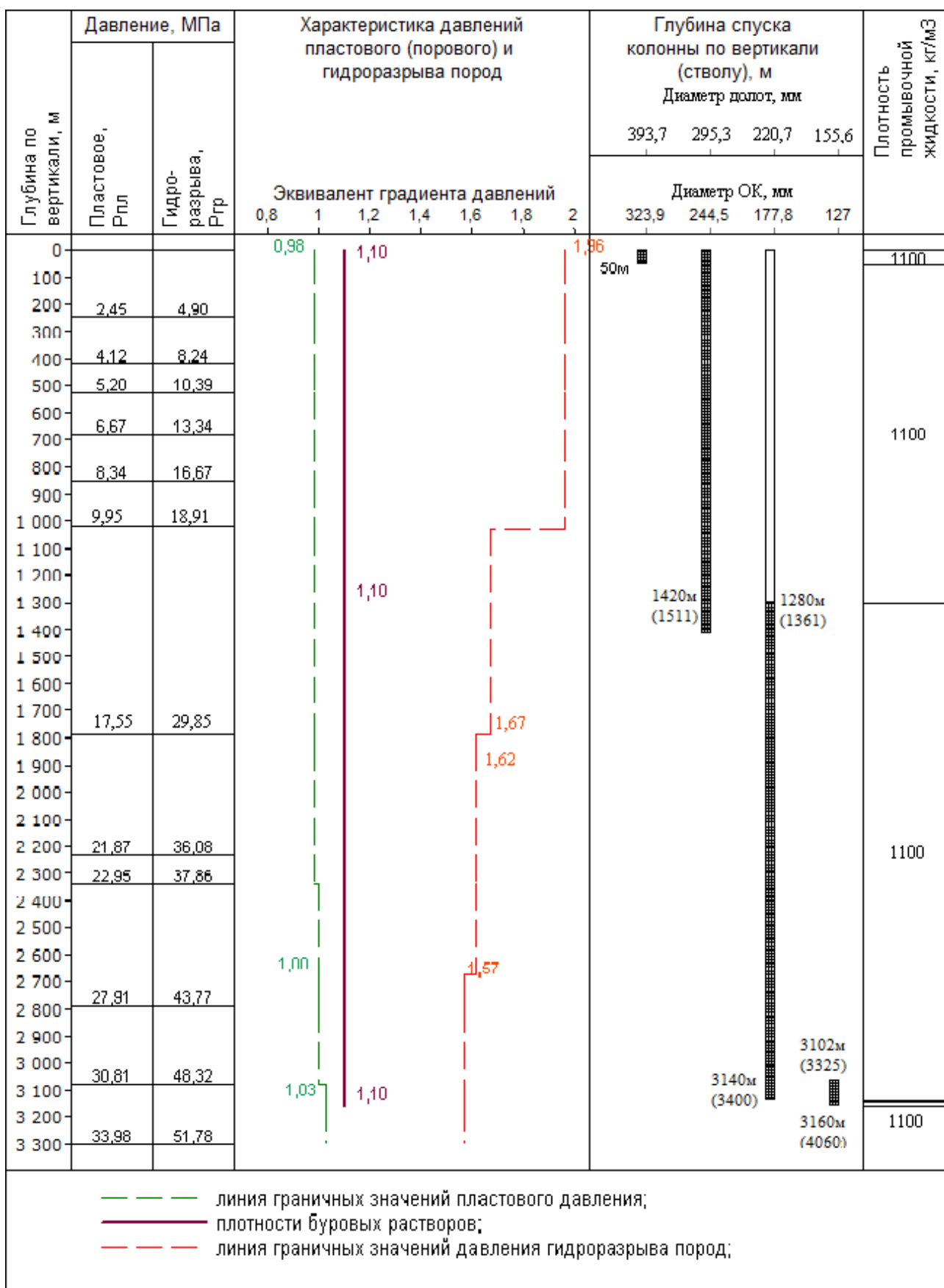


Рисунок 2 – Совмещенный график давлений.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Традиционно рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. С учетом опыта строительства скважин на данном месторождении примем глубину спуска направления 50 м.

Для нефтяной скважины минимальная глубина спуска кондуктора находится исходя из условия недопущения гидроразрыва горных пород под его башмаком при закрытии устья скважины в случае флюидопроявления определяется по формуле 2:

$$H_K \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot H \cdot \gamma_\phi}{gradP_{гр} - 0,01 \cdot \gamma_\phi}, \quad (2)$$

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

H – глубина скважины, м;

γ_ϕ – плотность пластового флюида, г/см³;

$gradP_{гр}$ – градиент давления гидроразрыва пород в интервале установки кондуктора, МПа/м.

В данном месторождении в разрезе скважины несколько продуктивных пластов глубина кондуктора рассчитывается с учетом каждого. Исходя из полученных значений выбирается наибольшее значение. Также следует помнить, что при расчете глубины спуска кондуктора необходимо предусматривать требуемый коэффициент запаса по давлению, равный 1,08–1,1. Коэффициент запаса рассчитывается по формуле 3.

$$n = \frac{P_{гр} \cdot 10^{-5} \cdot L_{конд.мин} - \gamma_n \cdot 9,81 \cdot L_{конд.мин}}{P_{пл} \cdot 10^{-5} - \gamma_n \cdot 9,81 \cdot L_{кр}}, \quad (3)$$

где $L_{кр}$ – глубина кровли продуктивного пласта, м; $\Gamma_{пл}$ – градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см²/м или атм/м; $\Gamma_{гр}$ – Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине кондуктора, кгс/см²/м или атм/м;

γ_n – Плотность нефти, кг/м³;

$P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм;

$L_{конд.мин}$ – Минимальная глубина спуска кондуктора, м (выбирается путем

подбора значений таким образом, чтобы требуемый запас составлял 1,08-1,1).

В разрезе данной скважины существуют 4 нефтяных пласта. Исходные данные и расчет кондуктора представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Расчет кондуктора скважины

Наименование пласта	Ю ₁ ³⁻⁴	Ю ₃	Ю ₁₅	Pz
Лкр	2725	2830	3090	3150
Гпл	0,102	0,102	0,105	0,105
Ггрп	0,17	0,17	0,17	0,17
плотность нефти	650	650	650	600
Расчетные значения				
Пластовое давление	277,95	288,66	324,45	330,75
Lкондmin	1080	1100	1300	1420
Принимаемая глубина	1420			
Запас	1,08	1,08	1,08	1,08

С целью максимального перекрытия кондуктором неустойчивого интервала разреза, а также для разобщения водонапорных горизонтов, примем глубину спуска кондуктора 1420 м.

Глубина спуска эксплуатационной колонны задана техническим заданием и составляет 3140 м. Обсадная колонна 177,8 мм до глубины 3140м, согласно техническому заданию. Хвостовик диаметром 127 мм. проходит через продуктивный пласт под зенитным углом 89 градусов.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности:

- Направление цементируется на всю длину: 0 – 50м;
- Кондуктор цементируется на всю длину: 0 – 1511м;
- Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора не менее чем на 150 м: 1361 – 3400м;
- Хвостовик цементируется с учетом перекрытия башмака эксплуатационной колонны не менее чем на 75 м: 3325 – 4060м;

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн осуществляется снизу вверх. Диаметр эксплуатационной колонны задан составляет 177,8 мм и диаметр

долота для бурения: 220,7 мм. Диаметр хвостовика согласно техническому заданию 127 мм и диаметр долота для бурения хвостовика: 155,6 мм. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 3

Таблица 3-.Результаты проектирования профиля скважины

Название колонны	Глубина спуска, м		Интервал цементирования, м		Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	По вертикали	По стволу	По вертикали	По стволу		
Направление	50	50	0 - 50	0 – 50	323,9	393,7
Кондуктор	1420	1511	0 - 1420	0 – 1511	244,5	295,3
ЭК	3140	3400	1280- 3140	1361- 3400	177,8	220,7
Хвостовик	3160	4060	3102- 3160	3325- 4060	127	155,6

Схема конструкции скважины представлена на рисунке Г.2 приложения Г.

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле (4):

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} , \quad (4)$$

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

ρ_n – плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м³;

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

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

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} = 31,08 - 600 \cdot 9,81 \cdot 3150 \cdot 10^{-6} = 12,54 \text{ МПа};$$

По таблице В.2 Приложения В «Нефтеносность скважины» давление насыщенного попутного газа $P_{нас} = 9,6$ МПа ($P_{му} > P_{нас}$) следовательно принимается $P_{му} = 12,54$ МПа. В соответствии с этим значением и параметрам растворенного газа выбирается колонная головка ОКК1-21-178х245, которая предназначена для обвязки труб с условными диаметрами 178 мм и 245 мм.

Принимается 5-я схема противовыбросового оборудования ОП5-230/80х21, ГОСТ 13862-90, с рабочим давлением 21 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 230 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм.

2.3 Проектирование процесса углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

На основании исходных данных для проводки проектируемой скважины наиболее подходящими является бурение ГЗД.

Ввиду того, что в Западной Сибири широко развито бурение гидравлическими забойными двигателями и в данной области накоплен немалый опыт, для бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик выбран гидравлический забойный двигатель.

Бурение под направление будет производиться роторным способом.

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Под направление выбирается долото III 393,7 М-ЦВ (ОАО «Волгабурмаш») Долото предназначено для бурения мягких пород.

Для бурения интервала под кондуктор используется долото компании «Буринтех» БИТ 295,3 ВТ 419 СВ. Долото предназначено для бурения в мягких и средних малоабразивных породах категории I-IV с набором угла в составе управляемых компоновок и на участках стабилизации. Оснащено стабилизационными вставками, расположенные за основным рядом вооружения, а на обратном конусе калибрующей поверхности выбуривающие резцы PDC.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну используется долото компании «Буринтех» БИТ 220,7 ВТ 613 У. Долото предназначено для бурения в средних и твердых малоабразивных породах категории II-VI с набором угла в составе управляемых компоновок и на участках стабилизации. Оснащено резцами наивысшей абразивостойкости.

Для бурения интервала под хвостовик используется долото компании «Буринтех» БИТ 155,6 ВТ 713 У. Долото предназначено для бурения в твердых породах категории VI- VIII с набором угла в составе управляемых компоновок и на участках стабилизации. Оснащено резцами наивысшей абразивостойкости.

Применяемые долота для бурения скважины представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Выборка долот для строительства проектируемой скважины

Интервал	0-50	50-1511	1511-3400	3400-4060
Шифр долота	Ш 393,7 М-ЦВ	БИТ 295,3 ВТ 419 СВ	БИТ 220,7 ВТ 613 У	БИТ 155,6 ВТ 713 У
Тип долота	Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм	393,7	295,3	220,7	155,6
Тип горных пород	М	МС	СТ	Т
Присоединительная резьба ГОСТ	НЗ-177	НЗ-152	НЗ-117	НЗ-88
Присоединительная резьба API	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg	3 1/2 Reg
Длина, м	0,4	0,39	0,37	0,26
Масса, кг	180	83	43	16,7
G, т Рекомендуемая	20-42	2-10	2-10	2-8
G, т Предельная	52	12	12	10
n, об/мин Рекомендуемая	80-175	60-400	60-400	60-200
n, об/мин Предельная	175	400	400	200
Калибратор	КС 393,7 МС М177/177	1-КА295,3 СТ М152/152	2-КС 220,7 СТ М117/117	-

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка ниже рекомендуемой, поскольку она достаточна для создания усилия разрушения горной породы, но при этом не вызовет износа опор долота. Для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну осевые нагрузки согласно методике для бурения в твердых породах осевые нагрузки должны выбираться максимально возможными, однако на интервалах бурения кондуктора, эксплуатационной колонны и наличия интервалов набора угла (0-21°, 21-89°) и наклонного участка стабилизации, располагающиеся на участках подверженных кавернообразованию, осевая нагрузка выбрана минимальной. Кавернообразование негативно влияет на очистку забоя от выбуренной породы, так как уменьшается скорость восходящего потока и его подъемная сила, возрастает аварийность с бурильными трубами, особенно при роторном бурении. Из-за опасности поломки бурильных труб приходится уменьшать нагрузку на долото. Для бурения интервала под хвостовик из-за отсутствия интервалов кавернообразования и интервалов набора угла, была выбрана максимальная

осевая нагрузка.

Данные по проектированию осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-1511	1511-3400	3400-4060
α	1			
$P_{ш}$, кН/см ²	9,66	11,98	30,88	83,36
D_d , см	39,37	29,53	22,07	15,56
η	1			
δ , см	0,15	-	-	-
q , кН/мм	0,15	0,2	0,3	0,3
$G_{пред}$, кН	509,95	117,68	117,68	98,07
G_1 , кН	30	25	43	117
G_2 , кН	39	59	65	43
G_3 , кН	408	94	94	78
$G_{проект}$, кН	40	60	65	80

2.3.4 Расчет частоты вращения долот

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения (0-50 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что для бурения мягких четвертичных отложений со значительной периферийной зоной долота достигается достаточная эффективность разрушения горных пород при выбранной частоте вращения. Касательно интервалов бурения под кондуктор(50-1511м), эксплуатационную колонну(1511-3400м) и хвостовик(3400-4060м) меньшие значения частоты вращения выбраны из-за наличия твердых и среднетвердых абразивных пород в данных интервалах.

Результаты расчета частоты вращения долота по интервалам горных пород представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Проектирование частоты вращения долот по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-1511	1511-3400	3400-4060
----------	------	---------	-----------	-----------

Исходные данные					
Dд	м	0,3937	0, 2953	0,2207	0,1556
	мм	393,7	295,3	220,7	155,6
τ, мс		5	-	-	-
z		24	-	-	-
α		0,8	-	-	-
Результаты проектирования					
n1, об/мин		146	115	90	150
n2, об/мин		325	-	-	-
n3, об/мин		660	-	-	-
nпроект, об/мин		150	115	90	150

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения под кондуктор (50-1511 м) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240М, отвечающий требованиям по совместимости с долотом и способный обеспечить необходимый набор угла. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУЗ-172 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить наклонно-направленные и прямолинейные интервалы, а также способен обеспечивать высокий рабочий момент на долоте при бурении средних по твердости горных пород. Для интервала бурения под хвостовик выбирается винтовой забойный двигатель ДРУЗ-127. Его применение позволит осуществить набор зенитного угла до 90 градусов и провести ствол скважины в продуктивном пласте толщиной 10 м [4].

Результаты проектирования параметров забойного двигателя представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-1511	1511-3400	3400-4060
Исходные данные					
D _д	м	-	0,2953	0,2207	0,1557
	мм		295,3	220,7	155,7
G _{ос} , кН			60	65	80
Q, Н*м/кН				1,5	1,5
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм		-	240	195	127
M _р , Н*м			2363.8	1929.3	1691.6
M _о , Н*м			147.7	110.4	77.8
M _{уд} , Н*м/кН			37	28	20.2

Техническая характеристика запроектированных забойных двигателей представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240М	50-1511	240	7,04	1851	30-50	30-170	16,0	272
ДРУЗ-178	1511-3400	195	8,3	1518	25-35	96-144	12,0	210
ДРУЗ-127	3400-4060	127	7,8	503	10-20	70-230	5,5	110

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Результаты проектирования бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну в основном стволе представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТС-133x57 М	133	8	704
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК-102x10 Л	102	3360	62328
ТБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ-105	105	18	1116

Для интервала под направление проектируется такая компоновка, обеспечивающая требуемую осевую нагрузку без разгрузки веса на забой труб бурильной колонны.

Для интервала под кондуктор планируется использовать ДРУ-240М.7/8 (двигатель с регулируемым углом, с переливной клапан в корпусе двигателя) и телесистемой APS SureShot, в теле немагнитной трубы НУБТ-120-51 ввиду наличия искусственного искривления(набора угла) для контроля параметров бурения. Наличие обратного клапана предотвращает зашламования промывочных каналов ТМС APS SureShot. Переливной клапан нужен для заполнения и опорожнения бурильной колонны при спуско-подъемных операциях, для уменьшения гидродинамических воздействий на ствол скважины и предотвращения холостого вращения ВЗД. Требуемая осевая нагрузка создается УБТС-133x57 М.

Для интервала под эксплуатационную колонну планируется использовать ДРУЗ-172.7/8 (двигатель с регулируемым углом, переливной клапан в самом корпусе двигателя) и телесистемой APS SureShot, в теле немагнитной трубы НУБТ-120-51 ввиду наличия участков набора угла. Наличие обратного клапана предотвращает зашламования промывочных каналов ТМС APS SureShot. Требуемая осевая нагрузка создается бурильными толстостенными трубами

ТБТ-105. Данные трубы имеют двойное назначение: помимо осевой нагрузки они придают жесткость колонне для применения ясса, в случае необходимости. Включение УБТ в КНБК не рационально, так как осевая нагрузка, создаваемая весом ТБТ, достаточна. Проектируется установка ТБТ выше долота на 106м, так как при увеличении зенитного угла, осевая нагрузка на долото, создаваемая весом ТБТ, уменьшается. Так же ввиду уменьшения осевой нагрузки, создаваемой ТБТ, снижается эффективность применения ясса.

Для интервала под хвостовик так же планируется использовать двигатель с регулируемым углом, телеметрическую систему APS SureShot в теле немагнитной трубы НУБТ-120-51. Наличие обратного клапана КОБ-127 предотвращает зашламования промывочных каналов ТМС APS SureShot. Требуемая осевая нагрузка создается бурильными толстостенными трубами ТБТ-89 и утяжеленными бурильными трубами УБТС-120х64 М. Помимо осевой нагрузки трубы ТБТ-89 придают жесткость колонне для использования ясса. Проектируется установка ТБТ, ясса ЯГБ-114 и УБТС-120х64 М выше долота на 755м, так как при увеличении зенитного угла, осевая нагрузка на долото, создаваемая весом ТБТ и УБТ, уменьшается.

Результаты расчета на прочность бурильной колонны под эксплуатационную колонну, запроектированные КНБК по интервалам бурения представлены в таблицах Д.1 и Д.2 приложения Д [5].

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны нижеописанные типы буровых растворов: под направление – глинистый; под кондуктор – полимерглинистый; под эксплуатационную колонну – полимерглинистый; под хвостовик и вскрытие продуктивного пласта – биополимерный [6]. Результаты расчета системы бурового раствора приведены в таблице Д.3 приложения Д. В таблице 10 представлен компонентный состав бурового раствора под каждый интервал.

Таблица 10 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
От (верх)	До (низ)	
0	50	Глинистый Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, Na ₂ CO ₃
50	1511	Полимерглинистый Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, ПАА, Na ₂ CO ₃ , ПАЦ ВВ, ПАЦ НВ, смазка
1511	3400	Полимерглинистый Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, ПАА, Na ₂ CO ₃ , ПАЦ ВВ, ПАЦ НВ, смазка
3400	4060	Биополимерный Техническая вода, NaOH, KCl, CaCO ₃ , биоцид, Na ₂ CO ₃ , ксантановая камедь, крахмал, пеногаситель, смазка

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, скомпонованная преимущественно из импортного оборудования, способного обеспечить наилучшую очистку раствора от шлама. Схема очистки бурового раствора приведена на рисунке 3.

Данные по проектированию расходов бурового раствора по интервалам представлены в таблице 11. Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 12. Результаты расчеты потребного количества реагентов приведены в таблице 13.

Таблица 11– Проектирование расходов бурового раствора

Интервал	0-50	50-1511	1511-3400	3400-4060
Исходные данные				
D_d , м	0.3937	0.2953	0.2207	0.1556
K	0.5	0.3	0.3	0.3
K_k	2.02	1.23	1.16	1.125
$V_{кр}$, м/с	0.14	0.12	0.11	0.11
V_m , м/с	0.0083	0.0069	0.0042	0.0042
$d_{бт}$, м	0.102	0.102	0.102	0.102
$d_{мах}$, м	0.102	0.102	0.105	0.102
$d_{нмах}$, м	0.01	0.013	0.009	0.007
n	6	6	5	6
$V_{кпмин}$, м/с	0.5			
$V_{кпмах}$, м/с	1.3	1.3	1.2	1.2
$\rho_{см-р}$, г/см ³	0.02			
ρ_p , г/см ³	1.1	1.1	1.1	1.1
ρ_n , г/см ³	2.1	2.19	2.3	2.47
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	60.8	20.5	11.5	5.7
Q_2 , л/с	83.8	34.9	13.6	6.9
Q_3 , л/с	308.9	98.8	42.8	15.9
Q_4 , л/с	118.8	38.0	18.1	6.6
Q_5 , л/с	35.3	45.9	26.5	24.7
Q_6 , л/с	-	30-50	25-35	10-20
Дополнительные проверочные расчеты				
M , Н*м	-	2012	3069	1227
$M_{табл}$, Н*м	-	14500	10500	4650
Q_n , м ³ /с	-	0,032	0,028	0,028
$Q_{пров1}$, м ³ /с	-	0,016	0,016	0,007
$Q_{пров2}$, м ³ /с	-	0,057	0,025	0,025
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ , м ³ /с	0,085-0,140	0,045-0,050	0,025-0,035	0,010-0,015
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Q , м ³ /с	0,080	0,040	0,028	0,015

Таблица 12 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

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	50	0,1	0,5	50	9,81	1121	2337	1,5	0,015	
50	1511	0,1	1,42	1420		1113	2429	1,5	0,008	
1511	3400	0,1	31,78	3140		1096	2458	1,5	0,003	
3400	4060	0,05	31,78	3160		1096	2507	1,5	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения(по стволу),м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*
от	до									
0	50	1,12	45-55	35-45	23,5	8,4	8-9	<2	20	9
50	1511	1,113	26-35	44-50	23,4	8,4	9	<2	20	9
1511	3400	1,096	11-20	30-35	23	8,5	8-9	<1	10	7
3400	4060	1,096	14-20	37-40	23	8,5	8-9	<0,5	10	7

Для всех интервалов бурения запроектированные значения расхода бурового раствора выбираются исходя из расчётов на эффективную очистку забоя скважины, обеспечение выноса шлама на поверхность, проверку условий на размыв стенок скважины и предотвращения прихватов и устойчивости работы гидравлического забойного двигателя. Самыми критическими из всех вышеперечисленных расчётов являются значение расхода, при котором происходит размыв стенок скважины, поэтому этот расчёт выбирается как верхний предел допустимых значений, а нижний, в свою очередь, должен выбираться из условия оптимального расхода, который обеспечит лучшую очистку забоя скважины и устойчивую работу ГЗД.

Таблица 13 – Результаты расчета потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Расход реагента	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
				Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик		Итого	
		Кг/м ³	кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	0,7-1,2 0,4-0,5 0,4-0,5 2-2,1	25	36,87	1	159,23	6	154,93	6	525,8	21	876,83	34
Глинопопрошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	310 308 308	1000	2027,7	2	108981,1	109	106038,2	106	-	-	217047	217
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,2 -0,5	25	-	-	123,84	5	120,50	5	-	-	244,34	10
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	5	25	-	-	1769,17	71	1721,40	69	-	-	3490,57	140
Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5 3-5 18-24	50	-	-	1415,34	28	1377,12	28	5258,25	105	8050,71	161
Ксантановая камедь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	3,4 – 3,6	25	-	-	-	-	-	-	920,2	37	920,2	37

Продолжение таблицы 13

ПАЦ ВВ	Регулятор фльтрации	5	25	-	-	1769,17	71	1721,40	69	-	-	3490,57	140
KCL	Подавление гидратации и набухания глин	30-50	1000	-	-	-	-	-	-	8000	8	8000	8
Крахмал	Регулятор фльтрации	16-18	25	-	-	-	-	-	-	4469,5	179	4469,5	179
Ингибитор	Подавление гидратации и набухания глин	4	216	-	-	-	-	-	-	1051,65	5	1051,65	5
Карбонат кальция 5 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	10-15	25	-	-	-	-	-	-	3154,95	126	3154,95	126
Карбонат кальци 50 мкр	Кольматация каналов	236	25	-	-	-	-	-	-	62047,3	2482	62047,3	2482
Карбонат кальци 150 мкр	Регулирование плотности	10-12	25	-	-	-	-	-	-	2892,04	116	2892,04	116
Бактерицид	Защита от микробиологич. деструкции	0,4-0,5	200	-	-	-	-	-	-	131,46	1	131,46	1
Пенегаситель	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5	50	-	-	-	-	-	-	131,46	3	131,46	3
Кальцинирован. сода	Снижение жесткости раствора	50	25	16,59	1	17691,34	708	17213,99	689	13145,6	526	48066,9	1924

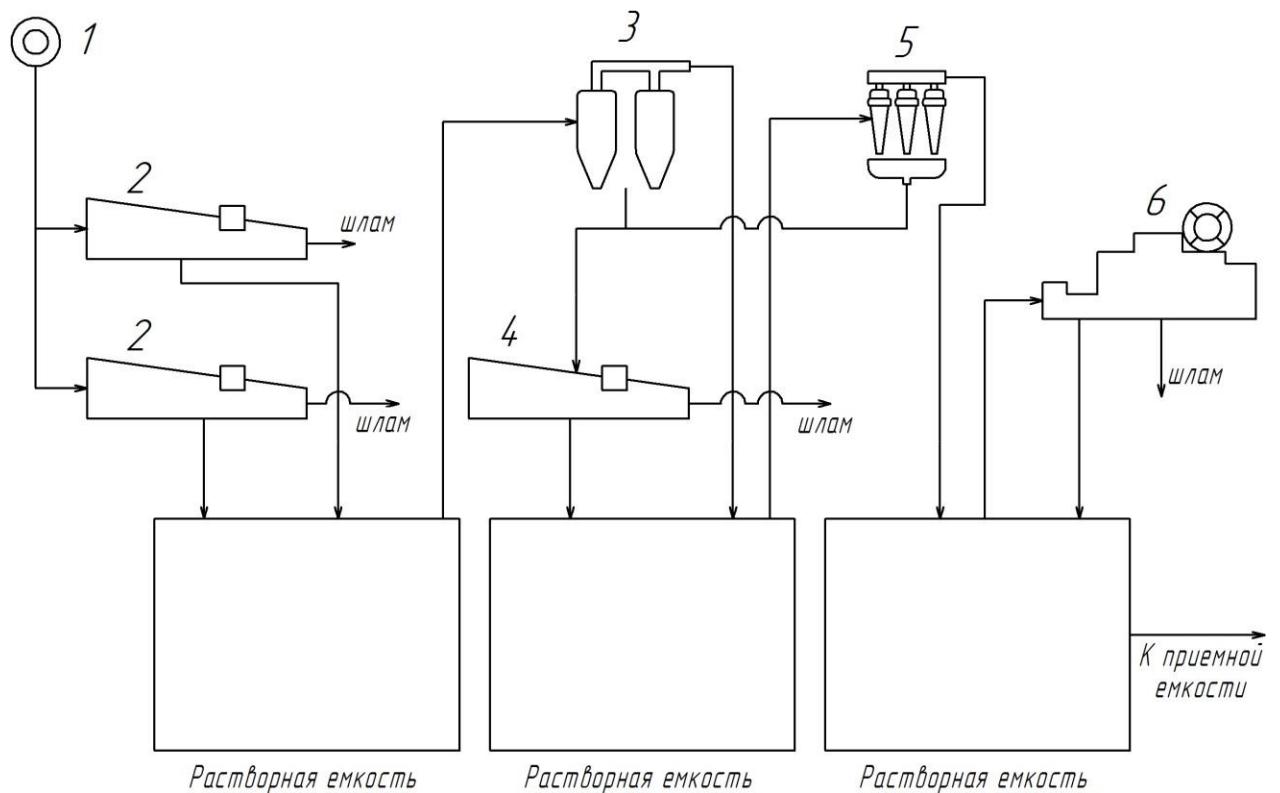


Рисунок 3 – Схема очистки бурового раствора:

1 – скважина; 2 – вибросито Derrick FLC 2000; 3-5 – ситогидроциклонный сепаратор Derrick Hyperpool Mud Cleaner (3 – пескоотделитель Derrick Desander; 4 – вибросито Derrick FLC 2000; 5 – илоотделитель Derrick Desilter); 6 – центрифуга Derrick DE-1000 LP VFD.

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Для обеспечения требуемого расхода бурового раствора проектируем трехпоршневые насосы УНБТ-950. Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета представлены в таблицах 14-16.

Таблица 14 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление 393,7 мм									
0	50	БУРЕНИЕ	0,189	0,046	ЦЕНТРАЛЬНАЯ	-	-	118.8	0
Под кондуктор 295,3 мм									
50	1511	БУРЕНИЕ	0,861	0,102	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	13	87,7	346.9
Под эксплуатационную колонну 220,7 мм									
1511	3400	БУРЕНИЕ	0,699	0,073	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	9	88,1	141.1
Под хвостовик 155,6 мм									
3400	4060	БУРЕНИЕ	0,949	0,094	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	77,6	70.1

Таблица 15 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производ насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	140	326	1	125	28	56
50	1511	БУРЕНИЕ		2	100	170	214	1	125	34.85	69.7
1511	3400	БУРЕНИЕ		1	100	140	326	1	125	38	38
3400	4060	БУРЕНИЕ		1	100	140	326	1	80	17.92	17.92

Таблица 16 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
От (верх)	До (низ)			Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				Насадках долота	Забойном двигателе			
0	50	БУРЕНИЕ	117.9	0	0	16.1	0.1	10
50	1511	БУРЕНИЕ	598.9	49.8	47.9	487.8	3.5	10
1511	3400	БУРЕНИЕ	298.6	50.4	42.8	183	13.7	8.7
3400	4060	БУРЕНИЕ	241.1	39.1	54.3	95.9	48.1	3.6

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Данным проектом отбор керна не предусматривается.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные для расчета представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр\ обь}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр\ н}$, кг/м ³	1900
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	769	глубина скважины, м	3140
высота столба буферной жидкости h_1 , м	1280	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	520
высота цементного стакана $h_{ст}$, м (длина по стволу, м)	10 (26)	динамический уровень скважины h_d , м	2093,3

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Результаты расчета наружных избыточных давлений для двух случаев представлены в таблице 18. Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 4. В этом случае учитывалось условие выхода буферной жидкости на поверхность.

Таблица 18 – Результаты расчета наружного избыточного давления

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	1280	2107	2640	3140
Наружное избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении, МПа	0	1,28	7,98	12,57	12,57
Наружное избыточное давление в конце эксплуатации нефтяной скважины, МПа	0	14,08	23,38	26,18	30,47

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением и внутренним, действующим внутри обсадной колонны рассчитывается по формуле 5. Эпюры наружных избыточных давлений представлены на рисунке 5.

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (5)$$

где P_n – наружное давление;

P_e – внутреннее давление.

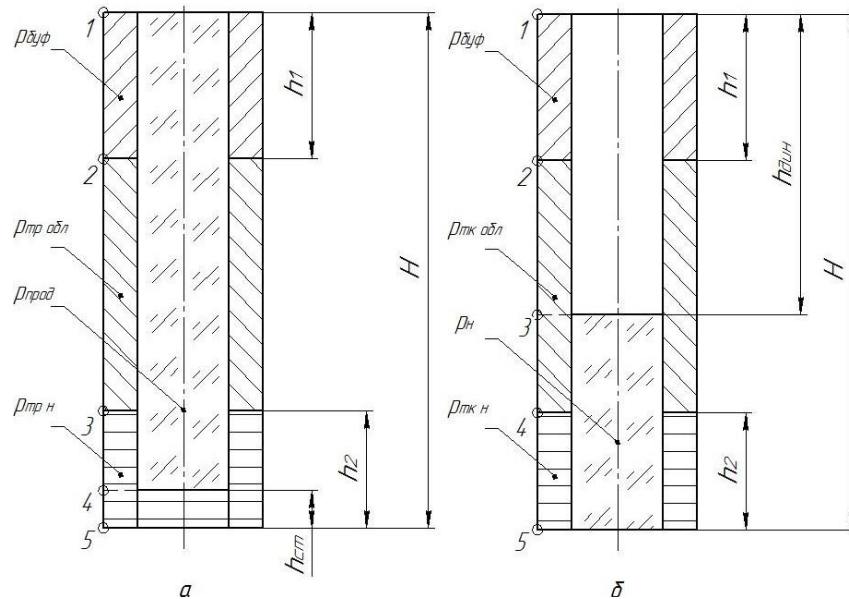


Рисунок 4 – Схемы расположения жидкостей в скважине:

а) в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении; б) в конце эксплуатации нефтяной скважины.

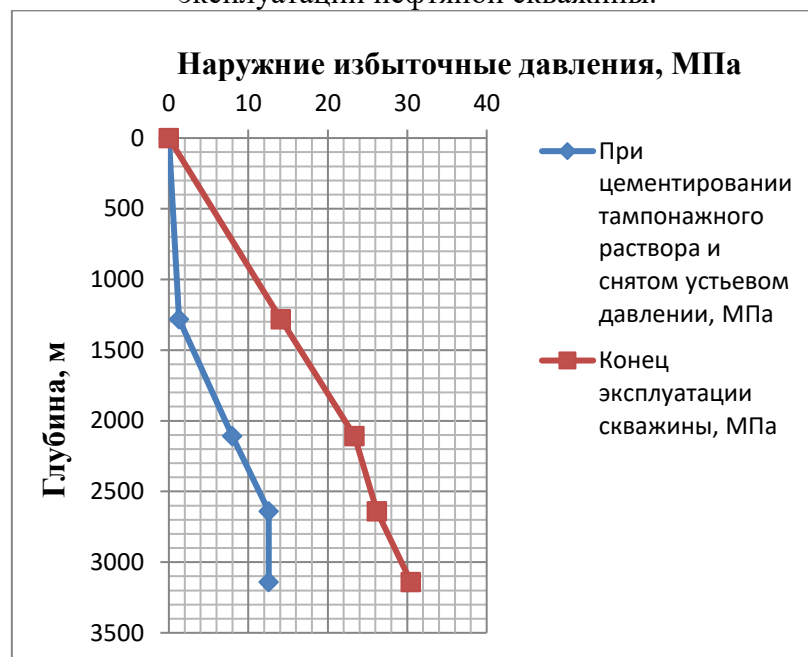


Рисунок 5 – Эпюры наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая.

При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 6. Эпюры внутренних избыточных давлений представлены на рисунке 7.

При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

Результаты расчета внутренних избыточных давлений для двух случаев представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	1280	2640	3140
Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа	22,65	21,37	14,57	9,98
Внутреннее избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа	9,5	9,163	6,52	4,31

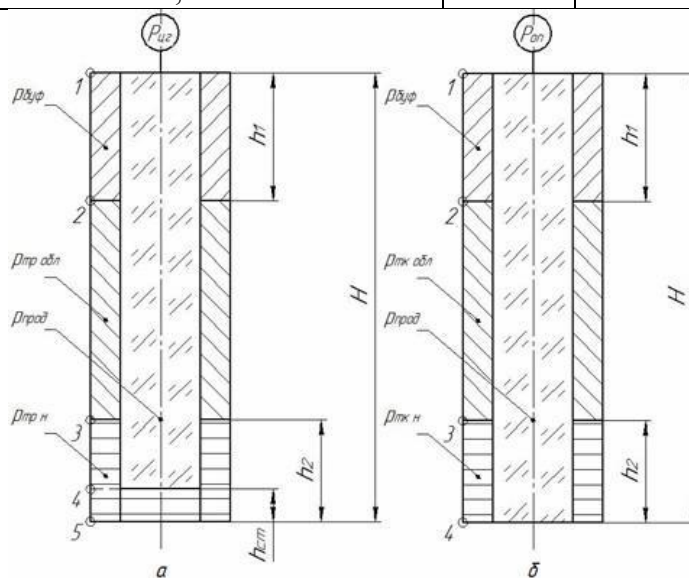


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в скважине: а) в конце продавки тампонажного раствора; б) при опрессовке обсадной колонны.

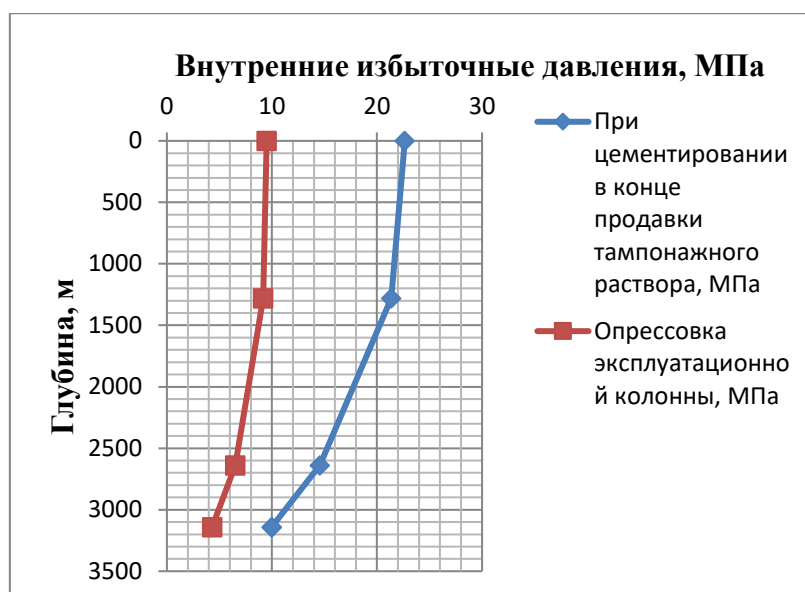


Рисунок 7 – Эпюры внутренних избыточных давлений.

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН			Интервал установки (по стволу), м
				1 м трубы	секции	суммарный	
5	Д	11,5	296	0,473	140,0	1281,1	0-296
4		8,1	2104	0,341	717,5	1141,1	296-2400
3		9,2	230	0,385	88,6	423,6	2400-2630
2		10,4	677	0,430	291,1	335,1	2630-3307
1		11,5	93	0,473	44,0	44,0	3307-3400

2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 6:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (6)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр} = 49,05$ МПа – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва.

Посчитав получаем, что $44,29\text{МПа} \leq 46,6\text{МПа}$ - условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТ–II–100 с водоцементным отношением $m_n = 0,5$.

Для приготовления облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ–III–Об(4-6)–100 с водоцементным отношением $m_{обл} = 1$.

Результаты расчета объемов тампонажных растворов и количества компонентов, формирующих их, приведены в таблице 21.

2.4.2.3 Обоснование и расчёт объема буферной и продавочной жидкостей

Согласно РД 39-00147001-767-2000 для применения на данной скважине в качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водный раствор с добавлением буферного порошка модифицированного МБП-СМ и МБП-ПВ плотностью 1100 кг/м³. Данный раствор используется в скважинах с температурами до 100 °С. В качестве продавочной жидкости будем использовать техническую воду плотностью 1000 кг/м³.

В таблице 21 представлена информация об объемах продавочной и буферной жидкостей.

Таблица 21 - Количество составных компонентов тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса, т
Продавочная жидкость	75.37	1000	75.37	Техническая вода	75.37
Буферная жидкость №1	5,08	1100	~5	МБП-СМ	0,356
Буферная жидкость №2	15,25	1100	~15.25	МБП-ПВ(+НТФ)	0,229
Тампонажный раствор нормальной плотности	17.08	1900	12.26	ПЦТ - II - 100(+НТФ)	22,29 (+0,007)
Облегченный тампонажный раствор	25.68	1500	21.83	ПЦТ - III - Об (4-6) - 100(+НТФ)	19,84 (+0,0105)

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

В соответствии с выбором цементировочной техники и проведенными расчетами ее количества разработана технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, приведенная на рисунке 8.

Давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата рассчитывается по формуле 7

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (7)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования, найденное при «Расчете обсадной колонны на прочность».

$$P_{ца} \geq 28,31$$

Ближайшее большее давление – 32 МПа при диаметре втулок 100мм.

Затем рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси по формуле (8):

$$m = G_{сух} / G_6, \quad (8)$$

- Для цемента нормальной плотности

$$m = 22,29 / 15 = 1,48$$

- Для облегченного

$$m = 19,84 / 15 = 1,32$$

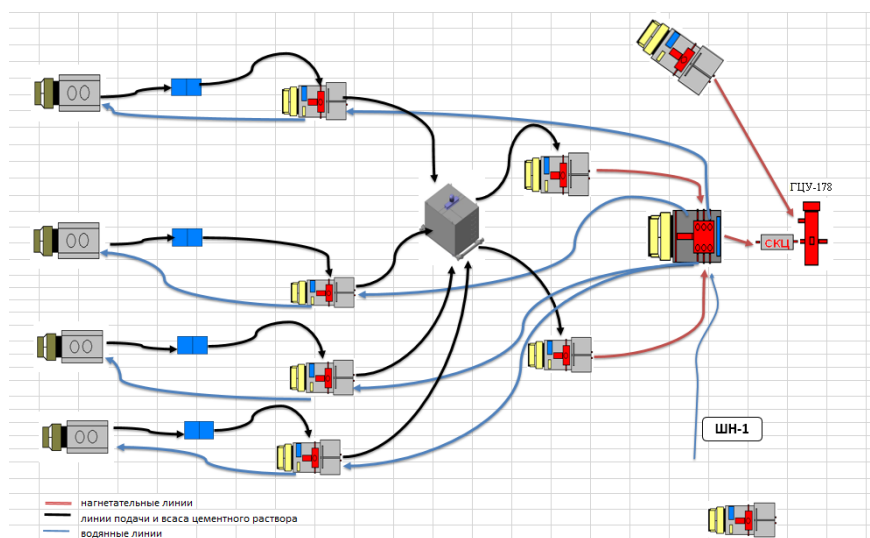


Рисунок 8 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны принимается следующая технологическая оснастка и интервалы их установки представлены в таблице 22.

Таблица 22 - Интервалы установки и количество применяемых элементов технологической оснастки обсадной колонны

Интервал	Башмак	Клапан обратный	Подвеска	Центратор	Цементировочная головка	Пробка продавочная
Направление	БКП-324 ОТТМ	ЦКОД-324 ОТТМ	-	ЦЦ-2- 324/394 (1 шт.)	ГЦУ-324-340	ПРП-Ц-324
Кондуктор	БКП-245 ОТТМ	ЦКОД-245 ОТТМ	-	ЦЦ-4- 245/295 (31 шт.)	ГЦУ-245	ПРП-Ц-245
ЭК	БКП-Вр- 178	ЦКОД-178 ОТТМ	-	ЦЦ-4- 178/220 (50 шт.)	ГЦУ-178	ПРП-Ц-178
Хвостовик	БКП-Вр- 127	ЦКОД-127 ОТТМ	ПХГМЦ. 127/178	ЦТЖС- 127/155 (20 шт.)	ГЦУ-127	ПРП-Ц-127

2.4.4 Проектирование процессов освоения скважин

Согласно выданному заданию для освоения скважины планируется провести многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) с помощью комплекта скважинного оборудования, который включает в себя пакера, якоря, ГРП порты, клапаны, башмаки и переводники. Подвеска ПХГМЦ.127/178 позволяет проведение ГРП.

Количество применяемого оборудования зависит от количества запроектированных стадий ГРП, производимых в интервалах установки ГРП-портов. Применяемые элементы и их назначение приведены в таблице 23 и показаны на рисунке 9.

Таблица 23 – Элементы скважинного оборудования МГРП

Наименование	Назначение
Пакер ПГМЦ2.127/178-99	Предназначен для проведения манжетного цементирования и надежного разобщения зон хвостовиков условным диаметром 127 мм.
Якорь ГРП-И.127/178	Предназначен для удержания колонны от выталкивания хвостовика под действием высокого давления ГРП
ГРП-порт ФПЗ-127	Предназначен для обеспечения доступа жидкости гидроразрыва пласта и геля с пропантом в соответствующую зону изоляции открытого ствола
Башмак	Предназначен для оборудования низа обсадной колонны с целью ее направления постволу скважины и защиты от повреждения в процессе спуска при строительстве нефтяных и газовых скважин в осложненных геолого-технических условиях, а так же обеспечения равномерной циркуляции бурового раствора при промывке скважины.

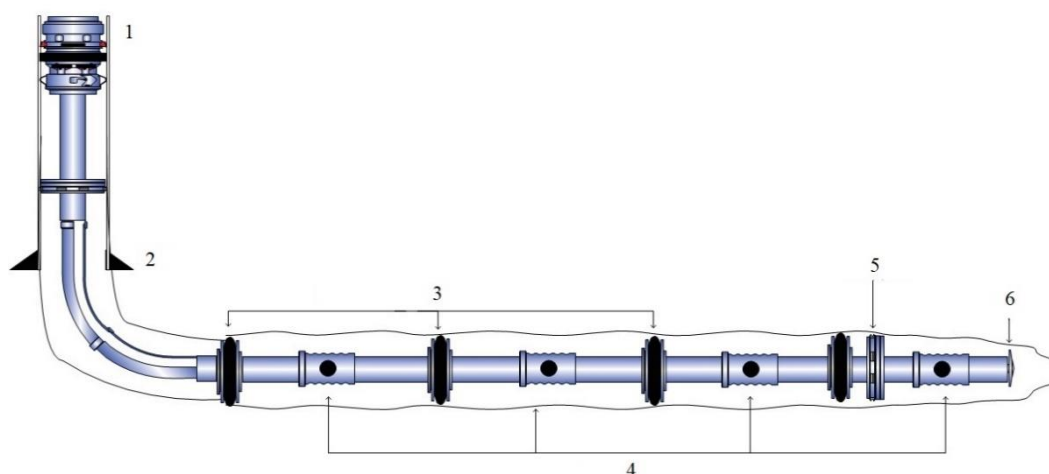


Рисунок 9 – Схема компоновки для проведения МГРП:
1. Подвеска хвостовика; 2. Башмак ЭК; 3. Гидромеханический пакер; 4. Порты ГРП; 5. Гидравлический пакер; 6. Башмак+ обратный клапан

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных труб, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000 ЭУК-1М.

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	83	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,1
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	130,6	$[G_{кр}] / Q_{об}$	1,32
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	169,8	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,02
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	173,4		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебедочного блока, т ($Q_{вלב}$)	260	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ($k_{по} > 1,25$)	8,82
Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	83		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	130,6		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K_n)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, m^2 ($F_{бо}$)	36		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
1	39	208.95	
2	56	300.03	
3	39	208.95	
4	26	139.3	

2.6 Исследование влияния неорганических дефлокулянтов на реологические и фильтрационные свойства буровых растворов на водной основе

2.6.1 Актуальность исследования

Специально добавляемые в буровой раствор глинистые активные частицы, а также выбуренный шлам постоянно подвергаются диспергации, т.е. разделению на более мелкие частицы с течением времени. Это является причиной увеличения удельной поверхности системы, вступающей во взаимодействие как с водой, так и с другими частицами. Из-за этого электрические взаимодействия между частицами глины возрастают. В результате возрастают реологические параметры бурового раствора, приводящие к увеличению сдвигающих нагрузок промывочной жидкости и как следствие возможному гидравлическому разрыву пласта. Один из путей борьбы с этим негативным фактором является добавление специальных добавок – дефлокулянтов. Дефлокулянты являются высоко анионными соединениями и адсорбируются на частицах активной твердой фазы в буровых растворах. Адсорбированный реагент нейтрализует положительные заряды на агрегированных частицах, что приводит к их взаимному отталкиванию и дефлокуляции.[7] Нередко выходит так, что на практике нецелесообразно указывать конкретную забойную температуру, при которой тот или иной дефлокулянт – разжижитель становится неэффективными [9], так как температура [8] эта зависит не только от конкретной модификации и производителя реагента, но и от таких факторов, как тип бурового раствора, плотность бурового раствора, концентрация твердой фазы низкой плотности, тип твердой фазы, а также выбуренная порода и возможные примеси. В связи с этим становится актуальным подбор специфического дефлокулянта под конкретную систему бурового раствора.

2.6.2 Методика исследования

Целью данной работы было проанализировать влияние дефлокулянтов на различные системы. В качестве исследуемых систем выступили глинистая суспензия, полимер-глинистая система и биополимерная система для первичного вскрытия пласта. Исследуемые неорганические дефлокулянты: НТФ – Нитрилотриметилфосфоная кислота. (ООО ГК «Миррико»), SAPP – Кислый пирофосфат натрия (Союзоптхим). Определенное количество дефлокулянта – 0,1% вводилось в исходные растворы. Эффективность дефлокулянтов оценивалась при низких и высоких температурах. Эффект забойных температурных условий создавался путем термического старения образцов бурового раствора при температуре 90 °С в течение 24 часов.

Для перемешивания вводимого реагента использовалась верхнеприводная мешалка ES-8300D с ромбовидными лопастями и максимальной частотой вращения 3000 об/мин.

Для измерения реологических параметров модельных буровых растворов использовался 8-скоростной ротационный вискозиметр OFITE 800. Для определения показателя фильтрации использовался 1-секционный фильтр-пресс OFITE. Для определения термостабильности использовалась ячейка старения OFITE 175-30. Последовательность проведения испытаний изложена в приложении Е.

2.6.3 Результаты исследования

Как при высоких, так и при низких температурах все реологические свойства, за исключением ПВ, после модификации глинистой суспензии дефлокулянтами снизились (таблица 25). Аналогичные результаты получились и при модификации полимер-глинистой системы (таблица 25). При добавлении дефлокулянтов не происходит снижения пластической вязкости, так как данные реагенты вступают в химическое взаимодействие с бентонитом и полимерами, находящимися в буровом растворе. Рост пластической вязкости, в свою очередь, наблюдается в основном при увеличении концентрации инертной твердой фазы

в растворе, либо при её измельчении, чего в данном случае не происходит. Что касается биополимерной системы, то при добавлении дефлокулянтов не происходит значительного снижения реологических параметров (табл.). Данный результат может быть объяснен тем, что дефлокулянты преимущественно взаимодействуют с бентонитом, адсорбируясь на его торцевых положительно заряженных поверхностях, но не с ксантановой смолой, являющейся основным структурообразователем биополимерной системы и имеющей анионный характер.

Другим важным моментом является влияние термического старения. Термическое старение сгущает образцы бурового раствора и создает более высокое статическое напряжение сдвига. Повышение температуры способствует расслаиванию частиц бентонита, увеличивается площадь удельной поверхности и, следовательно, растет сопротивляемость потоку. Следует иметь в виду, что расслоение частиц представляет собой процесс, в котором размер частиц уменьшается, а удельная площадь поверхности увеличивается, соответственно при термическом воздействии возрастает в том числе и пластическая вязкость.

Количественно потери фильтрата измеряли с использованием фильтровального пресса под давлением 0,68948 МПа в соответствии со стандартной методикой API для полевых испытаний буровых растворов [10] как при комнатной температуре, так и после термообработки под действием 90 °С на протяжении 24 часов.

Реологические и фильтрационные свойства исследуемых растворов приведены в таблице 25.

Таблица 25 - Реологические и фильтрационные свойства исследуемых растворов

Тип бурового раствора	КВ, сП	ПВ, сП	ДНС, фунт/100 фут ²	СНС ₁₀ , фунт/100 фут ²	СНС ₆₀₀ , фунт/100 фут ²	Фильтрация, мл
Глинистый	23	7	31	12	15	14
Глинистый (термообработка 90° сутки)	25	16	18	17	20	16
НТФ 0,1%	10	9	2	1	3	11
НТФ (термообработка 90° сутки)	9	8	3	1	3	10,8
SAPP 0,1%	8	8	1	1	2	9,2
SAPP (термообработка 90° сутки)	17	13	8	1,5	10	12,5
Полимер-глинистый	31	17	29	13	26	9
Полимер-глинистый (термообработка 90° сутки)	32	21	23	7	14	12
НТФ 0,1%	18	14	8	3	4	9,5
НТФ (термообработка 90° сутки)	12	6,5	2	1	2	10
SAPP 0,1%	21	16	11	3	4	8,5
SAPP (термообработка 90° сутки)	15	13	5	3	4	10
Биополимерный	34	23	22	6	7	8
Биополимерный (термообработка 90° сутки)	26	18	17	7	10	10
НТФ 0,1%	32	23	19	5	10	8
НТФ (термообработка 90° сутки)	11	6	10	3	3	Неконтролируемая
SAPP 0,1%	34	23	22	6	11	8
SAPP (термообработка 90° сутки)	13	8	11	5	4	Неконтролируемая

Значение фильтрации для исходных глинистого, полимер-глинистого и биополимерного растворов составило 14, 9 и 8 миллилитров соответственно. Однако после воздействия повышенной температуры на системы растворов, наблюдалось увеличение фильтрации (16, 12 и 10 мл). Это связано с флокуляцией частиц бентонита, а также частичной потерей стабильности ксантановой смолы в случае биополимерного раствора. Как после термообработки, так и при комнатных температурах, добавление дефлокулянтов уменьшало потери фильтрата в глинистой суспензии. Это было предсказуемо, поскольку дефлокулянты по своей сути нацелены на разрушение

флокулированной структуры и, следовательно, образуют большую площадь поверхности по сравнению с исходным раствором, что приводит к увеличению адсорбции воды. В полимер-глинистом растворе снижения фильтрации не произошло, так как в систему уже изначально были добавлены реагенты для контроля водоотдачи ПАЦ НВ и ПАЦ ВВ. В биополимерной системе добавление дефлокулянтов на фильтрацию также не повлияло. Это вновь отсылает нас к факту о том, что действие дефлокулянтов основано в первую очередь на взаимодействии с глиной, входящей в раствор. С органическим полимером такого взаимодействия не происходит. Отдельно следует отметить факт несовместимости биополимерной системы с исследуемыми реагентами НТФ и SAPP. Фильтрация при добавлении данных присадок становится неконтролируемой. Данный результат подтверждает тезис о том, что один и тот же дефлокулянт в разных буровых системах будет иметь различную термостабильность.

Анализ полученных данных позволил сделать серию выводов:

- Неорганические дефлокулянты SAPP и НТФ значительно снизили значения реологических параметров в глинистой суспензии и полимер-глинистом буровом растворе. В биополимерной системе снижения не произошло, так как дефлокулянты не взаимодействуют с кстантановой смолой.
- Термостарение сгущает образцы бурового раствора, в результате чего увеличивается статическое напряжение сдвига. В глинистой суспензии и полимер-глинистой системе также происходит рост пластической вязкости.
- Исследуемые дефлокулянты уменьшили потери фильтрата как в исходной, так и в термообработанной глинистой суспензии. В полимер-глинистой системе значение фильтрации изначально было достаточно низким из-за добавления полимеров. В биополимерной системе не рекомендуется применение неорганических дефлокулянтов SAPP и НТФ, так как они теряют термостабильность, и фильтрация становится неконтролируемой.

2.6.4 Заключение

Данные исследования обозначили общие концепции использования неорганических дефлокулянтов. Во-первых, требуемый эффект достигается в глинодержащих растворах ввиду того, что исследуемые дефлокулянты изначально ориентированы на взаимодействие с глинистыми частицами, использование в биополимерных системах нерационально. Во-вторых, наблюдается уменьшение фильтрации бурового раствора с одновременным уменьшением вязкости по сравнению с исходной глинодержащей суспензией. В-третьих, термическое воздействие несколько уменьшает задаваемые эффекты.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4В	Дашиеву Сергею Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
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
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Дашиев Сергей Викторович		

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

3.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия «Стрежевской филиал ООО “СГК-Бурение”»

Одним из главных направлений деятельности предприятия «Стрежевской филиал ООО “СГК-Бурение”» является строительство нефтяных и газовых скважин.

Филиал функционирует с июля 2001 года. В настоящее время филиал выполняет следующий комплекс работ: бурение, вышкомонтажные и пуско-наладочные работы. Специалистами компании за 16 лет работы накоплен огромный опыт строительства скважин [11].

Специалисты компании трудятся на месторождениях, разрабатываемых ООО «РН-Юганскнефтегаз», ОАО «Газпромнефть», ОАО «Томскнефть» ВНК, ОАО «Новатэк», «ООО «Норд Империл», ООО «Матюшкинская вертикаль», ОАО НК «РуссНефть», ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь», ОАО «Томскгазпром».

На сегодняшний день в компании работает порядка 1600 сотрудников, включая персонал буровых бригад. Парк буровых установок компании включает 39 кустовых БУ отечественного и иностранного производства. Проходка компании по эксплуатационному бурению за последние пять лет составляет 5 339 432 метра. Предприятие возглавляет директор филиала. В распоряжении директора находятся заместители по нескольким направлениям деятельности: первый заместитель директора (технический директор), по обеспечению производства, по экономике и финансам, по безопасности, по производству.

На рисунке Ж.1 приложения Ж представлена организационная структура предприятия «Стрежевской филиал ООО “СГК-Бурение”».

3.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственным процессам:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению скважин;
- бурение и крепление ствола скважин;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования производимых операций.

Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [12]. Первоочередно определяется продолжительность ВМР согласно «Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения» [13]. В ВМР включают сборку оснований вышечно-лебедочного блока (66,5 часа), монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока (153,1 час), сборка вышки (305,5 часов), монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений (219,8 часов), сборка оснований насосного блока (258 часов), монтаж буровой установки (79,6 часов).

Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток определяется по формуле 9:

$$\Sigma T_{\text{МОН}} = 64 + 153,1 + 305,5 + 219,8 + 258 + 79,6 = 1080 \text{ ч.} \quad (9)$$

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется

также по единым нормам и составляет 62 часа или 2,6 суток.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле (10):

$$T_{\text{сум}} = T_{\text{Б1}} * h, \quad (10)$$

где $T_{\text{Б1}}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;

h – величина нормативной пачки, метр.

Норма времени на бурение одного метра по ЕНВ определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров. Рассчитанное нормативное время на механическое бурение приведено в таблице Ж.1 приложения Ж.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых / поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам 11 и 12:

$$T_{\text{СП}} = \frac{(N_{\text{СП}} * T_{1\text{СВ}})}{60}, \quad (11)$$

$$T_{\text{ПОД}} = \frac{(N_{\text{ПОД}} * T_{1\text{СВ}})}{60}, \quad (12)$$

где $N_{\text{СП}}$, $N_{\text{ПОД}}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{\text{СП}}$, $T_{\text{ПОД}}$ – соответственно время спуска и подъёма свечей, час;

$T_{1\text{СВ}}$ – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

Ввиду того, что для бурения всех интервалов, за исключением интервала под хвостовик, количество спускаемых свечей определяется из компоновки бурильных труб интервала предыдущего рассчитываемому. Количество поднимаемых свечей соответствует количеству свечей, запроектированных в КНБК для бурения каждого интервала. Для интервала под направление количество спускаемых/поднимаемых свечей равно 2; под кондуктор – 60 свечей; под интервал эксплуатационной колонны – 134 свечей. Для интервала бурения под хвостовик используется инструмент другого типоразмера, количество свечей составляет 160. Рассчитанное время СПО приведено в таблице Ж.1 приложения Ж.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [14]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [15]. Работы по испытанию скважины на продуктивность, согласно нормативному времени, включают в себя: подготовительные работы перед испытанием объекта (34,2 часа); спуско-подъемные операции насосно-компрессорных труб на глубину продуктивного испытываемого пласта (10,8 часов); работы по вызову притока флюида (25,3 часов); работы по исследованию объектов в скважине (163,3 часа); работы по задавке скважины (2,7 часа); работы по опробованию и испытанию скважины трубным испытателем пластов (12,1 часов).

Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 248,4 часов или 10,35 суток:

$$\sum T_{\text{исп}} = 34,2 + 10,8 + 25,3 + 163,3 + 2,7 + 12,1 = 248,4 \text{ ч.}$$

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведена в таблице Ж.2 приложения Ж.

Механическая скорость бурения определяется по формуле (13):

$$V_M = \frac{H}{t_M} = 4060 / (44,83 * 24) = 3,77 \text{ м/ч,} \quad (13)$$

где H – длина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (14):

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{\text{СПО}})} = \frac{4060}{44,83 * 24 + 19,01} = 3,7 \text{ м/ч,} \quad (14)$$

где $t_{\text{СПО}}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле (15):

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{(T_k)} = 4060 * \frac{720}{1075,2} = 2718,75 \text{ м/ст. мес}, \quad (15)$$

где T_k – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле (16):

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{4060}{4} = 1015 \text{ м}, \quad (16)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- буровой мастер – 1 чел.
- помощник бурового мастера – 3 чел.
- бурильщик 6 разряда – 4 чел.
- бурильщик 5 разряда – 4 чел.
- помощник бурильщика 5 разряда – 4 чел.
- помощник бурильщика 4 разряда – 4 чел.
- электромонтёр 5 разряда – 4 чел.
- слесарь 5 разряда – 2 чел.
- лаборант – 2 чел.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения составляет 44,8 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы		
		1	2	3
1.Вышкомонтажные работы	45			
2.Бурение	44,8			
3.Испытание	10,4			

3.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), определяемых для эксплуатационных скважин документом

«СНиП IV-5-82 Сборник 49» [16], составленным в трех частях:

- Часть I – подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин;
- Часть II – строительные и монтажные работы;
- Часть III – бурение и испытание на продуктивность скважин.

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости от времени или объема.

К затратам, зависящим от времени, относятся расходы на оплату труда буровой бригады; содержание бурового оборудования и инструмента; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание забойных двигателей, бурильных труб, энергию (электрическую, двигателей внутреннего сгорания); воду техническую, промывочную жидкость и химические реагенты; специальный транспорт, а также транспорт, используемый для перевозки материалов, расходуемых в процессе эксплуатации бурового оборудования.

К затратам, зависящим от объема бурения (как правило, на 1 м проходки), относят расход долот, износ бурильных труб, спускаемый инструмент и др.

Амортизация считается, исходя из классификации основных фондов, прописанных Постановлением правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [17] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение скважины представлены в таблице Ж.3, на крепление скважины – в таблице Ж.4 приложения Ж.

Стоимость промыслово-геофизических работ определяется из средних рыночных цен на данные услуги; в частном случае из договора на оказание данных услуг субподрядной организацией.

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины, которое составляет 100,2 суток. Стоимость эксплуатации теплофикационной котельной установки составляет 305,5 руб. в сутки. За все время использования стоимость составит 30 610 руб. в ценах 1984 года или 6 250 562 руб. в текущих ценах.

Затраты, описанные в главах 7-11, рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав с определенной зависимостью.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на апрель 2018 года 204,2 [18].

Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице Ж.4 приложения Ж.

Сметная себестоимость строительства скважины (за метр проходки) определяется как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле (17):

$$C_{С}^{1м} = \frac{C_{СМ-П}}{H} = \frac{138061364-80143910}{4060} = 174116,6 \text{ руб} \quad (17)$$

Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Длина скважины, м	4060
Продолжительность бурения, сут.	44,83
Механическая скорость, м/ч	3,77
Рейсовая скорость, м/ч	2,66
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	2719,26
Проходка на долото, м	1015
Стоимость одного метра	174116,6

3.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC с матричным корпусом.

Ключевыми особенностями долот с матричным корпусом являются увеличение механической скорости проходки (МСП) за счет возможности приложения к долоту большей осевой нагрузки по сравнению с долотами со стальным корпусом, а также увеличение проходки на долото за счет большей стойкости матричного корпуса к абразивному воздействию шлама.

Рассмотрим эффект внедрения на примере интервала под эксплуатационную колонну, где увеличение проходки играют ключевую роль в выборе инструмента. Проведем сравнение запроектированного долота со стальным корпусом производства компании «Буринтех» БИТ 220,7 ВТ 613 У и предлагаемого долота с матричным корпусом производства ОАО «Волгабурмаш» FastDrillMatrix 220,7 (8 ½) FDM 613 МН М433. Результаты расчета эффективности внедрения новых долот для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице Ж1 приложения Ж.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4В	Дашиеву Сергею Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Характеристика объекта исследования и области его применения</p>	<p>Объект исследования: проект технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт Pz) на нефтяном месторождении (Томская область, Александровского района)</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве эксплуатационной скважины в следующей последовательности:</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве эксплуатационной скважины в следующей последовательности:</p>	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1 Проанализировать возможные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> -неудовлетворительные метеоусловия рабочей зоны; -повышенные уровни шума и вибрации; -недостаточное освещение рабочей зоны; -повышенные запыленность и загазованность; -необходимые средства защиты от вредных факторов. <p>1.2 Проанализировать возможные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> -движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; -поражение электрическим током; -возникновение пожаров; -необходимые средства защиты от опасных факторов.
<p>2. Экологическая безопасность</p> <p>2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду;</p> <p>2.2. Разработка решений по обеспечению экологической безопасности.</p>	<p>2. Экологическая безопасность:</p> <p>2.1. Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> -на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); -на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); -на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); <p>2.2. Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <p>3.1. Анализ возможных и часто встречающихся ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</p>	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <p>3.1. Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень</p>

<p>3.2. Анализ превентивных мер в целях предупреждения ЧС и разработка мер по ликвидации ее последствий.</p>	<p>возможных ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> – техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях); – природного характера (лесные пожары); <p>3.2. Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p>4.1. Правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <p>4.1. Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий);</p> <p>4.2. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Вселодович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Дашиев Сергей Викторович		

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

4.1 Производственная безопасность

На сегодняшний день уделяется большое внимание безопасности при строительстве нефтяных и газовых скважин. В первую очередь это объясняется тем, что данная деятельность представляет собой опасность для здоровья человека, а буровая установка является одним из наиболее опасных производственных объектов.

В процессе трудовой деятельности в своей производственной среде человек подвергается вредным и опасным факторам, которые оказывают или могут оказать негативное воздействие на здоровье человека.

Для анализа воздействия каждого из факторов при строительстве нефтяной скважины, а также с целью максимального предотвращения каждого из них, представим их источники в таблице 28.

Таблица 28 – Виды производственных работ, оказывающие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (в соотв. ГОСТ 12.0.003-74) [19]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Эксплуатация бурового оборудования; 2. Бурение ствола скважины; 3. Спуско-подъемные операции; 4. Цементирование скважин под каждую колонну; 5. Приготовление и обработка технологических жидкостей; 6. Освоение скважины и испытание пласта.	1. Неудовлетворительный микроклимат 2. Повышенная запыленность и загазованность; 3. Повышенные уровни шума и вибрации; 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 5. Повреждения в результате взаимодействия с насекомыми	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Поражение электрическим током; 3. Расположение рабочего места на значительной высоте; 4. Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.003–83 [20] ГОСТ 12.1.007–76 [21] ГОСТ 12.1.012-2004 [22] ГОСТ 12.4.125-83 [23] ГОСТ 12.2.003-91 [24] СП 52.13330.2011 [25] СНиП 2.04.05-91 [26] МР 2.2.7.2129-06 [27] ГОСТ Р 12.4.213-99[28] ГОСТ 12.1.029-80[29] ГОСТ 12.1.005-88[30] РД 10-525-03 [31] ГОСТ 12.3.003-86 [32] РД 34.21.122-87 [33] ФЗ- 123 [53]

4.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия

Неудовлетворительные метеоусловия рабочей среды. Работы, связанные со строительством скважин, часто осуществляются на открытых площадках или в неотапливаемых помещениях. Температура воздуха и скорость ветра рабочей зоны, а также фактор их совместного воздействия оказывают непосредственное влияние на самочувствие человека и его работоспособность.

При проведении работ в зимнее время может произойти обмороживание. Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, снижению общей иммунологической сопротивляемости.

Александровский район Томской области относится к «особому» климатическому региону (IA). Так как выполняемые работы на буровой в своем большинстве относятся к категориям IIб (223-290 Вт) и III (более 290 Вт) по энергозатратам организма, то согласно МР 2.2.7.2129-06 можно определить допустимую продолжительность (ч) однократного пребывания и число перерывов для обогрева в смену на открытой территории для данного климатического региона в холодное время. Режимы труда и отдыха в холодное время года представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Режимы труда и отдыха в холодное время года [27]

Температура воздуха, °С	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

К неудовлетворительным метеоусловиям может относиться работа в условиях повышенных температур. В результате последнего нарушается терморегуляция.

При температурах выше 28°С организуют рациональный режим труда путем сокращения рабочего времени. Работающие в неудовлетворительных условиях должны быть обеспечены СИЗ: головной убор, спецодежда, защитные очки, обувь – теплоизоляция и состав которых должны соответствовать ГОСТ 12.4.011-89. Средства защиты работающих.

Повышенный уровень шума. При повышенном уровне шума у работающих снижается внимание, увеличивается расход энергии при одинаковой физической нагрузке, замедляется скорость психических реакций, в конечном итоге это приводит к снижению производительности труда и качеству выполняемых работ. Длительное воздействие шума может привести к ухудшению слуха, а в отдельных случаях - к глухоте. Дополнительно, он может способствовать возникновению несчастных случаев, маскируя предупреждающие сигналы.

Источниками шума при строительстве скважины являются различные механизмы, которые работают на различных передачах, различные частоты вращения шкивов, работа дизельных генераторов и пневмосистем буровой установки. В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 "Шум. Общие требования безопасности" шумовой порог для рабочего места не должен превышать 85 дБА. [20]

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [20] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА для данного вида работ. Для уменьшения шума на объекте следует использовать средства индивидуальной защиты: наушники, вкладыши, шлемы. В качестве коллективных средств защиты стоит предусмотреть установку кожухов и глушителей, обеспечивающих звукоизоляцию и звукопоглощение.

Повышенный уровень вибрации. Воздействие вибрации отражается на нервной и опорно-двигательной системе. У работников подверженных действию вибрации отмечаются головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни [22].

Источники возникновения вибраций на буровой являются возникающие при работе машин, агрегатов и буровых насосов неуравновешенных силовых воздействий.

Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют 0,1

м/с² и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [22].

В качестве средств индивидуальной защиты от вибрации применяются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь. В местах управления различными механизмами должны быть оборудованы специальные виброгасящие коврики под ноги [35]. Предусмотрено также использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания).

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды. Во время приготовления буровых растворов, частицы сухих материалов могут проникать в органы дыхания, что может привести к отравлению организма. Аналогичное воздействие на организм человека оказывает загазованность бурового раствора. Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [23] при строительстве скважин содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 30.

Таблица 30 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне [38]

Наименование вещества	Величина ПДК _{рз} , мг/м ³	Наименование вещества	Величина ПДК _{рз} , мг/м ³
Углеводороды	100	Сероводород [44]	3
Диоксид серы	10	Диоксид серы	10
Диоксид углерода	9000	Диоксид углерода	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91 [42]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [25].

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Недостаточная освещенность рабочего места является причинами: снижения продолжительности работы, повышенного утомления, развития близорукости.

Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. Освещение на буровой бывает: естественное, искусственное и аварийное [50]. В зависимости от типа буровой установки, источниками освещения могут служить светильники

НОБ-200, 300, ВЗГ-200АМ, РН-100, 200, которые снабжены герметичными стеклами и предохранительными сетками. При большой высоте каркасов укрытий используются светильники большей мощности с ртутно-кварцевыми лампами.

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) [34] и приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Насосный блок, превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

Повреждения в результате контакта с живыми организмами. Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [35].

Наиболее распространенное природно-очаговое заболевание, характерное для района проведения работ, – клещевой энцефалит. Заболевание энцефалитом вызывает тяжелое поражение центральной нервной системы. Активность клещей приходится на конец апреля - середину июня, но их укусы могут быть опасны и в июле, и в августе.

Главным профилактическим мероприятием от заболевания являются противо-энцефалитные прививки.

Защита людей от клещевого энцефалита включает в себя:

– соблюдение правил поведения на территории, эндемичной по клещевому вирусному энцефалиту;

- ношение специальной одежды соответствующей требованиям ГОСТ Р 12.4.296-2013;
- применение специальных химических средств индивидуальной защиты от клещей.

К мерам коллективной защиты относится уничтожение клещей в природных биотопах по эпидемиологическим показаниям на участках высокого риска заражения людей клещевым энцефалитом.

4.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производств венного оборудования. В результате действия этого фактора может возникнуть механическая травма, которая представляет собой повреждение тканей, частей тела и органов в результате воздействия внешней механической силы.

Источниками механических травм при сооружении скважины являются: падения различных предметов с высоты, механические травмы от удара свечей бурильных труб время спуско-подъемных операций, удар при движении автоматического ключа бурильщика.

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНПП [16], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны ставиться на учет и испытываться согласно РД 10-525-03 [13]. Весь рабочий персонал согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. "Средства защиты работающих." обеспечивается средствами индивидуальной защиты: касками, спецодеждой, рукавицами.

Электрический ток. Прохождение электрического тока через организм может вызывать у него судороги, нарушение сердечной и дыхательной функций, а также являться причиной смерти. ГОСТ 12.1.019 "ССБТ. Электробезопасность. Общие требования" устанавливает общие требования по предотвращению опасного и вредного воздействия на персонал электрического тока. [50]

Источником возможного электропоражения на современной буровой установке являются:

- силовые и преобразовательные трансформаторы;
- распределительные устройства высокого напряжения;
- электрические машины переменного и постоянного тока;
- кабели и провода;
- электрические источники света;
- комплектные устройства управления, защиты и распределения электрической энергии низкого напряжения;
- комплектные тиристорные устройства;
- передвижные электростанции.

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж, испытание и эксплуатацию электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [36];
- защиту от прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления, зануления буровой установки (расчет заземления приведен в приложении И);
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже III.

Расположение рабочего места на высоте. Опасность данного фактора определена тем, что в процессе строительства скважин возникает необходимость осуществления спуско-подъемных операций. Их проведение требует нахождения работника на высоте выше норматива, предусмотренного в межотраслевых правилах по охране труда при работе на высоте, составляющего 2 м. Сюда относятся полаты, люлька верхового рабочего.

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [16] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного каната и предохранительного пояса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

Запрещается работа на высоте в случаях: ливня, грозы, гололедицы, сильного снегопада и при ветре 5 баллов и более на открытых местах.

Пожаровзрывоопасность. Источниками пожара на буровой установке чаще всего являются: горящие или накалинные тела[40], электрические разряды, выделяемая теплота от механических воздействий, искры от удара и трения [34].

Наибольшую опасность они приобретают при риске ГНВП. В целях предотвращения пожара на буровой установке, которые чаще всего возникают посредством ГНВП, проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии (расчет молниезащиты приведен в приложении И);
- оборудование буровой пожарными щитами, огнетушителями ОП-5, ящиками с песком согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [39].

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- установка на объекте системы оповещения (звуковой сигнализации) всего персонала, занятого на буровой.

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП [34]);
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

4.2 Экологическая безопасность

Нефтяная промышленность является одной из самых негативно влияющих на экологию отраслей, поэтому следует уделять особое внимание мероприятиям по охране окружающей среды[43].

Атмосфера. Воздействие строительства на состояние атмосферного воздуха будет незначительным, так как строительные работы носят поэтапный характер и связаны с временным локальным увеличением приземных концентраций вредных веществ в атмосфере. Селитебная зона в районе отсутствует.

Гидросфера. В процессе бурения скважин загрязнению наиболее подвержены приповерхностная зона ствола скважины и зоны подземных горизонтов. Основными источниками загрязнения являются: буровой раствор, нефтепродукты, бытовые стоки.

Наиболее распространенные причины проникновения загрязнителей в объекты геологической среды следующие:

- нарушение герметичности обсадных колонн и цементного камня в заколонном пространстве;
- поглощение бурового раствора при промывках скважины, проникновение водной фазы в проницаемые отложения;

- некачественное цементирование, недоподъем тампонажного раствора;

Для защиты гидросферы в соответствии требований ГОСТ 17.1.3.12-86 "Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше" следует проводить следующие мероприятия:

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- контроль герметичности амбара при применении технологии амбарного бурения; [41]
- предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;
- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора. [51]

Литосфера. В процессе бурения скважины возникают промышленные отходы бурового раствора, бурового шлама, а так же бытовые отходы. По отношению к почвенной микрофлоре наиболее токсичными являются нефтепродукты, гидроокись и карбонат натрия и калия, хлорсодержащие соединения.

По завершении строительства скважин необходимо провести рекультивацию нарушенных земель. Способ рекультивации определяется на основании требований ГОСТ 17.5.1.02-85 "Охрана природы Земли". Классификация нарушенных земель для рекультивации". По завершению буровых работ необходимо выполнить следующие мероприятия:

- засыпать все амбары, траншеи, разравнять обваловку и спланировать площадку;
- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- восстановление растительности на нарушенных площадях работ путем проведения биологического этапа рекультивации, включающий посев многолетних трав с внесением минеральных удобрений. [52]

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНПП [16]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды.

4.3.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНПП [34]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана герметизировать устье скважины, известить руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [45].

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [46].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [47].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

4.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [49].

- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система

стандартов безопасности труда (ССБТ)» [48].

Заключение

Данная выпускная квалификационная работа состоит из четырех частей: геологической, технологической, раздела «Социальная ответственность» и Финансовый менеджмент».

В геологической части представлены географо-экономическая характеристика района работ, условия бурения, газонефтеводоносность, возможные осложнения и исследовательские работы.

В технологической части произведены обоснование и расчет для профиля скважины, конструкции, способа бурения, породоразрушающего инструмента, гидравлической программы промывки, выбора буровой установки, элементов компоновки бурильной колонны, режимов бурения, очистного агента и применяемого оборудования, процессов заканчивания, цементирования и освоения скважины. Разработаны мероприятия по предупреждению осложнений и аварий в процессе строительства скважины.

В данной работе приведены результаты исследований влияния неорганических дефлокулянтов на реологические и фильтрационные свойства буровых растворов на водной основе.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

В разделе «Финансовый менеджмент» отражена организационная структура организации, специализирующейся на бурении, составлена нормативная карта строительства, произведен расчёт экономической эффективности мероприятий по повышению ТЭП, сметной стоимости бурения и крепления скважины.

Список использованных источников

- 1 Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра- Бизнесцентр», 2000-679 с.
- 2 М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
- 3 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.
- 4 С.Л. Юртаев, И.С. Юртаев, Ю.А. Петухов. Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения. ТюмГНУ. Тюмень, 2008. - 109 с.
- 5 В.И. Рязанов. Методические указания по проектированию и выполнению чертежа компоновки бурильной колонны. Томский политехнический университет. Томск, 2006. - 24 с.
- 6 А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
- 7 Jessen F.W., Turan F. H. Deflocculation of Fractionated Montmorillonite by Sodium Polyphosphates // Society of Petroleum Engineers Journal. – Texas, 1961 - № 1.
- 8 Chesser B., Enright D. High-Temperature Stabilization of Drilling Fluids with a Low-Molecular-Weight Copolymer // Society of Petroleum Engineers Journal. – Texas, 1980 – № 32.
- 9 Skelly, W.G. and Kjellstrand, J.A. The Thermal Degradation of Modified Lignosulfonates in Drilling Mud // Spring Meeting of the Southern Dist. – Houston, 1966.
- 10 API, R., B-1 Recommended Practice Standard Procedure for Field Testing Water based Drilling Fluid – 1997.
- 11 ООО «СГК-Бурение» [Электронный ресурс]: <http://www.sgkburenje.com/page/7> (дата обращения: 25.05.2018).
- 12 Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 26.05.2018).
- 13 Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. - 183 с.
- 14 Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс]: <http://www.opengost.ru/iso/75gostyiso/75020gostiso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html> (дата обращения: 26.05.2018).
- 15 Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 26.05.2018).
- 16 СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.
- 17 Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1”.
- 18 Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 апреля 2018 г. № КЦ/2018-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2018 года.
- 19 ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
- 20 ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 21 ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования

безопасности.

- 22 ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования
- 23 ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация
- 24 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
- 25 СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
- 26 СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование
- 27 МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха, работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
- 28 ГОСТ Р 12.4.213-99 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества
- 29 ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация
- 30 ГОСТ 12.1005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 31 РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин
- 32 ГОСТ 12.3.003-86 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные. Требования безопасности (с Изменением N 1)
- 33 РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений
- 34 Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности";
- 35 Р 3.5.2.2487-09 «Руководство по медицинской дезинсекции»;
- 36 Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ);
- 37 РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».
- 38 ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
- 39 ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме»
- 40 ГОСТ 12.1.044-84 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения»
- 41 РД 51-1-96 «Требования к сооружению амбаров»
- 42 ПП РФ от 23.02.1994 №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы»
- 43 ВРД 39-1.13-057-2002 «Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин»
- 44 РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».
- 45 РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности»
- 46 "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018); Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом
- 47 ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 "Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин"
- 48 ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)
- 49 ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»

- 50 ГОСТ 12.1.019 “ССБТ. Электробезопасность. Общие требования”
- 51 ГОСТ 17.1.3.12-86 "Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше"
- 52 ГОСТ 17.5.1.02-85 "Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации"
- 53 ФЗ “Технический регламент о требованиях пожарной безопасности” от 22.07.2008 №123-ФЗ.

Приложение В

(обязательное)

Исходная информация по нефтяному месторождению Томской области (Александровский район)

Таблица В.1 – Водоносность

Индекс стратиграфическо- о подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая прои- цаемость, м/Дарси	Химический состав воды в мг/л.						Степень минерализации М, г/л	Тип воды по Сулину:	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы				ГКН – гидрокарбонатно- натриевый	
							Cl-	SO ₄ -	HCO ₃	Na, K+	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q-P ₃	0	250	поровый	1.00	-	200	-	-	-	-	-	-	0.1- 0.3	ГКН	да
P ₃ chg	250	420	поровый	1.00	-	75	4	-	95	20	48	-	0.4	ГКН	нет
K ₂ br	850	1015	поровый	1.00	-	-	-	-	-	-	-	-	0.2- 0.5	ГКН	нет
K ₁₋₂	1030	1790	поровый	1.01	200	500	318.0	0.0	2.3	211.7	8.8	34.9	15.0	ХЛК	нет
K ₁	1820	2675	поровый	1.01	10	15	564.6	0.0	17.5	457.2	28.4	88.0	34.1	ХЛК	нет
J ₃ -J ₂	2675	3080	поровый	1.01	10	15	472.8	0.7	12.3	455.7	8.8	26.4	28.8	ХЛК	нет
J ₁₋₂ -J ₁	3080	3150	поровый	1.01	10	15	467.1	0.0	21.0	452.9	6.8	28.4	29.1	ХЛК	нет
Pz	3150	3300	трещинный	1.01	10	15	165.0	0.3	15.2	158.6	8.4	12.0	10.8	ХЛК	нет

Таблица В.2 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллек- тора	Плотность, г/см ³		Подвижность, дарси на сПз		Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, %по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	От (верх)	До (низ)		в пластовых условиях	После дегазации	в пластовых условиях	После дегазации				газовый фактор, м ³ /м ³	Содержание сероводорода, % по объему	содержание углекислого газа, процент по объему	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
J ₃ Ю ₁ ¹	2690	2705	поровый	0.700	0.831	< 0.03	< 0.03	0.63	2.1	200	73.5	отс.	1.33	0.936	0.994	9.6
J ₃ Ю ₁ ³⁻⁴	2725	2735	поровый	0.650	0.831	< 0.03	< 0.03	0.63	2.1	200	73.5	отс.	1.33	0.936	0.994	9.6
J ₂ Ю ₃	2830	2840	поровый	0.650	0.831	< 0.03	< 0.03	0.63	2.1	200	73.5	отс.	1.33	0.936	0.994	9.6
J ₁ Ю ₁₅	3090	3110	поровый	0.650	0.831	< 0.03	< 0.03	0.63	2.1	200	73.5	отс.	1.33	0.936	0.994	9.6
Pz	3150	3170	трещинный	0.600	0.84	< 0.03	< 0.03	0.63	2.1	200	73.5	отс.	1.33	0.936	0.994	9.6
Pz	3260	3280	трещинный	0.600	0.84	< 0.03	< 0.03	0.63	2.1	200	73.5	отс.	1.33	0.936	0.994	9.6

Таблица В.3 – Газоносность

Индекс стратиграфичес кого подразделения	Интервал, м		Тип коллектор а	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, % по объему		Относит ельная по воздуху плотнос ть газа	Кoeffици ент сжимаем ости	Свободный дебит, тыс. м ³ /сут	Плотность газоконденсата, г/см ³		Фазовая проница- емость, мД
	от(верх)	до(низ)			сероводор ода	Углекис лого газа				в пласто- вых условиях	На устье скважин ы	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Газоносные пласты на лицензионном участке не обнаружены												

Таблица В.4 – Зоны возможных осложнений

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы поглощения по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q-P ₂ tr	0	385	Поглощения бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K _{1.2} pk	710	1000		
K ₁ kls	1580	2220		
K ₁ tr	2220	2295		
J ₃ vs - Pz	2653	3070		
Q - K ₂	0	1030	Осыпи и обвалы стенок скважины	Несоответствие параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточное противодействие столба бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъём бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины, несоответствие режима бурения при прохождении отложений, склонных к осыпям и обвалам
K ₂ - K ₁	1010	2230		
K ₁ - J ₂	2230	3080		
J ₂ - Pz	3080	3300		
Q - K ₂	0	1030	Прихватоопасные зоны	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы; причина возникновения: от обвала неустойчивых пород
K _{1.2} - K ₁	1030	2230		
K ₁ - J ₂	2230	3080		
Q-P ₃ nk	0	135	Водопроявления	Несоблюдение параметров БР, снижение противодействия на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъёма инструмента; тип проявления: перелив воды
K _{1.2} pk	710	1000		
K ₁ kls	1580	2220		
K ₁ tr	2220	2295		
K ₁ klm	2295	2618		
J ₂₋₃ vs	2690	2700		
J ₂ tm	3020	3030		
J ₂₋₃ vs	2650	2670	Нефтепроявления	
J ₂ tm	2730	2740		
J ₂ tm	2920	2930		
Pz	3065	3080		

Таблица В.5 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
0	3086	Стандартный каротаж	Группа сложности 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	Э-1, Э-2; КЗ-741; ЭК-М
1104	3086	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Разрез-2»
0	3086	Термометрия	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	ТЭГ-36

Таблица В.6 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфич ского подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, процент	Проницаемо сть, мДарси	Глинистость , процент	Карбонатнос ть, процент	Твердость, кгс/мм ²	Расслоеннос ть породы	Абразивнос ть	Категория породы промысло вой классифи кации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	30	пески	1.9	30	1500	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2.2	10	0	100	0	10	5	4	мягкая
			глины	2.2	10	0	100	0	10	5	4	мягкая
P ₃	30	250	пески	1.9	30	200	20	0	-	5	10	мягкая
			алевролиты	2.0	17	10	35	0	-	5	10	мягкая
P ₂	250	420	глины	2.4	10	0	100	0	10	4	4	мягкая
			алевролиты	2.0	20	20	35	0	-	4	10	мягкая
P ₂	420	530	глины	2.2	10	0	100	0	10	5	4	мягкая
			алевролиты	2.1	15	5	50	0	-	5	10	мягкая
P ₁	530	680	глины	2.2	10	0	100	0	10	5	4	мягкая
			алевролиты	2.1	15	20	50	5	-	5	10	мягкая
K ₂	680	850	глины	2.2	10	0	100	5	10	5	4	мягкая
			алевролиты	2.1	20	15	50	0	-	5	10	мягкая
K ₂	850	1015	глины	2.3	10	0	100	0	10	4	4	мс
			алевролиты	2.2	15	15	40	0	10	4	10	мс
K ₂	1015	1030	глины	2.4	10	0	100	0	10	4	4	мс
			алевролиты	2.2	15	15	40	0	10	4	10	мс
K ₁₋₂	1030	1790	глины	2.4	15	0	100	5	10	5	4	мс
			песчаники	2.1	20	500	20	0	15	5	10	мс
			алевролиты	2.2	20	50	20	5	20	5	6	мс
K ₁	1790	1820	глины	2.4	15	0	100	3	15	5	4	мс
			песчаники	2.1	25	25	20	3	20	5	10	мс
			алевролиты	2.2	20	50	20	3	20	5	6	мс

Продолжение таблицы В.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
К ₁	1820	2230	песчаники	2.2	30	20	20	3	20	2.5	10	средняя
			алевролиты	2.2	20	15	20	3	20	2.5	6	средняя
			глины	2.4	5	0	100	3	15	5	4	средняя
К ₁	2230	2340	песчаники	2.2	22	20	20	3	20	3.5	10	средняя
			алевролиты	2.2	20	15	20	3	20	2.5	6	средняя
			аргиллиты	2.4	10	0	100	3	15	3.5	6	средняя
К ₁	2340	2675	аргиллиты	2.4	17	0	100	3	15	5	6	средняя
			алевролиты	2.3	20	15	15	3	20	5	6	средняя
			песчаники	2.2	24	10	20	3	20	5	10	средняя
J ₃	2675	2690	аргиллиты	2.5	16	5	100	10	50	2	6	средняя
J ₂₋₃	2690	2790	песчаники	2.3	18	15	20	8	100	2.5	10	средняя
			алевролиты	2.3	10	0	15	3	20	5	6	средняя
			аргиллиты	2.4	16	0	100	5	50	3	6	средняя
J ₂	2790	3080	песчаники	2.3	18	15	20	8	100	2.5	10	средняя
			алевролиты	2.3	10	0	15	3	20	5	6	средняя
			аргиллиты	2.45	16	0	100	5	50	3	6	средняя
J ₁₋₂	3080	3140	песчаники	2.3	18	15	20	8	100	2.5	10	средняя
			алевролиты	2.3	10	0	15	3	20	5	6	средняя
			аргиллиты	2.45	16	0	100	5	50	3	6	средняя
J ₁	3140	3150	песчаники	2.3	18	15	20	8	100	2.5	10	средняя
			алевролиты	2.3	10	0	15	3	20	5	6	средняя
			аргиллиты	2.45	16	0	100	5	50	3	6	средняя
Pz	3150	3300	известняки	2.65	0.1-16	2	20	80	170	4	4	твердые

Таблица В.7 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения), град.		Коэффициент кавернозности в интервале
От (верх)	До (низ)	название	индекс	угол,	азимут,	
1	2	3	4	5	6	7
0	30	Четвертичная Система	Q	0		2.50
30	250	Некрасовская Серия	P ₃ nk	0		1.30
250	420	Чеганская Свита	P ₃ chg	0		1.30
420	530	Люлинворская Свита	P ₂ ll	0		1.20
530	680	Талицкая Свита	P ₁ tl	0		1.20
680	850	Ганькинская Свита	K ₂ gn	0		1.20
850	1015	Березовская Свита	K ₂ br	0		1.20
1015	1030	Кузнецовская Свита	K ₂ kz	0		1.20
1030	1790	Покурская Свита	K ₁₋₂ pk	0-1		1.20
1790	1820	Алымская Свита	K ₁ al	0-1		1.15
1820	2230	Вартовская Свита	K ₁ vrt	0-1		1.15
2230	2340	Тарская Свита	K ₁ tr	1		1.15
2340	2675	Куломзинская Свита	K ₁ klm	1		1.15
2675	2690	Баженовская + Георгиевская Свита	J ₃ bg + J _{3gr}	1		1.15
2690	2790	Васюганская Свита	J ₂₋₃ vs	1		1.15
2790	3080	Тюменская	J ₂ tm	1-2		1.15
3080	3140	Салатская Свита	J ₁ slt	1-2		1.15
3140	3150	Тогурская Свита	J ₁ tg	1-2		1.15
3150	3300	Палеозой	Pz	3		1.10

Таблица В.8 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва			горного			градус	источник получения
			кгс/см ² на м		источник получения	кгс/см ² на м		источник получения	кгс/см ² на м		источник получения	кгс/см ² на м		источник получения		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	30	0.000	0.100	ПГФ	0.000	0.100	ПГФ	0.000	0.200	ПГФ	0.000	0.220	ПГФ	5	ПГФ
P ₃ nk	30	250	0.100	0.100	ПГФ	0.100	0.100	ПГФ	0.200	0.200	ПГФ	0.220	0.220	ПГФ	10	ПГФ
P ₃ chg	250	420	0.100	0.100	ПГФ	0.100	0.100	ПГФ	0.200	0.200	ПГФ	0.220	0.220	ПГФ	14	ПГФ
P ₂ ll	420	530	0.100	0.100	ПГФ	0.100	0.100	ПГФ	0.200	0.200	ПГФ	0.220	0.220	ПГФ	19	ПГФ
P ₁ tl	530	680	0.100	0.100	ПГФ	0.100	0.100	ПГФ	0.200	0.200	ПГФ	0.220	0.220	ПГФ	23	ПГФ
K ₂ gn	680	850	0.100	0.100	ПГФ	0.100	0.100	ПГФ	0.200	0.200	ПГФ	0.220	0.220	ПГФ	28	ПГФ
K ₂ br	850	1015	0.100	0.100	ПГФ	0.100	0.100	ПГФ	0.200	0.200	ПГФ	0.220	0.220	ПГФ	32	ПГФ
K ₂ kz	1015	1030	0.100	0.100	ПГФ	0.100	0.100	ПГФ	0.200	0.200	ПГФ	0.220	0.220	ПГФ	32	ПГФ
K ₁₋₂ pk	1030	1790	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.170	0.170	РФЗ	0.220	0.220	ПГФ	57	РФЗ
K ₁ al	1790	1820	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.165	0.165	РФЗ	0.220	0.220	ПГФ	60	РФЗ
K ₁ vrt	1820	2230	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.165	0.165	РФЗ	0.220	0.220	ПГФ	79	РФЗ
K ₁ tr	2230	2340	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.165	0.165	РФЗ	0.220	0.220	ПГФ	83	РФЗ
K ₁ klm	2340	2675	0.102	0.102	РФЗ	0.100	0.102	РФЗ	0.165	0.165	РФЗ	0.220	0.220	ПГФ	92	РФЗ
J ₃ bg+J ₃ gr	2675	2690	0.102	0.102	РФЗ	0.102	0.125	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.220	0.220	ПГФ	93	РФЗ
J ₂₋₃ vs	2690	2790	0.102	0.102	РФЗ	0.125	0.125	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.220	0.230	ПГФ	98	РФЗ
J ₂ tm	2790	3080	0.102	0.102	РФЗ	0.125	0.125	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.230	0.230	ПГФ	101	РФЗ
J ₁ slt	3080	3140	0.105	0.105	РФЗ	0.125	0.130	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.230	0.230	ПГФ	102	РФЗ
J ₁ tg	3140	3150	0.105	0.105	РФЗ	0.130	0.160	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.230	0.230	ПГФ	103	РФЗ
Pz	3150	3300	0.105	0.105	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.230	0.230	ПГФ	110	РФЗ

Таблица В.9 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфич. 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	30	пески глины	60 40	Серые суглинки, желтовато-серые кварцевые пески, глины, торфяники с обломками лигнитизированной древесины.
P ₃ nk	30	250	пески глины алевролиты	60 30 10	пески светло-серые, алевролиты, глины.
P ₃ chg	250	420	глины алевролиты	90 10	Глины зеленовато-серые слюдистые с прослоями алевролитов и конкрециями сидеритов.
P ₂ ll	420	530	глины алевролиты	90 10	Опоки, опокovidные глины, диатомиты и диатомовые глины с присыпками и одиночными прослоями алевролитов.
P ₁ tl	530	680	глины алевролиты	70 30	Глины темно-серые слюдистые, с линзовидными включениями или прослойками алевролитов и кварцевого песка. Глины темно-серые до черных, плотные.
K ₂ gn	680	850	глины алевролиты	60 40	Глины серые и зеленовато-серые, с прослоями алевролитов и мергелей.
K ₂ br	850	1015	глины алевролиты	70 30	Серые, слабо-алевролитистые глины опокovidные с включениями алевролитового материала и глауконита. Голубовато-серые опокovidные глины с маломощными прослоями песка.
K ₂ kz	1015	1030	глины алевролиты	80 20	Серые, темно-серые, пластичные глины с редкими прослоями алевролитов.
Ki ₂ pk	1030	1790	глины песчаники алевролиты	25 50 25	Серые, зеленовато-серые пески, алевролиты рыхлые с маломощными прослоями алевролитистых глин и сероцветных известняков.
K ₁ al	1790	1820	глины песчаники алевролиты	30 40 30	Переслаивание песков серых, алевролитов и глин зеленовато-серых слюдистых. Аргиллито-подобные глины серые, темно-серые, с редкими прослоями алевролитов. Встречается глауконит.

Продолжение таблицы В.9

1	2	3	4	5	6
K vrt	1820	2230	песчаники алевролиты глины	40 40 20	Переслаивание песков и алевролитов светло-серых, иногда глинистых с глинами темно-серыми, плотными аргиллитоподобными.
K ₁ tr	2230	2340	песчаники алевролиты аргиллиты	60 20 20	Переслаивание песчаников и песков с прослоями глин и глинистых алевролитов, редкие прослои известняков.
K klm	2340	2675	алевролиты песчаники аргиллиты	70 20 10	Растительный детрит. Аргиллиты слабо-алевритистые, слюдистые серые с линзами и маломощными прослоями глинистых известняков.
J3 bg + J3 gr	2675	2690	аргиллиты	100	Аргиллиты темно-серые, алевритистые, с прослоями буровато-серых известняков и мергелей.
J ₂₋₃ vs	2690	2790	песчаники алевролиты аргиллиты	45 10 45	Аргиллиты темно-серые, черные пиритизированные, битуминозные.
J ₂ tm	2790	3080	песчаники алевролиты аргиллиты	45 45 10	Песчаники светло-серые, среднезернистые, аргиллиты и алевролиты.
J _T slt	3080	3140	аргиллиты песчаники алевролиты	45 45 10	Аргиллиты, песчаники и алевролиты.
J ₁ tg	3140	3150	аргиллиты песчаники алевролиты	45 45 10	Аргиллиты, песчаники среднезернистые и алевролиты.
Pz	3150	3300	известняки	100	Эффузивы, известняки и крепкие метаморфизованные терригенные породы.

Приложение Г

(обязательное)

Данные по конструкции и профилю проектируемой скважины

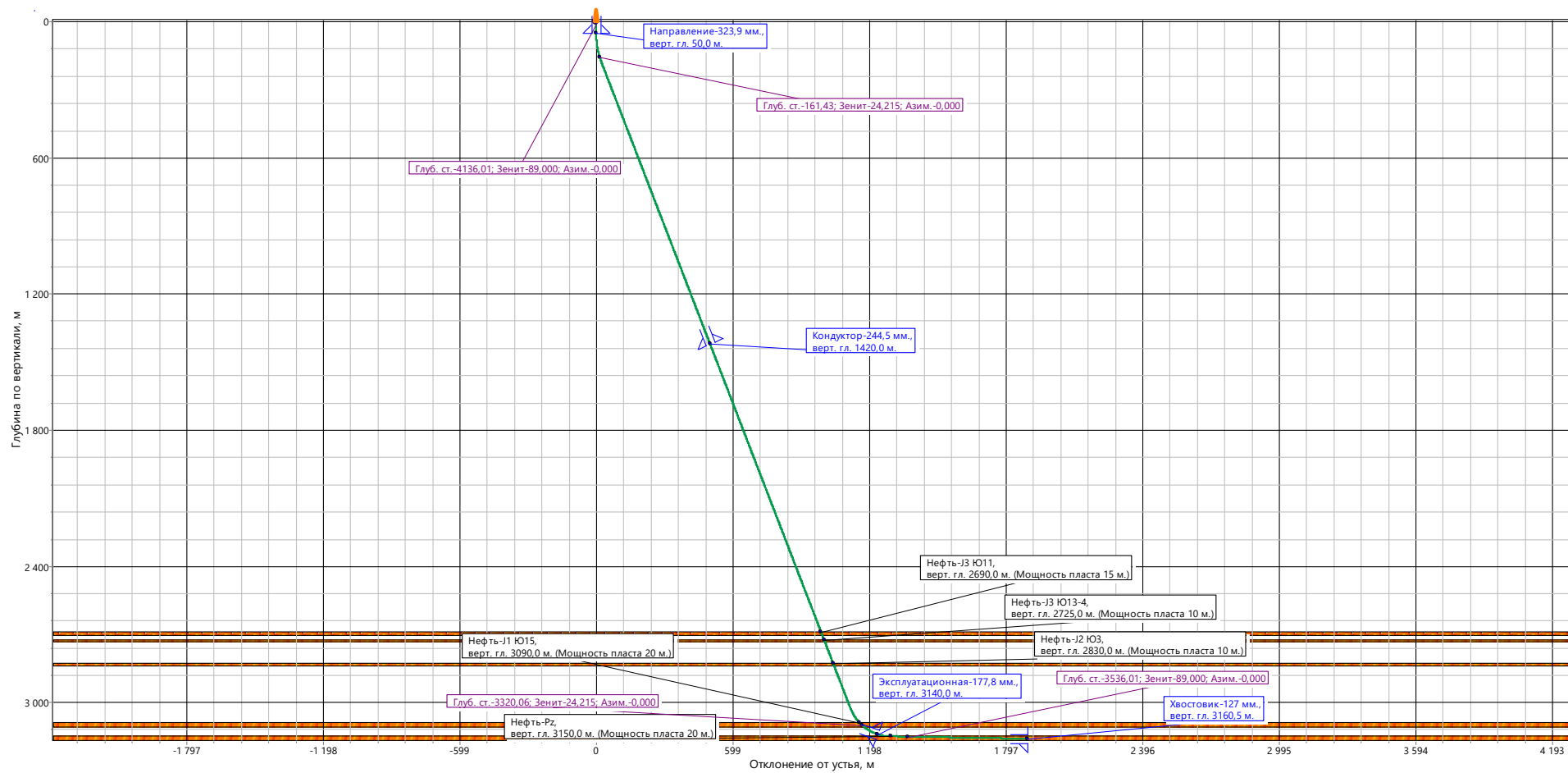


Рисунок Г.1 - Проектный профиль скважины

Таблица Г.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля	Пятиинтервальный профиль с горизонтальным участком ствола										
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м	3160		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м							0,15	
Глубина вертикального участка скважины, м	50		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град							0,3	
Отход скважины, м	1500		Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м							-	
Длина интервала бурения по пласту, м	600		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/м							0,15	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м	-		Зенитный угол в конце участка набора угла, град							89.000	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м	-		Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град							21.000	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	21,000		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град							89,000	
№ Интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	От	До	Всего	От	До	Всего	В начале	На конце	От	До	Всего
1	0	0,00	0	0	0	0	0	0,000	0	0,00	0
2	0	50,00	50	0	0	0	0	0	0,00	50	50
3	50,00	186,86	136,86	0	33,61	33,61	0,000	21,000	50	189,97	139,97
4	186,86	3027,47	2840,61	33,61	1329,15	1295,54	21,000	21,000	189,97	3232,59	3042,62
5	3027,47	3150,00	122,53	1329,15	1500	170,85	21,000	89,000	3232,59	3400	167,41
6	3150,00	3160,47	10,47	1500	2100	600	89,000	89,000	3400	4060	660
Итого	Σ		3160,47	Σ		2100	-	-	Σ		4060

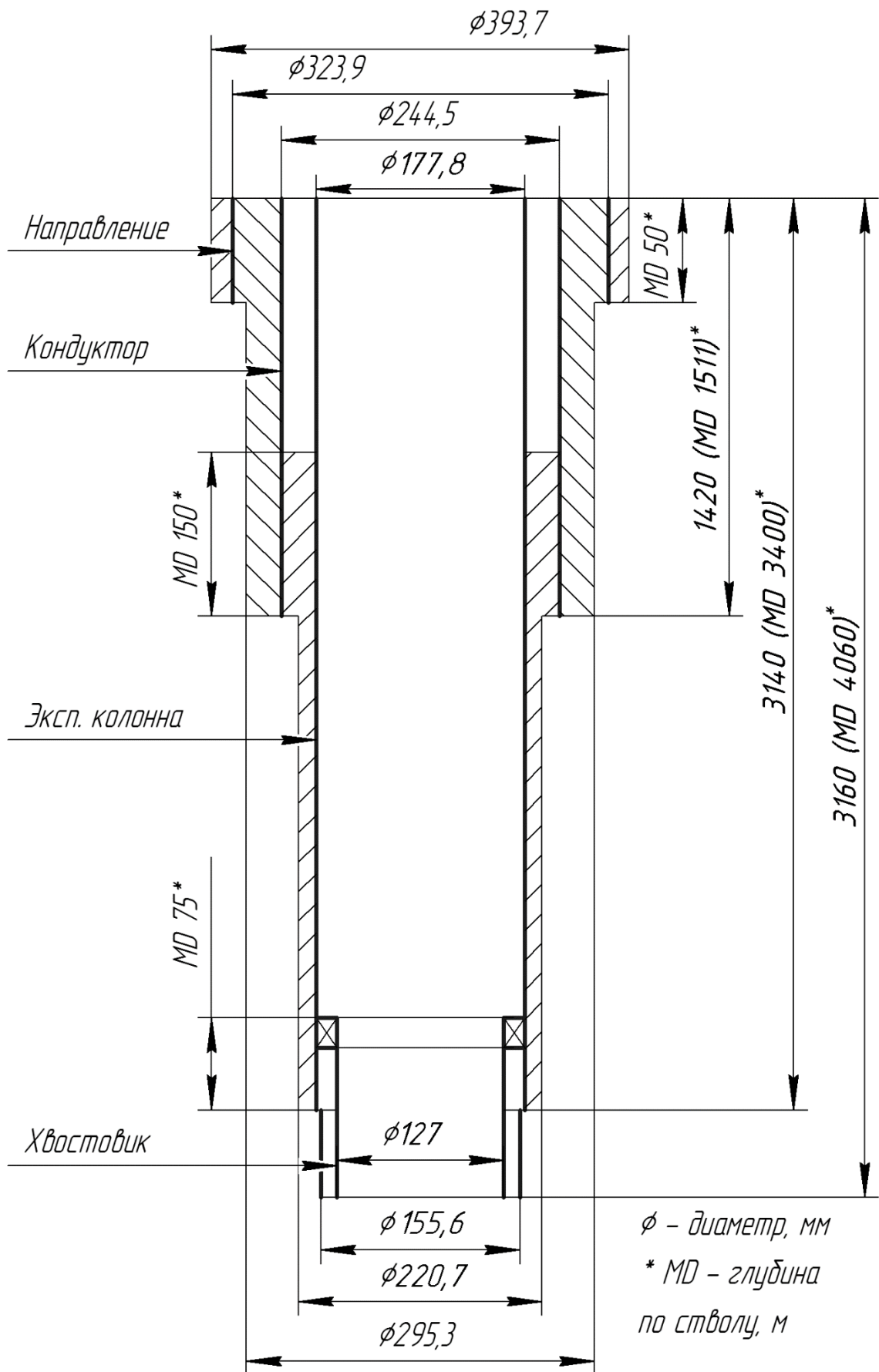


Рисунок Г.2 – Конструкция скважины.

Приложение Д

(обязательное)

Проектирование компоновки низа бурильной колонны

Таблица Д.1 – Расчет на прочность бурильной колонны под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление					
P_n , кгс/мм ²	4,46	Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,15$)			
$P_{кр}$, кгс/мм ²	6,07				
$P_{кр}/P_n$	1,36				
Да					
Расчет на статическую прочность при отрыве долота от забоя					
<i>В вертикальном участке ствола</i>					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
1	185,5	3400	11	76	60547
Σ					
Q _{КНБК} , кгс	9386	Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,4$)			
K	1,15				
ΔP , кгс	8,75				
F _к , мм ²	5099				
σ_T , кгс/мм ²	55				
Да					
<i>В первом наклонном участке ствола</i>					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
	185,5	3400	11	76	60547
	E, кгс/мм ²	I, см ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	20394,3	1884,75	7,138	220,7	295,3
Ψ^+	0,049	Q _р , кгс	55872,89		
α	21	M _{иmax}	162,3		
μ	0,05	W, см ³	23,56		
R, м	383	[σ], кгс/мм ²	46,42		
Q _к , кгс	42322,16	σ_3 , кгс/мм ²	36,71		
σ_p , кгс/мм ²	29,87				
Выполняется условие $\sigma_3 > [\sigma]$				Да	
<i>Во втором наклонном участке ствола</i>					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
	185,5	3400	11	76	60547
	E, кгс/мм ²	I, см ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	20394,3	1884,751	7,138	220,7	220,7
Ψ^+	0,015	Q _р , кгс	30222,7		
α	89	M _{иmax}	168,4		
μ	0,05	W, см ³	24,8		
R, м	191	[σ], кгс/мм ²	64,43		
Q _к , кгс	56136	σ_3 , кгс/мм ²	40,69		
σ_p , кгс/мм ²	29,87				
Выполняется условие $\sigma_3 > [\sigma]$				Да	

Продолжение таблицы Д.1

Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
1	185,5	3400	11	76	60547
Σ					
Q' _{тк} , кгс	142500	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		4630	
Q _{кнбк} , кгс	22240				
n	1,4				
q _м , кгс/м	185,5				
K _т	1				
K	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м		3460	
n	1.45				
F _к , мм ²	5099				
σ_t , кгс/мм ²	65				

Таблица Д.2– Проектирование КНБК по интервалам бурения

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Назначение
от	до				Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
0	50	Ш 393,7 М-ЦВ	180	0,3			Бурение вертикального участка, проработка ствола перед спуском направления
		Калибратор КС 393,7 МС М171/171	103	0,3	3-171	Ниппель	
					3-171	Муфта	
		Переводник П-171/147	79	0,7	3-171	Ниппель	
					3-147	Муфта	
		УБТС-203х64 М	3960	18	3-147	Ниппель	
					3-147	Муфта	
		Переводник П-147/108	82	0,8	3-147	Ниппель	
					3-108	Муфта	
		ПК-102х10 Л (до устья)	593,6	32	3-108	Ниппель	
3-108	Муфта						
Σ			4404	52,1			

Продолжение таблицы Д.2

1	2	3	4	5	6	7	8
50	1511	БИТ 295,3 ВТ 419 СВ	83	0,39			Бурение вертикального участка, интервала набора угла, интервала стабилизации, проработка ствола перед спуском кондуктора
		Калибратор 1-КА295,3 СТ М152/152	93	0,4	3-152	Ниппель	
					3-152	Муфта	
		Забойный двигатель ДРУ-240М.7/8.41	1518	8,3	3-152	Ниппель	
					3-152	Муфта	
		Клапан обратный КОБ-240	93	0,6	3-152	Муфта	
					3-152	Ниппель	
		Переводник П-152/94	56	0,53	3-152	Муфта	
					3-94	Ниппель	
		НУБТ-120-51 (с ТМС APS SureShot)	416	9,14	3-94	Муфта	
					3-94	Ниппель	
		НУБТ-120-51	362	9,14	3-94	Муфта	
					3-94	Ниппель	
		Переводник П-94/147	56	0,53	3-94	Муфта	
3-147	Ниппель						
УБТС-203x57 М	6683	27	3-147	Ниппель			
			3-147	Муфта			
Переводник П-147/108	82	0,8	3-147	Ниппель			
			3-108	Муфта			
ПК-102x10 Л(до устья)	27009	1456	3-108	Муфта			
			3-108	Ниппель			
Σ			36451	1513			

Продолжение таблицы Д.2

1	2	3	4	5	6	7	8
1511	3400	БИТ 220,7 ВТ 613 У	43	0,37			Бурение участка стабилизации, интервала набора угла
					3-117	Ниппель	
		Калибратор 2-КС 220,7 СТ М117/117	60	0,6	3-117	Муфта	
					3-117	Ниппель	
		Забойный двигатель ДРУЗ-172.7/8	1036	6,98	3-117	Муфта	
					3-147	Ниппель	
		Клапан обратный КОБ-172	97	0,6	3-147	Муфта	
					3-147	Ниппель	
		Переводник П-147/94	56	0,53	3-147	Муфта	
					3-94	Ниппель	
		НУБТ-120-51 (с ТМС APS SureShot)	416	9,14	3-94	Муфта	
					3-94	Ниппель	
		НУБТ-120-51	362	9,14	3-94	Муфта	
					3-94	Ниппель	
		Переводник П-94/108	55	0,5	3-94	Муфта	
					3-108	Ниппель	
		ПК-102x10 Л	1484	80	3-108	Муфта	
					3-108	Ниппель	
		Переводник П-108/86	56	0,53	3-108	Муфта	
					3-86	Ниппель	
ТБТ-105	3348	54	3-86	Муфта			
			3-86	Ниппель			
Ясс ЯГБ-114	640	5,12	3-86	Муфта			
			3-86	Ниппель			
ТБТ-105	3348	54	3-86	Муфта			
			3-86	Ниппель			
Переводник П-86/108	56	0,53	3-86	Муфта			
			3-108	Ниппель			
ПК-102x10 Л (до устья)	59063,2	3184	3-108	Муфта			
			3-108	Ниппель			
		Σ	70120,2	3406			

Продолжение таблицы Д.2

1	2	3	4	5	6	7	8	
3400	4060	БИТ 155,6 ВТ 713 У	17	0,26			Окончание бурения интервала набора угла, бурение интервала под хвостовик, проработка ствола перед спуском хвостовика	
					3-88	Ниппель		
		Забойный двигатель ДРУЗ-127 7/8	503	7,8		3-88		Муфта
					3-88	Ниппель		
		Клапан обратный КОБ-127	33	0,59		3-88		Муфта
					3-88	Ниппель		
		НУБТ-120-51 (с ТМС APS SureShot)	416	9,14		3-94		Муфта
					3-94	Ниппель		
		НУБТ-120-51	362	9,14		3-94		Муфта
					3-94	Ниппель		
		ПК-102x10 Л	13504,4	728		3-108		Муфта
					3-108	Ниппель		
		Переводник П-108/86	0,42	0,5		3-108		Муфта
					3-86	Ниппель		
		ТБТ-89	450	9		3-86		Муфта
					3-86	Ниппель		
		Ясс ЯГБ-105	330	2,1		3-86		Муфта
					3-86	Ниппель		
		ТБТ-89	900	18		3-86		Муфта
					3-86	Ниппель		
Переводник П-86/102	0,4	0,6		3-86	Муфта			
			3-102	Ниппель				
УБТС-121x57 М	7840	112		3-102	Муфта			
			3-102	Ниппель				
Переводник П-102/108	0,42	0,5		3-102	Муфта			
			3-108	Ниппель				
ПК-102x10 Л (до устья)	58729	3166		3-108	Муфта			
			3-108	Ниппель				
Σ			83085,4	4063,6				

Таблица Д.3 – Результаты расчета системы бурового раствора

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	50	50	393,9	-	2,02	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,99
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 8,67
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,25
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 12,3
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 39,5
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 14,79
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
50	1511	1461	295,3	306,9	1,27	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 12,85
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 84,12
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 6,85
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 122,88
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 354,58
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} = 14,79
Объем раствора к приготовлению:						V _{2'} = 339,79
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} = 150,45
ЭК Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
1511	3400	1889	220,7	228,7	1,408	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 15,38
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 75,25
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 9,9
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₃ = 164,91
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 425,36
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} = 150,45
Объем раствора к приготовлению:						V _{3'} = 284,9
Хвостовик Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей ОК, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
3400	4060	660	155,6	166	1,125	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 2,88
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 9,95
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 3,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₃ = 87,64
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 196,4
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} = 0

Приложение Е

(обязательное)

Последовательность проведения испытаний и результаты исследований. Приготовление 1 литра модельного пресного глинистого раствора производится следующим образом:

- В цилиндрический стакан наливают 1000 мл технической воды;
- Добавляют каустическую соду в количестве 0,05% от массы и перемешивают на верхнеприводной мешалке со скоростью 1000 об/мин в течение 10 минут;
- В перемешиваемый раствор вводят определенное количество бентопорошка – 10±0.5% от массы – и перемешивают в течение 15,0±0,5 мин. на верхнеприводной мешалке со скоростью 1000 об/мин;
- По истечении 15 мин в перемешиваемый раствор вводят определенное количество полимера – 1,0% от массы – и перемешивают до полного растворения в течение 15,0±0,5 мин. на верхнеприводной мешалке со скоростью 1000 об/мин;
- По окончании перемешивания стакан извлекают из-под мешалки и переливают его содержимое в емкость для хранения, контролируя, чтобы все содержимое было перемещено. Емкость закрывают и оставляют на 16±1 часов для растворения и полного распускания полимера;
- Перед проведением испытаний раствор предварительно извлекают из емкости и перемешивают на верхнеприводной мешалке со скоростью 1000 об/мин.

Испытание по определению реологических параметров выполняется следующим образом:

- В стакан прибора OFITE наливают модельный раствор до отметки, после чего устанавливают на подставке прибора так, чтобы уровень жидкости совпадал с отметкой на гильзе;

- Устанавливают переключатель скорости в положение «STIR» и перемешивают раствор несколько секунд;
- Далее последовательно переводят переключатель скорости в следующее положение и фиксируют отклонение стрелки, снимая реологический профиль раствора;

- Пластическая вязкость вычисляется по формуле (E.1):

$$PV = 600 \text{ об} - 300 \text{ об}, \quad (\text{E.1})$$

где PV – пластическая вязкость, сПз, 600 об и 300 об – значения ротационного вискозиметра OFITE 800 в положении “600” и “300”;

- Кажущаяся вязкость вычисляют по формуле (E.2):

$$AV = \frac{600 \text{ об}}{2}, \quad (\text{E.2})$$

где AV – кажущаяся вязкость, сПз;

- Динамическое напряжение сдвига вычисляют по формуле (E.3):

$$YP = 300 \text{ об} - PV, \quad (\text{E.3})$$

где YP – динамическое напряжение сдвига, фунт/100 фут².

Испытание по определению показателя фильтрации выполняется следующим образом:

- Ячейку фильтр-пресса OFITE низкого давления объемом 500 мл собирают следующим образом: крышка основания, резиновая прокладка, сетчатый элемент, 1 лист фильтровальной бумаги (фильтровальная бумага «белая лента»), резиновая прокладка, корпус камеры;
- Заполняют собранную ячейку пробой модельного раствора, перекрывая пальцем патрубков отвода фильтрата, оставляя пространство высотой около 10-15 миллиметров;
- Ячейку помещают в каркас, закрывают крышкой с резиновой прокладкой и открытым обратным клапаном и закрепляют T-образным винтом. Подставляют под патрубок отвода фильтрата чистый, сухой мерный цилиндр и закрывают обратный клапан;

– Устанавливают регулятор в положение, обеспечивающее создание давления в 100 ± 5 фунтов на кв. дюйм (690 ± 35 кПа), начиная отсчет времени испытания с момента исходной опрессовки камеры;

– В начале испытания и по истечении 7,5 и 30 мин проводят измерение объема собранного фильтрата. Записывают объем собранного фильтрата в см^3 точностью до $0,5 \text{ см}^3$;

– По окончании испытания перекрывают поступление газа регулятором давления и постепенно открывают обратный клапан.

Испытание по определению термостабильности выполняется следующим образом:

– Ячейку старения объемом 500 мл заполняют пробой модельного раствора, оставляя пространство высотой около 10-15 миллиметров;

– Ячейку накрывают внутренней головкой с резиновой прокладкой и открытым клапаном, уплотнительным кольцом и закрывают крышкой с резьбовым соединением. С помощью трех шестигранных винтов уплотнительное кольцо прижимает внутреннюю головку к корпусу ячейки, обеспечивая её герметичность;

– С помощью редуктора, обеспечивающего создание давления в 100 ± 5 фунтов на кв. дюйм (690 ± 35 кПа), и клапана в камере создают повышенное давление, предотвращающее выкипание смеси;

– Ячейку помещают в вальцовую печь. Терморегулятором выставляют необходимую температуру и включают печь. Вращение ячейки и высокая температура имитируют циркуляцию бурового раствора в скважине;

– По истечении 24 ± 2 часов ячейку извлекают из камеры, дают остыть, после чего производят разгерметизацию. Полученный раствор готов к определению реологических параметров и показателя фильтрации

Приложение Ж

(обязательное)

Обоснование раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

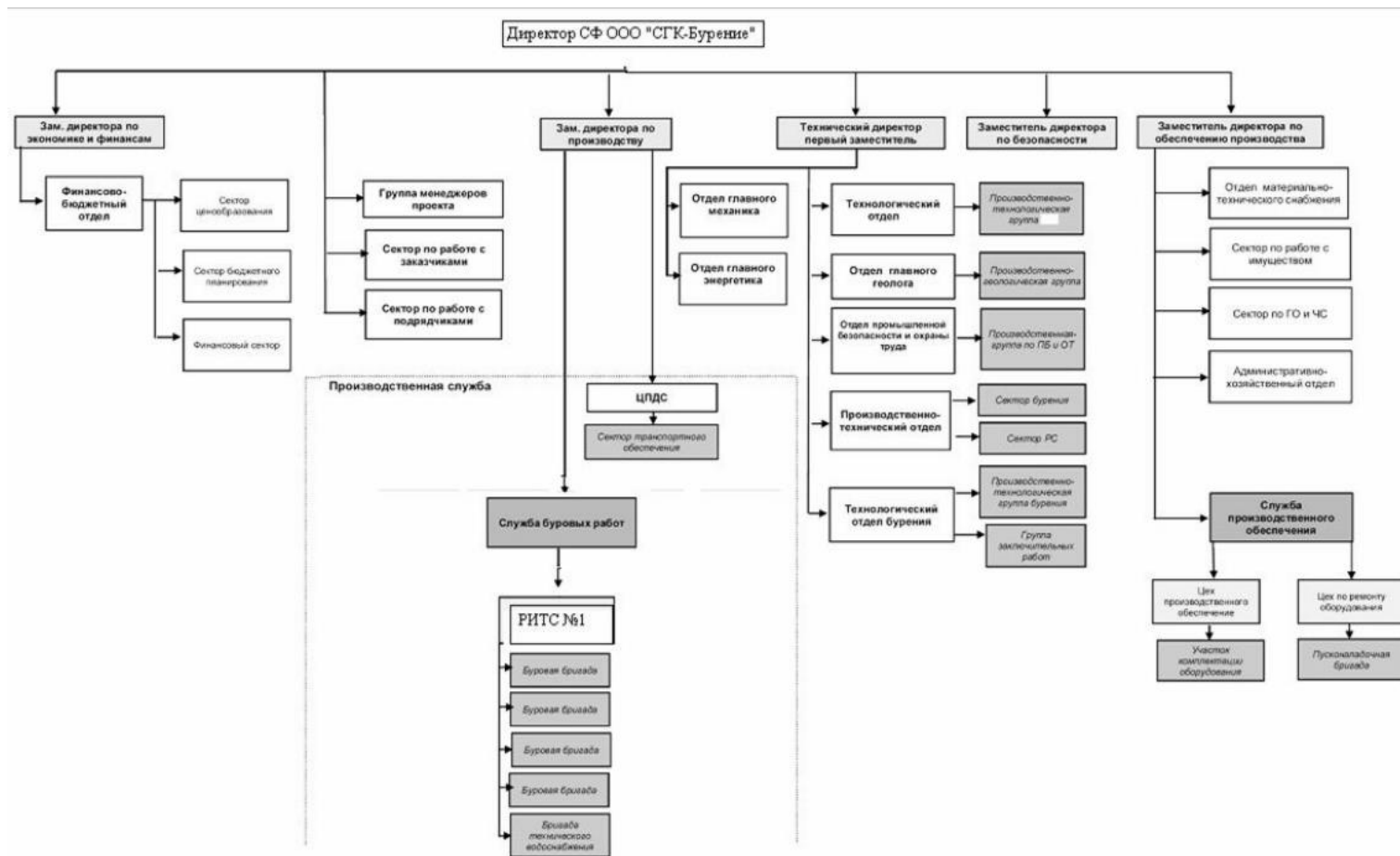


Рисунок Ж.1 – Организационная структура Стрежевского филиала ООО «СГК-Бурение»

Таблица Ж1 – Расчет эффективности внедрения матричного долота

Корпус долота	Стальной	Матричный
Рассматриваемый интервал (колонна)	Эксплуатационная	
Способ бурения	С применением ГЗД	
Глубина сооружаемого интервала, м	3140	
Интервал бурения по стволу, м	1511-3400	
Ожидаемая проходка на долото, м	3200	5300
Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	31,2
Время СПО, ч	13,4	
Цена долота в ценах 2018 г., руб	362 500	850 700
Расчет		
Длина сооружаемого интервала, м	1889	
Количество долблений, ед.	0,896	0,423
Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	87,84	71,79
Время бурения с учетом времени СПО, ч	101,21	85,16
Экономия времени, ч	16,05	
Стоимость эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4	
Эксплуатационные затраты на долото, руб	324 800	359 850
Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	4 637 989	3 902 491
Итого эксплуатационных затрат, руб	4 962 789	4 262 341
Экономия эксплуатационных затрат, руб	700 448	
Экономия себестоимости метра проходки, руб/м	312,7	
Экономический эффект на долото, руб	1 657 310	
Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	0,51	

Таблица Ж.2 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч					
Вышкомонтажные работы										1080
Подготовительные работы к бурению										96
Бурение под направление Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	III 393,7 М-ЦВ	0	50	350	0,02	50	1	1	0,04	1,04 0,03 0,13 0,24 0,43 1,13 0,37 23,61 1,43 0,3 28,71
Бурение под кондуктор Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ)	БИТ 295,3 ВТ 419 СВ	50	1511	3200	0,03	1461	1	43,83	2,76	46,59 0,31 5,47 0,24 2,33

Продолжение таблицы Ж.2

Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,83
Установка и вывод УБТ за палец										0,6
Крепление (ЕНВ)										51,3
ПГИ (ЕНВ)										5,45
Ремонтные работы (ЕНВ)										4,8
Смена вахт (ЕНВ)										0,9
Итого:										118,82
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 220,7 ВТ 613 У	1511	3400	3200	0,07	1889	1	132.23	8,24	140.47
Промывка (ЕНВ) Нарачивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ)										1,13
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,33
Установка и вывод УБТ за палец										0,24
Крепление (ЕНВ)										2,10
ПГИ (ЕНВ)										2,0
Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ)										0,2
Итого:										68,4
Бурение под хвостовик	БИТ 155,6 ВТ 713 У	3400	4060	2000	0,07	660	1	46.2	7,97	54.17
Промывка (ЕНВ)										1,03
Нарачивание (ЕНВ)										2,8
Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,24
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,63
Установка и вывод УБТ за палец										6,53
Крепление (ЕНВ)										1,35
ПГИ (ЕНВ)										55,45
Ремонтные работы (ЕНВ)										12,64
Смена вахт (ЕНВ)										7,02
Итого:										1,2
Испытание скважины на продуктивность										144,06
										248,4

Таблица Ж.3 – 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	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	175,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,04	5,53	1,94	268,09	5,85	660,52	2,26	250,13
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	2,35	-	46,43	-	198,16	-	75,04
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,04	0,58	1,94	27,94	5,85	68,83	2,26	26,10
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	0,24	-	4,84	-	20,65	-	8,86
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,4	0,04	10,11	1,94	490,55	5,85	1209,36	2,26	457,68
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	4	5732	0,04	52,68	1,94	2554,98	5,85	6850,7	2,26	2593,73
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615	-	-	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	-	-	-	-	1,94	435,72	5,85	1073,59	2,26	406,53
Прокат ВЗД	сут	19,46	4	77,84	-	-	1,94	37,75	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	-	-	5,85	442,92	-	-
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	-	-	2,26	436,13
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,9	4	35,6	0,04	0,36	1,94	17,27	5,85	71,11	2,26	16,11
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,04	0,30	1,94	14,63	5,85	60,24	2,26	13,64
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	-	175,6	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы Ж.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4	135,68	0,04	1,36	1,94	65,80	5,85	277,8	2,26	61,39
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4	401,6	0,04	4,02	1,94	194,78	5,85	822,28	2,26	181,72
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4	22,12	0,04	0,22	1,94	10,73	5,85	44,18	2,26	10
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4	677,16	0,04	6,77	1,94	328,42	5,85	1386,49	2,26	306,41
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4	-	-	0,2	15,08	109	8218,6	106	7992,4	-	-
Сода каустическая	т	875,2	-	-	0,036	31,5072	0,16	140,032	0,15	131,28	0,5	437,6
Сода кальцинированная	т	183,3	-	-	-	-	17,6	3226,08	17,2	3152,76	13,1	2401,23
ПАА	т	215,6	-	-	-	-	0,12	25,872	0,12	25,872	-	-
ПАЦ	т	983	-	-	-	-	1,8	1769,4	1,7	1671,1	-	-
Смазывающая добавка	т	1054,1	-	-	-	-	1,4	1475,74	1,4	1475,74	5,3	5586,73
Крахмал	т	106,6	-	-	-	-	-	-	-	-	4,5	479,7
Биополимер (ксантановая смола)	т	1223,5	-	-	-	-	-	-	-	-	0,92	1125,62
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	6	2,1	12	4,2
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,2	186,8	10,6	176,8	18	300,24
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	27,8	558,22	33,3	668,66	36,4	730,9	66,9	1343,35
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				10095,12		690,7272		20210,23		28545,78		16522,14
Затраты, зависящие от объема работ												
Ш 393,7 М-ЦВ	шт	2686,4	-	-	0,14	376,1	-	-	-	-	-	-
БИТ 295,3 ВТ 419 СВ	шт	4852,7	-	-	-	-	0,28	1358,7	-	-	-	-
БИТ 220,7 ВТ 613 У	шт	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,89	4690,02	-	-
БИТ 155,6 ВТ 713 У	шт	6971,2	-	-	-	-	-	-	-	-	0,31	2157,6
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										
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	-	-		0		466,44		1480,47		4928,65		2456,62
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-		10095,12		1157,167		21690,7		33474,43		18978,76
Всего по сметному расчету, руб								403983				

Таблица Ж.4 – 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	129,15	0,04	5,17	1,94	250,55	5,85	755,53	2,26	291,88
Социальные отчисления, 30%		-	-	39,30	-	85,80	-	114,30	-	92,60
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,04	0,46	1,94	22,50	5,85	67,86	2,26	26,22
Социальные отчисления, 30%		-	-	3,50	-	7,70	-	10,30	-	8,30
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,04	0,30	1,94	14,63	5,85	44,11	2,26	17,04
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,04	10,11	1,94	490,55	5,85	1479,23	2,26	571,46
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,04	57,32	1,94	2780,02	5,85	8383,05	2,26	3238,58
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	0,04	16,78	1,94	813,64	5,85	2453,49	2,26	947,84
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,04	5,56	1,94	269,45	5,85	812,51	2,26	313,89
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,04	4,03	1,94	195,63	5,85	589,91	2,26	227,90
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,04	0,36	1,94	17,27	5,85	52,07	2,26	20,11
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	0,04	4,02	1,94	194,78	5,85	587,34	2,26	226,90
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,04	6,77	1,94	328,42	5,85	990,35	2,26	382,60
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,04	0,74	1,94	35,70	5,85	107,64	2,26	41,58
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,04	1,36	1,94	65,80	5,85	198,43	2,26	76,66
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6	49,26	21	172,4	16	131,4	5	41,1

Продолжение таблицы Ж.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Башмак колонный БКП-324	шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БКП-245	шт	65	-	-	1	65	-	-	-	-
Башмак колонный БКП-178	шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5	-	-
Башмак колонный БКП-127	шт	32	-	-	-	-	-	-	1	32
Центратор ЦЦ-2-324/394	шт	32,5	1	32,5	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-4-245/295	шт	25,4	-	-	31	787,4	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-4-178/220	шт	18,7	-	-	-	-	50	935	-	-
Центратор ЦТЖС-127/155	шт	15,5	-	-	-	-	-	-	20	310
ЦКОД-324 ОТТМ	шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОД-245 ОТТМ	шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
ЦКОД-178 ОТТМ	шт	105	-	-	-	-	1	105	-	-
ЦКОД-127 ОТТМ	шт	100,6	-	-	-	-	-	-	1	100,6
Продавочная пробка ПРП-Ц-324	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-245	шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-178	шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-127	шт	28,42	-	-	-	-	-	-	1	28,42
ПХГМЦ 127/178	шт	700	-	-	-	-	-	-	1	700
Головка цементировочная ГЦУ-324-340	шт	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	3320	1	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-178	шт	2880	1	-	-	-	1	2880	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-127	шт	2670	1	-	-	-	-	-	1	2670
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	4489,14		10089,49		20773,14		10365,68	
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 324x9,5	м	37,21	50	1860,5	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 245x7,9	м	28,53	-	-	900	25677	-	-	-	-
Обсадные трубы 178x11,5	м	23,67	-	-	-	-	389	9207,63	-	-
Обсадные трубы 178x10,4	м	16,47	-	-	-	-	677	11150,19	-	-
Обсадные трубы 178x9,2	м	19,96	-	-	-	-	230	4590,8	-	-
Обсадные трубы 178x8,1	м	18,08	-	-	-	-	2104	38040,32	-	-
Хвостовик	м	14,26	-	-	-	-	-	-	660	9411,6

Продолжение таблицы Ж.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	1,75	46,97	75,89	2036,9	-	-	-	-
Портландцемент тампонажный ПЦТ- II-100	т	28,68	-	-	-	-	22,29	639,28	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ- III Об(4-6)-100	т	19,84	-	-	-	-	19,84	393,63	-	-
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95	-	-
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	54,8	329,35	-	-
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,5	54,6	-	-
Опрессовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	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	-	-
Пробег УС6-30	км	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2	-	-
Пробег КСКЦ 01	км	40,8	-	-	-	-	1	40,8	-	-
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76	-	-
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	80,4	1508,3	10,5	196,98
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,5	18,76	7,5	281,4	14	525,3	3	112,56
Транспортировка вахт, руб		1268								
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	2501,04		28003,37		67379,59		9721,14	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб		153322,6								
Всего по сметному расчету, руб		155858,6								

Таблица Ж.5 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Томской области на апрель 2018 г.

№ 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	403 983	82 493 327
3.2	Крепление скважины	155 858,60	31 826 325,33
	Итого по главе 3	233 592	114 319 651,89
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	140 337	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	28 884	13 226 313
	Итого по главе 5	28 884	712 733,50
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	3 292 381,90
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	11 943	2 438 801,40
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 250 562
	Итого по главе 6	58 677	11 981 745
	ИТОГО прямых затрат	648 722,00	193 903 720,69
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	162 181	48 475 930
	Итого по главе 7	162 181	48 475 930

Продолжение таблицы Ж.5

1	2	3	4
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	64 872	19 390 372
	Итого по главе 8	64 872	19 390 372
	ИТОГО по главам 1-8	875 775	261 770 023
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	214 564,80	64 133 655,62
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	38 534,09	11 517 881,01
9.3	Северные надбавки 3 %	26 273,24	7 853 100,69
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Авиатранспорт		
9.6	Транспортировка вахт автотранспортом	-	3 975 300
9.7	Бурение скважины на воду	-	136 000
9.8	Перевозка вахт до г. Томска		
9.9	Услуги связи на период строительства скважины	-	870 600
	Итого прочих работ и затрат	-	112 000
	ИТОГО по гл 1-9	-	47 386
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	392 915	102 845 923,31
	Итого по главе 10	1 268 689,70	364 615 946,24
11	Глава 11		
11.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	1 751,55	523 540,05
	Итого по главе 11		
	ИТОГО	1 751,55	523 540,05
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	726 303 672,57	
	НДС (18%)	130 734 661,06	
	ВСЕГО с учетом НДС	857 038 333,63	

Приложение И

Расчет молниезащиты

Основным устройством, служащим для защиты буровых вышек и привышечных сооружений от прямых ударов молний является стержневые молниеотводы. Молниеотводы состоят из молниеприемников, тоководов и заземления. Молниеприемники устанавливаются на кронблочной раме, в качестве тоководов будет служить буровая вышка, на которой есть заземление. Схема для расчета молниезащиты буровой вышки представлена на рисунке Е.1.

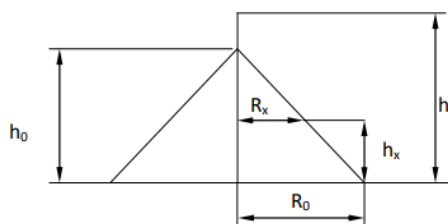


Рисунок Е.1 – Схема для расчета молниезащиты буровой вышки.

На рисунке обозначены: h_x – высота оборудования; h – высота вышки с молниеотводом ($h = 46$ м); h_0 – высота вышки ($h_0 = 45$ м); R_x – радиус зоны защиты на уровне высоты вышки; R_0 – радиус зоны защиты на земле.

Расчет молниезащиты производится для зоны А [37].

Число ожидаемых ударов молнии на месте производства работ определяется по формуле (И.1):

$$N = (S + 6 * h_x) * (L + 6 * h_x) * n * 10^{-6}, \quad (\text{И.1})$$

где S – ширина основания буровой, м ($S = 18$ м); L – длина основания буровой, м ($L = 36$ м); n – число ожидаемых ударов молнии в 1 км^2 (для Томской области $n = 6$); h_x – отметка пола буровой, м ($h_x = 4$ м).

$$N = (18 + 6 * 4) * (36 + 6 * 4) * 6 * 10^{-6} = 0,01512 \text{ шт.}$$

Радиусы зон защиты на уровне высоты оборудования и земли определяются по формулам (П.2) и (П.3) соответственно:

$$R_0 = (1,1 - 0,002 * h) * h = (1,1 - 0,002 * 42) * 42 = 42,7 \text{ м}, \quad (\text{И.2})$$

$$R_x = (1,1 - 0,002 * h) * (h - h_x / 0,85) = (1,1 - 0,002 * 42) * (42 - 4 / 0,85) = 37,9 \text{ м}. \quad (\text{И.3})$$

Таким образом, получаем, что радиус конуса защиты составляет 42,7 м на поверхности земли и 37,9 м на уровне высоты оборудования.

Таблица И.1 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химических реагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов и др.
	Засорение почвы производственными отходами	Вывоз и захоронение производственных отходов
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности	Засыпка выемок, горных выработок
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв
	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок, а также при наземных взрывах. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия

Продолжение таблицы И.1

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Вода и водные ресурсы	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками	Оборудование скважин оголовками
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно-геологические наблюдения в скважинах и выработках
	Некомплексное изучение недр	Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрыши и отходы будущего производства. Научные исследования по повышению комплексности изучения недр
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов	Организация рудных отвалов и складов
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных
	Браконьерство	