



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

Институт- Институт природных ресурсов
Направление- Нефтегазовое дело
Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ВЕРТИКАЛЬНОЙ РАЗВЕДОЧНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2670 МЕТРОВ НА СНЕЖНОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.323:622.243.22(24:181m2670)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Улеев Артём Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о.зав.кафедрой БС	Ковалев Артём Владимирович	к. т. н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о.зав.кафедрой БС	Ковалев Артём Владимирович	к. т. н.		

Томск – 2017 г.

Запланированные результаты обучения по основной образовательной программе

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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



Институт природных ресурсов

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

Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы
в форме бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
З-2Б22	Улеев Артём Александрович

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ВЕРТИКАЛЬНОЙ РАЗВЕДОЧНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2670 МЕТРОВ НА СНЕЖНОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>											
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>											
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Раздел</th> <th>Консультант</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td> </td><td> </td></tr> <tr><td> </td><td> </td></tr> <tr><td> </td><td> </td></tr> <tr><td> </td><td> </td></tr> </tbody> </table>		Раздел	Консультант								
Раздел	Консультант										
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке: <table border="1"> <tr><td> </td></tr> <tr><td> </td></tr> <tr><td> </td></tr> </table>											

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о.зав.кафедрой БС	Ковалев Артём Александрович	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22			

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Улеев Артём Александрович

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	бакалавриат	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 на Снежном месторождении.
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	Линейный календарный график выполнения работ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Линейный календарный график выполнения работ
2. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Улеев Артём Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Улеев А.А.

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление	23.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2670 метров на Снежном нефтяном месторождении.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины на Снежном нефтяном месторождении (Томская область) 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве скважины на Снежном нефтяном месторождении (Томская область)	<i>Вредные факторы</i> 1.1.1 Неудовлетворительные погодные условия 1.1.2 Неудовлетворительная освещённость 1.1.3 Повышенный шум и вибрации, 1.1.4 Насекомые, животные. <i>Опасные факторы</i> 1.2.1 Механический травматизм 1.2.2 Ядовитые вещества. 1.2.3 Электрический травматизм. 1.2.4 Пожаро-взрывоопасность.
2. Экологическая безопасность:	<i>Бурении скважины сопровождается:</i> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары - Анализ возможных чрезвычайных ситуаций
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	- Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. - нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Улеев Артём Александрович		

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

Институт природных ресурсов

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

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы: бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2017
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.05.2017	Задание на выполнение ВКР	5
05.06.2017	Основное содержание выпускной квалификационной работы	70
06.06.2017	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
10.06.2017	Социальная ответственность	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав.кафедрой БС	Ковалев Артём Владимирович	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав.кафедрой БС	Ковалев Артём Владимирович	к.т.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 92 с., 25 рис., 34 табл., 20 источника, 2 л. графического материала.

Буровая установка, породоразрушающий инструмент, режим бурения, буровой раствор, цементирование, нефть, конструкция скважин, испытание, освоение.

Объектом работы являются технологическое решение для строительства вертикальной разведочной скважины на Снежном месторождении (Томская область).

Цель работы – проектирование разведочной скважины глубиной 2670 метров на Снежном месторождении.

Работа выполнена по «Групповому рабочему проекту на строительство эксплуатационных скважин Снежного нефтяного месторождения».

В результате работы спроектирована конструкция и технология проводки скважины глубиной 2670 метров.

Достигнутые результаты: уменьшены затраты на сооружение скважины, сокращены сроки строительства скважины, предложен эффективный состав и параметры бурового раствора для проводки скважины.

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

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2013, графическая часть с помощью программы Компас – 3D V12.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки.

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

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

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;
- ПАВ – поверхностно-активные вещества;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- РУО – раствор на углеводородной основе;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- ФБР – фильтрат бурового раствора.

Содержание

Введение	9
1 Общая и геологическая часть	10
2 Технологическая часть	20
3 Специальная часть	65
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	67
5 Социальная ответственность	72
Заключение	90
Список литературы	91

Введение

Динамично развивавшаяся нефтяная промышленность России ныне находится в состоянии спада и уменьшении объемов. Причиной падения добычи нефти снижении объемов производства необходимых для нефтяной отрасли бурового и нефтепромыслового оборудования, материалов и химических реагентов. Следствием недопоставок необходимого количества материалов, бурильного инструмента, оборудования явилось и резкое сокращение объемов буровых работ, не обеспечивающих создание требуемых нефтедобывающих мощностей для нефтяной отрасли. Новые нефтедобывающие мощности служат основой для поддержания роста объемов добычи нефти и ее прироста. Проблема повышения темпов буровых работ, выполнение на основе ресурсосберегающих технологий очень актуальна, особенно в настоящее время. Поэтому в разрабатываемом проекте выбраны технические решения, которые позволяют сооружать скважину с высокими технико-экономическими показателями. Кроме того, конструкция скважины, технология проводки и предлагаемые технические решения обеспечат ее высокую продуктивность и долговечность, как инженерно-технического сооружения. Материалы и инструменты, указанные в проекте, доступны для потребления, выпускаются на заводах России, что позволит избежать простоев при строительстве скважины.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Общие сведения о районе работ. Географо – экономические условия

Сведения о районе буровых работ.

Буровая площадка под строительство разведочной скважины Снежного месторождения находится в Каргасокском районе Томской области, в пределах Западно-Сибирской равнины, на поверхности Обь-Иртышского водораздела, в долине р. Васюган и его притока – р. Усть-Чижапка.

Климат района резко континентальный, с холодной продолжительной зимой и коротким тёплым летом. Наиболее теплым месяцем является – июль, наиболее холодным – январь. Продолжительность холодного периода составляет 185 – 200 дней, тёплого – 165 - 180 дней. Устойчивый период со среднесуточной температурой выше 0 С⁰ наступает в конце апреля и продолжается в среднем 168 дней. Наиболее тёплый период со среднесуточной температурой выше 15 С⁰ в среднем длится – 49 дней. Абсолютный минимум температуры воздуха – 54 оС, абсолютный максимум + 36оС.

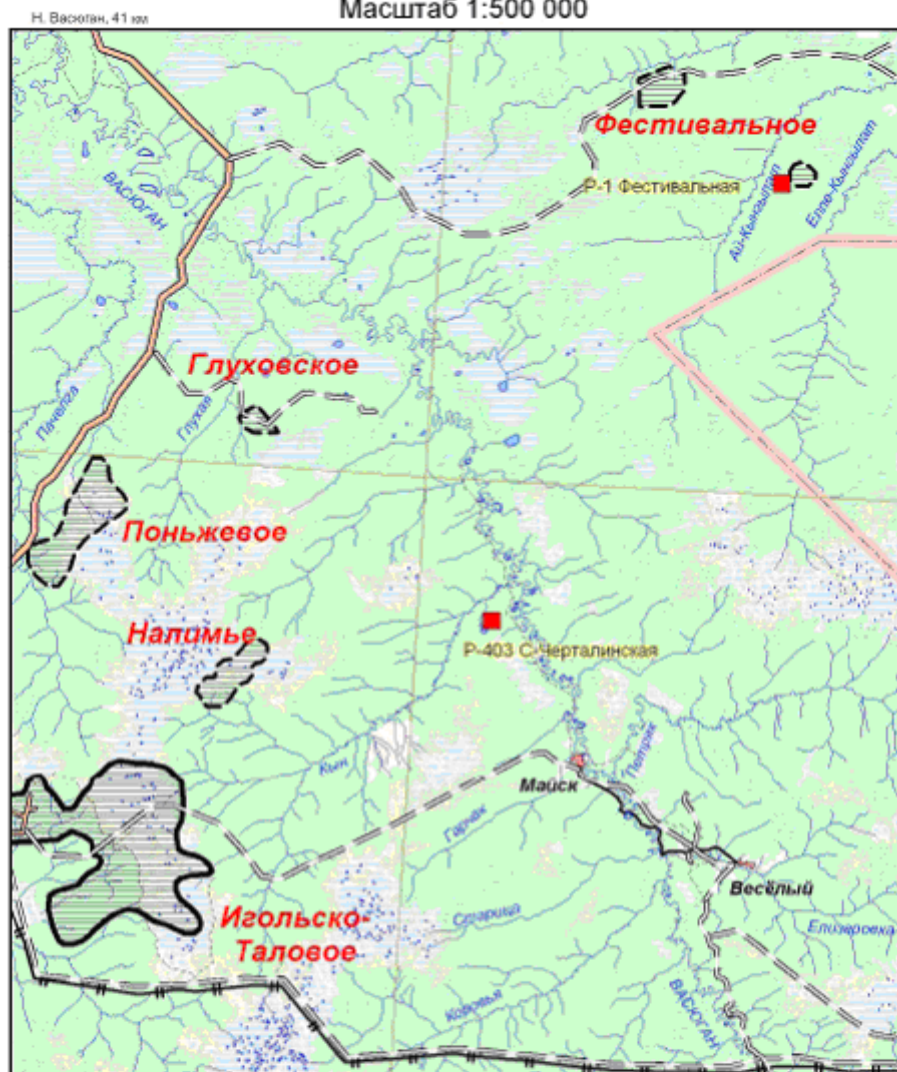
Природный рельеф участка нарушен при освоении территории, абсолютные отметки поверхности изменяются от 75.31 м до 75.82 м. Сток поверхностных вод не обеспечен. Юго-Восточная часть площадки занята болотом, на котором растёт мелкий сосняк.

Растительность на остальной территории исследования представлена смешанным лесом: берёзой, сосной и осиной. Господствующее направление ветра юго-западное и юго-восточное в зимний период, северо-западное и северное в летний период.

Средняя годовая скорость ветра на высоте 16 м над поверхностью составляет – 3.8 м/сек. Наибольшая среднемесячная скорость ветра наблюдается в мае-июне и составляет 4.2 ÷ 4.4 м/сек.

ОБЗОРНАЯ КАРТА РАЙОНА РАБОТ

Масштаб 1:500 000



- Участок работ
- Контур месторождений нефти
- Дороги с покрытием
- Дороги лесные
- Дороги зимние
- Нефтепровод

Рис .1.1.1 Обзорная схема района работ

1.2. Геологические условия

Проектный литолого-стратиграфический разрез Южно-Черемшанского месторождения составлен на основании данных поисковых и разведочных работ. Данные о стратиграфическом и литологическом делении разреза приведены в табл. 1.2.1, и табл.1.2.2.

Таблица 1.2.1

Стратиграфический разрез скважины. Элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м.		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град	азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7
0	40	Четвертичные отложения	Q	0,0		1,30
40	170	Некрасовская свита	P ₉₃ ²⁻³ nk	0,0		1,30
170	260	Чеганская свита	P ₉₂₋₃ cg	0,0		1,30
260	430	Люлинворская свита	P ₉₂ ll	0,0		1,30
430	453	Талицкая свита	P ₉₁ tl	0,0		1,30
453	620	Ганькинская свита	K ₂ gn	0,0		1,30
620	693	Славгородская свита	K ₂ sl	0,0		1,30
693	805	Ипатовская свита	K ₂ ip	0,0		1,30
805	850	Кузнецовская свита	K ₂ kz	0,0		1,30
850	1720	Покурская свита	K ₁₋₂ pk	0,0		1,30
1720	1770	Алымская свита	K ₁ al	1,0		1,40
1770	2282	Киялинская свита	K ₁ kls	1,0		1,60
2282	2355	Тарская свита	K ₁ tr	1,0		1,20
2355	2615	Куломзинская свита	K ₁ klm	1,0		1,20
2615	2635	Баженовская свита	J ₃ bg	2,0		1,20
2635	2688	Васюганская свита	J ₃ vs	2,0		1,20
2688	2700	Тюменская свита	J ₁₋₂ tm	2,0		1,20

Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	40	Почвенно-растительный слой, суглинки желтовато-бурые, пески мелкозернистые, глины коричневые
P _{gs} ²⁻³ nk	40	170	Глины с редкими маломощными прослоями кварцевых песков
P _{g2-3} cg	170	260	Глины с редкими маломощными прослоями кварцевых песков
P _{g2} ll	260	430	Глины зеленовато-серые, светло-серые, опоквидные, плотные
P _{g1} tl	430	453	Глины с редкими маломощными прослоями кварцевых песков
K ₂ gn	453	620	Глины плотные, участками известковистые с остатком раковин
K ₂ sl	620	693	Глины плитчатые, темно-серые с зеленоватым оттенком с редкими прослоями глауконитовых песчаников
K ₂ ip	693	805	Чередование глин темно-серых, плотных алевролитов и песчаников полимиктовых ожелезненных
K ₂ kz	805	850	Глины темно-серые плотные с фауной и гнездами глауконитов
K ₁₋₂ pk	850	1720	Неравномерное чередование глин, песчаников и алевролитов: глины алевролитистые; песчаники и алевролиты слабоцементированные, часто глинистые
K ₁ al	1720	1770	В кровле залегают темно-серые, плитчатые глины кошайской пачки, в подошве – песчаники светло-серые
K ₁ kls	1770	2282	Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин
K ₁ tr	2282	2355	Пески, разделяющиеся маломощными прослоями аргиллитов и алевролитов
K ₁ klm	2355	2615	Глины темно-серые, пески
J ₃ bg	2615	2635	Аргиллиты битуминозные, темно-коричневые, плотные
J ₃ vs	2635	2688	В верхней части разреза аргиллиты, песчаники различного генезиса с многочисленными прослоями углей, углистых аргиллитов. Ниже – глины и аргиллиты
J ₁₋₂ tm	2688	2700	Аргиллиты серые до темно-серых, плотные, крепкие, слоистые, участками переходящие в алевролиты с прослоями плотных, черных углей; алевролиты серые, светло-серые, плотные, крепкие, массивные

Для выбора осевой нагрузки, частоты вращения, выбора долот, а также для выбора и обоснования конструкции скважины необходимо знать физико-механические свойства горных пород приведенные в таблице 1.2.3.

Таблица 1.2.3

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали		Краткое название горной породы	Минеральная плотность, кг/м³	Пористость, %	Проницаемость, мДарм	Глинистость, %	Карбонатность, %	Слоистость породы	Твердость, МПа	Категория абразивности	Категория породы по промысловой классификации	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга Ех10⁴ МПа
	от (вср)	до (ниж)												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Q	0	40	Пески Супеси Суглинки	2100 1900 2000	30 25-30 25-30	0 2500 0	95 10 90			10 0 10	4 10 4	Мякая Мякая Мякая		0,05-0,06 0,20 0,10-0,20
P ₃₃₋₃ nk	40	170	Глины Пески	2100 1900	30 30	0 1000	95 20			10 0	4 10	Мякая Мякая		0,04-0,14 0,05-0,06
P ₃₃₋₃ og	170	260	Глины Пески	2100 1900	30 30	0 1000	95 20			10 0	4 10	Мякая Мякая		0,04-0,14 0,05-0,06
P ₃₂ II	260	430	Глины	2100	2500	0	100			10	4	Мякая Мякая		0,04-0,14 0,05-0,06
P ₃₁ II	430	453	Глины Пески	2200 2000	25 25	0 10	95 30			10 0	4 10	Мякая Мякая	1,6-4,3	0,04-0,14 0,15-1,10
K ₂ gn	453	620	Глины	2300	20	0	100	5		10	4	Мякая		0,04-0,14
K ₂ sl	620	693	Глины Песчаники	2300 2100	20 22	0 50-300	95 10	0 3		15 25	4 10	Мякая Средняя	1,1-4,5	0,04-0,14 0,09-2,87
K ₂ ip	693	805	Глины Алевриты Песчаники	2300 2200 2100	16 20 22	0 25 50-300	95 20 10	2 3 3		15 20 25	4 6 10	Мякая		0,04-0,14
K ₂ kz	805	850	Глины	2400	16	0	100	2		20	4	Мякая	1,1-4,5	0,04-0,14
K ₁₋₂ pk	850	1720	Песчаники Глины Алевриты	2100 2400 2300	22 16 20	50-300 0 15	20 95 95	3 2 3		30 25 30	10 4 10	Средняя- мягкая Средняя		0,04-0,14
K ₁ al	1720	1770	Глины Песчаники	2400 2200	15 22	0 20-50	95 5	3 3		30 30	4 10	Средняя Средняя	1,1-4,5 1,6-4,3	0,04-0,14 0,09-2,87
K ₁ kls	1770	2282	Глины Песчаники Алевриты	2400 2200 2300	20 20 15	0 10 0	95 15 25	5 5 5		30 35 30	4 10 3	Средняя Средняя Средняя	1,8-4,2 1,6-4,3 1,1-4,5	0,23-3,06 0,15-1,10 0,09-2,87
K ₁ tr	2282	2355	Пески Алевриты Аргиллиты	2100 2300 2400	22 12 5	10 0 0	10 25 95	0 5 5		25 35 50	10 4 4	Средняя Средняя Средняя		
K ₁ klm	2355	2615	Глины пески	2400 2100	20 22	0 10	95 20	5 0		35 25	4 10	Средняя Средняя		
J ₃ bg	2615	2635	Аргиллиты	2400	5	0	95	5		70	4	Средняя		
J ₃ vs	2635	2688	Песчаники Аргиллиты Глины Угли	2300 2400 2400 1200	15 5 20 0	5-100 0 0 0	20 95 95 0	5 5 5 0		65 80 35-40 40	10 4 4 5	Средняя Средняя Средняя Мякая	1,1-4,5 1,6-4,3 1,8-4,2	0,09-2,87 0,15-1,10 0,23-3,06
J ₁₋₂ tm	2688	2700	Аргиллиты Алевриты Угли Песчаники	2400 2300 1200 2300	5 10 0 15	0 5 0 5-100	90 40 0 20	5 5 0 5		120 70 40 80	4 6 5 10	Твердая Средняя Мякая Средняя		

Нефтегазоводоносность по разрезу

Продуктивные пласты К1 залегают на глубине от 2635 до 2642 м, данные приведены в табл. 1.2.4 (нефтеносность), табл. 1.2.5 (водоносность).

Таблица 1.2.4

Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м³		Подвижность, д/спз	Содержание серы, %	Содержание парафина, % по весу	Суточный дебит, м³/сут.	Параметры растворенного газа											
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					Азот, % моль	Диоксид углерода, % моль	Метан, % моль	Этан, % моль	Пропан, % моль	Изо-Бутан, % моль	Н-Бутан, % моль	Изо-Пентан, % моль	Н-Пентан, % моль	Гексан, % моль	Относительная по воздуху плотность газа	Давл. насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10											15	16
J ₂ (Ю ₁ ¹⁻²)	2635	2642	Поровый	700	836	< 0,03	0,34	0,95	150	1,23	1,42	47,71	11,941	19,894	2,731	9,428	1,792	2,55	1,304	0,6	23

Таблица 1.2.5

Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м³	Дебит, м³/сут	Пластовое давление, МПа	Химический состав воды в мг/л						Средняя минерализация, г/л
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы			
							Cl⁻	SO⁻ 4	HCO⁻ 3	Na⁺ + (K)	Mg⁺⁺	Ca⁺⁺	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
P₃ 2-3 nk	40	170	Поровый	996	5	17,0	1,17	< 2	4,6	0,55	1,73	7,9	0,28
K₂ ip	693	805	Поровый	1010	100	80,5	257,5	< 2	1,7	266,5	13,3	25	14,2
K₁-2 pk	850	1720	Поровый	1010	100	17,2	257,5	< 2	1,7	266,5	13,3	25	14,2
J₃ vs	2650	2670	Поровый	1010,9	до 5	26,6	451,8	0,85	< 3	403,8	14,1	27,5	27,048
J₂-3 vs+tm	2680	2685	Поровый	1010,9	до 5	26,7	451,8	0,85	< 3	403,8	14,1	27,5	27,048

Таблица 1.2.6

Давление и температура по разрезу

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
			пластового			порового			гидроразрыва пород			горного				
	от (верх)	до (низ)	МПа/м	источник получения	от (верх)	до (низ)	МПа/м	источник получения	от (верх)	до (низ)	МПа/м	источник получения	°C	источник получения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	40	0,00	0,01	ПГФ	0,00	0,01	ПГФ	0,0000	0,0200	РФЗ	0,0000	0,0220	ПГФ	12	ПГФ
P ₉₃₋₂₃ nk	40	170	0,01	0,01	ПГФ	0,01	0,01	ПГФ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0220	0,0220	ПГФ	16	ПГФ
P ₉₃₋₂₃ og	170	260	0,01	0,01	ПГФ	0,01	0,01	ПГФ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0220	0,0220	ПГФ	19	ПГФ
P ₉₃₋₂₃ ll	260	430	0,01	0,01	ПГФ	0,01	0,01	ПГФ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0220	0,0220	ПГФ	24	ПГФ
P ₉₃₋₂₃ ll	430	453	0,01	0,01	ПГФ	0,01	0,01	ПГФ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0220	0,0220	ПГФ	25	ПГФ
K ₂ gn	453	620	0,01	0,01	ПГФ	0,01	0,01	ПГФ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0220	0,0220	ПГФ	30	ПГФ
K ₂ sl	620	693	0,01	0,01	ПГФ	0,01	0,01	ПГФ	0,0200	0,0190	РФЗ	0,0220	0,0220	ПГФ	35	ПГФ
K ₂ ip	693	805	0,01	0,01	ПГФ	0,01	0,01	ПГФ	0,0190	0,0189	РФЗ	0,0220	0,0230	ПГФ	37	ПГФ
K ₂ kz	805	850	0,01	0,01	ПГФ	0,01	0,01	ПГФ	0,0189	0,0189	РФЗ	0,0230	0,0240	ПГФ	38	ПГФ
K ₁₋₂ pk	850	1720	0,01	0,01	РФЗ	0,01	0,01	РФЗ	0,0189	0,0189	РФЗ	0,0240	0,0240	ПГФ	56	ПГФ
K ₁ al	1720	1770	0,01	0,01	РФЗ	0,01	0,01	РФЗ	0,0189	0,0189	РФЗ	0,0240	0,0240	ПГФ	57	ПГФ
K ₁ kls	1770	2282	0,01	0,01	РФЗ	0,01	0,01	РФЗ	0,0189	0,0190	РФЗ	0,0240	0,0240	ПГФ	74	ПГФ
K ₁ tr	2282	2355	0,01	0,01	РФЗ	0,01	0,01	РФЗ	0,0190	0,0190	РФЗ	0,0240	0,0240	ПГФ	77	ПГФ
K ₁ klm	2355	2615	0,01	0,01	РФЗ	0,01	0,01	РФЗ	0,0190	0,0190	РФЗ	0,0240	0,0240	ПГФ	85	ПГФ
J ₃ bg	2615	2635	0,01	0,01	РФЗ	0,01	0,01	РФЗ	0,0190	0,0190	РФЗ	0,0240	0,0240	ПГФ	99	ПГФ
J ₃ vs	2635	2688	0,01	0,01	РФЗ	0,01	0,01	РФЗ	0,0189	0,0189	РФЗ	0,0240	0,0240	ПГФ	103	ПГФ
J ₁₋₂ tm	2688	2700	0,01	0,01	РФЗ	0,01	0,01	РФЗ	0,0189	0,0189	РФЗ	0,0240	0,0240	ПГФ	104	ПГФ

ПРИМЕЧАНИЕ: Градиент пластового давления должен уточняться по данным фактических замеров во вновь пробуренных скважинах. Для проектных расчетов принято начальное значение градиента.

1.3. Возможные осложнения по разрезу скважины

При сооружении скважины возможно возникновения осложнений, которые представленные в табл. 1.3.1 и 1.3.2. Эти данные позволят избежать аварий, а также уменьшат затраты времени на их устранения.

Таблица 1.3.1

Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении	Имеется ли потеря циркуляции	Градиент давления поглощения, кГс/(см*м)		Условия возникновения
	от	до				при вскрытии	после изоляционных работ	
P-Q	0	610	1	10	нет	0.15	0.20	Несоблюдение проектных параметров промывочной жидкости по плотности. Репесия на пласт более 20% гидростатического давления

Таблица 1.3.2

Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Буровые растворы, применявшиеся ранее		Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от	до	Тип раствора	Плотность г/см ³		
1	2	3	4	5	7	8
P3-Q	0	610	Глинистый	1,12-1,14	< 1 сут.	Проработка ствола, промывка, хим. обработка раствора
K1-2	780	2150	Глинистый	1,19-1,22		Проработка ствола, промывка, хим. обработка раствора

1.4. Методика и объемы проектируемых работ

Перед разведочным бурением поставлены следующие задачи:

1. Детализация и уточнение положения залежи нефти Снежном месторождения, выявления залежей пластов. Подтверждения запасов нефти категории C_2 и перевод их в промышленные категории.
2. Получение исходных данных для подсчета запасов по пластам, и проектирования разработки.
3. Определение мощностей, изучение вещественного состава юрских пород.

1.4.1 Буровые работы

Проектом предусмотрено строительство разведочной скважины с целью доразведки на Снежном нефтяном месторождении. В случае получения промышленного притока нефти скважина может быть использована как добывающая. В интервале 2635-2645 м, характеризующимся газонефтепроявлениям, предусматривается бурение с отбором керна. Данный интервал бурится с применением буровой головки (диаметром 212,7 мм) с кернаприемником УКР-164/80. При бурении используется винтовой забойный двигатель, параметры которого приведены в пункте 2.6. В дальнейшем ведется расширение ствола скважины с применением шарошечного долота, диаметром 215,9 до проектируемой глубины 2670 м, с целью возможного обнаружения залежи полезного ископаемого.

1.4.2. Отбор керна

Отбор керна в проектируемых скважинах производят с целью:

1. Изучение литолого-физической характеристики продуктивных пластов.
2. Получение более подробной информации о фильтрационно – емкостных свойств пород и характере насыщения пород – коллектора
3. Уточнения возраста вскрываемых пород.

Отбор кернa предусматривается производить из перспективных и продуктивных пластов. Для обеспечения выполнения лабораторных работ и исследований планируется выход кернa не менее 60%.

1.5.3. Лабораторные и технологические исследования

Для получения геологической информации, необходимо для подсчета запасов нефти, обоснование кондиций, составления технологических схем по пластам, а также для определения возраста вскрываемых отложений, изучения их литологического и петрографического состава, физических и коллекторских свойств, качественной и количественной характеристики пластовых флюидов, предусматривается проведения комплекса химико – аналитических исследований кернa и пластовых флюидов.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Направление оси разведочной скважины выбираются в зависимости от угла падения геологического объекта (например, рудного тела), глубины скважины, стремление к сохранению заданного азимутального направления и должно соответствовать возможности бурового оборудования. При горизонтальном или близком к нему залегании рудного тела и в толще изотропных по физико-механическим свойствам пород скважины задаются вертикальными.

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины должна обеспечивать следующие:

- безусловное доведение скважины до проектной глубины;
- осуществление заданных способов вскрытия продуктивных горизонтов (пластов) и методов их эксплуатации. Особое внимание должно быть обращено на конструкцию забоя;
- предотвращение осложнений в процессе бурения и условия, позволяющие полностью использовать потенциальные возможности техники и технологических процессов;
- минимум затрат на строительство скважины как законченного объекта в целом.

Исходные данные для обоснования конструкции скважины:

- Цель бурения – разведка;
- Глубина скважины – 2670 м.;
- Профиль скважины – вертикальный;
- Проектный горизонт – Васюганская свита;
- Способ заканчивания скважины и её эксплуатация - испытание.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

В проектируемой скважине тип коллектора – поровый, неоднородный. Оценивая породы продуктивного пласта по их устойчивости при создании высоких депрессий, можно определить тип конструкции забоя.

Условие прочности пород стенок ствола призабойной зоны при эксплуатации скважины определяется по выражению :

$$\sigma_{сжс} \geq 2[\zeta(10^{-6} \rho g H - P_{пл}) + (P_{пл} - P)], \quad (2.2.2.1)$$

где, $\sigma_{сжс}$ - предел прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии, МПа; $\zeta = \frac{\eta}{1-\eta}$ - коэффициент бокового распора горных пород; η - коэффициент Пуассона; ρ - средняя плотность вышележащих горных пород, кг/м³; g - ускорение свободного падения, м/с²; H – глубина залегания продуктивного пласта, м; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; P – давление столба жидкости на забое, МПа;

Жидкость из продуктивного песчанника толщиной 5м, залегающего на глубине 2640 м, при $\sigma_{сжс}=40$ МПа [2] и $P_{пл}=23$ МПа предполагается извлекать при депрессии 1,5МПа/м_{мощности}; $\rho = 2200$ кг/м³; $P = 23.5$ МПа. Для песчанников $\eta=0,3$, тогда:

$$\zeta = \frac{0,3}{1-0,3} = 0,43;$$

$$40 \text{ МПа} \geq 2[0,43(10^{-6} * 2200 * 9,8 * 2640 - 23) + (24,2 - 23,5)] = 21,7 \text{ МПа};$$

Окончательно получим:

$$40 \text{ МПа} \geq 22,7 \text{ МПа}$$

Выполнение этого условия позволяет эксплуатировать скважину открытым забоем, но, учитывая наличие водоносного пласта и неоднородность коллектора, при бурении данной скважины выбирается следующий способ вскрытия продуктивного пласта: продуктивный пласт перебуриваем на 50 метров, не перекрывая предварительно вышележащие породы колонной обсадных труб, затем спускается обсадная колонна до

забоя и цементируется. Для обеспечения гидродинамической связи скважины с пластом обсадная колонна перфорируется (см. рис. 2.1).

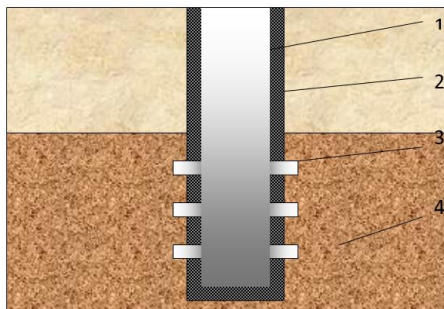


Рис. 2.1. Схема конструкции эксплуатационного забоя:

1 — эксплуатационная колонна; 2 — цементное кольцо; 3 — перфорационные каналы; 4 — продуктивный пласт.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

На рис. 2.2.2.1 представлен пример совмещенного графика давлений, который строится в следующем порядке:

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.

На график накладывается область граничных значений промывочной жидкости и выделяется штриховкой.

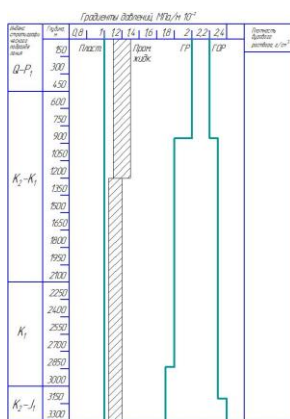


Рис. 2.2.2.1 Графика совмещенных давлений

Вывод: Пересечений несовместимости нет, следовательно, опускание технических колон не требуется.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

В конструкцию скважины включены следующие типы обсадных колонн: направление, кондуктор и эксплуатационная колонны.

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора. Направление спускают на глубину 50 м.

Кондуктором перекрывают верхнюю часть геологического разреза, где имеются неустойчивые породы, пласты, поглощающие буровой раствор или проявляющие, подающие на поверхность пластовые флюиды, т.е. все те интервалы, которые будут осложнять процесс дальнейшего бурения и вызывать загрязнение окружающей природной среды. Кондуктор служит также для установки противовыбросового устьевого оборудования и подвески последующих обсадных колонн. Кондуктор спускают на глубину 900 м.

Эксплуатационная колонна спускается в скважину для извлечения нефти, газа или нагнетания в продуктивный горизонт воды или газа с целью поддержания пластового давления. Эксплуатационную колонну спускают на глубину 2670 м.

Интервал ствола скважины равный 30 м, расположенный от подошвы продуктивного пласта до забоя скважины называется «зумпф» (зона успокоения механических примесей флюидов).

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

1. Направление: $H=0-50$ м.
2. Кондуктор: $H=0-900$ м.
3. Эксплуатационная колонна: $H=750-2670$ м.
4. Эксплуатационная колонна цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м для нефтяных скважин.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом многопластовой залежи ($150 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти) – 146,1 мм.

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в таблице 2.2.5.1

Таблица 2.2.5.1

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую

Название обсадной колонны	Диаметр обсадной колонны, м.	Диаметр долота под бурение колонны, м.
Направление	323,9	393,7
Кондуктор	244,5	295,3
Эксплуатационная	146,1	215,9

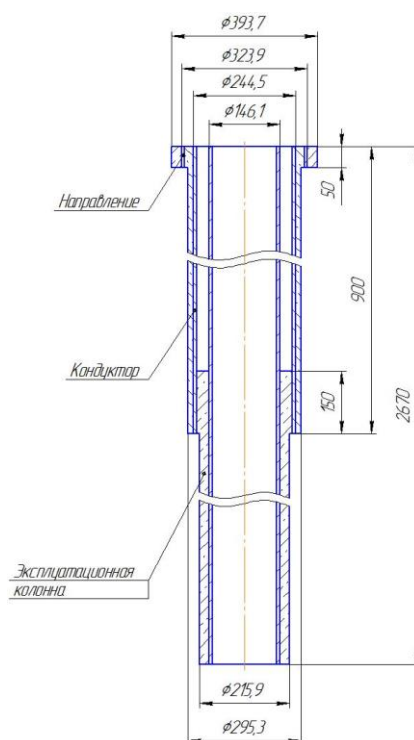


Рисунок 2.2.5.1 - Конструкция скважины.

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Для предотвращения нефтегазовых выбросов необходимо применять устройства, герметизирующие устье скважины при газонефтеводопроявлениях, и позволяющие производить процесс бурения при возникновении давления на устье. С этой целью применяются превенторы ППМ 125х14.

Колонная головка выбирается по диаметру обсадных колонн и наибольшему давлению на устье. В данном случае этим условиям удовлетворяет колонная головка ГKK 280×210 – 245 , так как в проектируемой скважине давление на устье скважины при опрессовке составляет 12,5 МПС (125 атм.), а обвязываемые обсадные колонны имеют диаметры 146 мм и 244,5 мм. Следовательно, для обвязки устья скважины принимаем колонную головку ГKK 280×210 – 245.

2.3 Углубления скважины

Проектирование процесса углубления нефтяных и газовых скважин является одной из важнейших частей проектирования строительства скважины, так как от этого напрямую зависит механическая скорость бурения и количество капитальных вложений, направленных на строительство скважины. Кроме того, стоит отметить, что расчеты следует вести исходя из технологии бурения и требований безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

2.3.1 Выбор способа бурения

Таблица 2.3.1.1

Способы бурения по интервалам скважины		
Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный
50-900	Кондуктор	С применением ГЗД (турбобур)
900-2760	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД(винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Принимаем шифр долот по ГОСТ 20693-75.

Внесем эти данные в таблицу.2.3.1.1

Таблица 2.3.1.1

Шифр долот применяемых для бурения данной скважины.

Интервал		0-50	50-900	900-2670
Шифр долота		III-393,7 М-ГВ	III-295,3 МС-ГВ	III-215,9 СЗ-ГВ
Тип долота				
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	МС	СЗ
Присоединительная резьба	ГОСТ	з-141	з-121	з-117
	API	-	-	-
Длина, м		0,6	0,4	0,3
Масса, кг		115	68	35
G, тс	Рекомендуемая	2-5	6-9	8-15
	Предельная	40	40	25
n, об/мин	Рекомендуемая	250-400	150-300	90-100
	Предельная	210	180	100-200

3.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Величина нагрузки на долото не должна превышать 80% от максимальной по паспортным данным.

Таблица 2.3.2.1

Осевая нагрузка по интервалам бурения

Интервал бурения по стволу, м.		Осевая нагрузка, тс.
от	до	
0	50	3
50	900	8,83
900	2670	20

Выбранная нами осевая нагрузка по интервалам горных пород обеспечит выполнение механической работы долотом, необходимой для разрушения горной породы на забое скважины с максимальной скоростью.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Оптимальные частоты вращения долот находятся в диапазонах:

- для долот типа М 250 – 400 об/мин;
- для долот типа МС 150 – 300 об/мин;
- для долот типа С 100 – 200 об/мин.

Таблица 2.3.3.1

Частота вращения породоразрушающего инструмента по интервалам горных пород.

Интервал горных пород, м	Частота вращения, об/мин
0 -50	165
50 - 900	220
900 - 2670	159

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 50-900 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается турбобур ЗТСШ1-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР-195, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

В таблице 2.3.5.1 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.3.5.1 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-900	900-2670
Исходные данные				
Д _д	м	Не требуется	0,2959	0,1905

	мм		295,9	215,9
G_{oc} , тс			96	96
Q , Н*м/кН			1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$, мм	Не требуется		240	195
M_p , Н*м			650	820
M_o , Н*м			147	108
$M_{уд}$, Н*м/кН			37	32

В таблице 2.3.5.2 приведены технические характеристик запроектированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.3.5.2 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ЗТСШ 1-240	50-900	240	24,5	5420	40-50	350-400	1,8	2,2
ДР-195	900-2670	195	6,8	1150	25-35	90-120	3,6	3,1

В интервале 2635-2645 м, характеризующимся газонефтепроявлениями, предусматривается бурение с отбором керна, т.е. будут применяться бурголовки, диаметр которых равен 212,7мм. В связи с тем что, при бурении с отбором керна применяется спец режим, а именно бурение на пониженных оборотах и осевой нагрузки, переходим на работу винтовым забойным двигателем Д1-195.

По формуле (2.3.5.2) находим величину крутящего момента, необходимого для разрушения забоя:

$$M_{кр} = 500 * 0,2127 + 1,5 * 120 * 0,2127 * 9 = 450 \text{ Н*м.}$$

Согласно рассчитанным значениям выбираем турбобур типа Д1-195.

Характеристика турбобура

Расход жидкости, л/с.....	25
Частота вращения вала турбобура, об/мин.....	90
Момент турбобура, Н*м.....	4500
Длина, мм.....	6375
Масса, кг.....	1080

По формуле (2.3.5.3) находим необходимый крутящий на валу забойного двигателя

$$M_{зд} = 2 * 4500 \left(\frac{1100 * 0,0248^2}{1000 * 0,025^2} \right) = 9742,2 \text{ Н*м.}$$

Проверяем условие (2.3.5.4)

$$9742,2 \text{ Н*м} > 450 \text{ Н*м,}$$

что говорит о правильно выбранном забойном двигателе.

Выбранные нами двигатели должны при своей работе в скважинных условиях обеспечить максимальную механическую скорость и увеличить проходку на долото для максимального снижения капиталовложений на бурение скважины.

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Исходные данные к расчету:

1. Условия бурения – нормальные.
2. Интервал бурения 0 – 2670 метров.
3. Осевая нагрузка на долото – 20000 кг.
4. Диаметр забойного двигателя – 0,195 м.
5. Длина забойного двигателя – 25,905 м.
6. Вес забойного двигателя – 4850 кг.
7. Диаметр обсадной колонны – 0,146 м.
8. Толщина стенки обсадной колонны – 7,0мм.
9. Удельный вес бурового раствора – 1,10г/см³.
10. Перепад давления на турбобуре и долоте – 3,5 МПа.

11. Действующее наружное давление – 23 МПа.
12. Коэффициент трения колонны о породу – 0,3.
13. Тип клинового захвата – ПКР-560.
14. Длина клиньев – 0,40 м.

Результаты произведенного расчета:

- 1-я ступень УБТ - УБТ 178-90 длина – 148 м.
Момент затяжки УБТ 1-й секции – 2470-3260 кгс·м.
- 2-я ступень УБТ - УБТ 146-74 длина – 8 м.
Момент затяжки УБТ 2-й секции – 1280-1630 кгс·м.
Тип смазки – графитовая.
Промежуточные опоры на УБТ – 4 шт. диаметром 0,203 м.
Вес компоновки УБТ – 22300,2 кг.
Вес КНБК – 23560,5 кг.
Длина КНБК – 182м.
Тип смазки – графитовая.
- 1-я ступень КБТ – ТБПК 127-9,2 длина – 400 м, вес – 10421,66 кг.
Тип замкового соединения – ЗП-127.
Момент затяжки – 2568,6 кгс·м.
Фактический запас прочности – 2,84.
Коэффициент превышения длины – 8,16.
- 2-я ступень КБТ - ЛБТ 147-11.0-Д16Т длина-1818 м; вес-18127,7 кг.
Тип замкового соединения – ЗЛ-172.
Момент затяжки – 2608 кгс·м.
Фактический запас статической прочности – 1,38.
Фактический запас прочности усталости – 1,35.
Фактический запас прочности по давлению – 1,84.
Общий вес КБТ 50849,5кг

Для бурения скважины на различных интервалах проектируются следующие компоновки. Приведены в таблице 2.3.5.1.

Таблица 2.3.5.1.

Компоновка низа бурильной колонны бурильной колонны

№ п/п КНБК	Интервал по вертикали, м		Элементы КНБК			Назначение
			№ п/п	Типоразмер, шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ на изготовление	
	от	до				
1	2	3	4	5	6	7
1	0	50	1 2 3 4 5	III-393,7 М-ГВ КС-295,3 УБТ 203 ЛБТ 147×11	ГОСТ 20692 – 75 ТУ 51-643073 ТУ 14 – 3 – 835 – 79 ГОСТ – 23786 – 79	Бурение участка под направление.
2	50	900	1 2 3 4 5 6 7	III-295,3 МС-ГВ КС-295,3 ТШ – 240 (2секция) УБТ 203 УБТ 178×90 ТБПК 127×9 ЛБТ 147×11	ГОСТ 20692 – 75 ТУ 51-643073 ГОСТ 26673 – 90 ТУ 14 – 3 – 835 – 79 ТУ 14 – 3 – 835 – 79 ГОСТ Р - 30278 – 92 ГОСТ – 23786 – 79	Бурение под кондуктор, проработка ствола скважины перед спуском кондуктора.
3	900	2670	1 2 3 4 5 6 7 8	III-215,9 С-ГВ КС-215,9 ТШ – 195 3с СУ-213 УБТ 178×90 УБТ 146×74 ТБПК 127×9 ЛБТ 147×11	ГОСТ 20692 – 75 ТУ 51-643073 ГОСТ 26673 – 90 ТУ 39-066-74 ТУ 14 – 3 – 835 – 79 ТУ 14 – 3 – 835 – 79 ГОСТ Р - 30278 – 92 ГОСТ – 23786 – 79	Бурение под эксплуатацион- ную колонну.
4			1 2 3 4 5 6 7	У212,7/80 ST-45С «Удол» УКР-164/80 Д1-195 УБТ 178×90 УБТ 146×74 ТБПК 127×9 ЛБТ 147×11	ГОСТ 26673 – 90 ОСТ 39 – 096 – 79 ТУ 14 – 3 – 835 – 79 ТУ 14 - 3 – 835 - 79 ГОСТ Р - 30278 – 92 ГОСТ – 23786 – 79	Бурение с отбором керна 2635-2645м

2.3.6 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» действующим с 1998 года давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0 – 1200 метров на 10 – 15%, но не более 1,5 Мпа; на глубине 1200 – 2500 м на 5 – 10%, но не более 2,5 Мпа; на глубине 2500 – 3000 м на 4 – 7%, но не более 3,5 МПа (по вертикали) [4].

Плотность бурового раствора по интервалам

$$\text{- до 1200м } \rho = (1,1-1,5) * K_{пл} \text{ г/см}^3; \quad (2.3.6.1.)$$

$$\text{- до 2500м } \rho = (1,07-1,1) * K_{пл} \text{ г/см}^3; \quad (2.3.6.2.)$$

$$\text{более 2500м } \rho = (1,04-1,07) * K_{пл} \text{ г/см}^3; \quad (2.3.6.3.)$$

$$K_{пл} = \frac{P_{пл}}{P_{гс}} \text{ атм}, \quad (2.3.6.4.)$$

где $P_{пл}$ -пластовое давление, атм; $P_{гс}$ - гидростатическое давление, атм.

Расчет плотности по интервалам:

от 0-900м

Подставляем значения в формулу (2.3.6.4.):

$$K_{пл} = \frac{9,2}{9,2} = 1.$$

от 900-1200м

Подставляем значения в формулу (2.3.6.4.):

$$K_{пл} = \frac{17,17}{17,0} = 1,01.$$

от 1200-2670м

Подставляем значения в формулу (2.3.6.4.):

$$K_{пл} = \frac{24,48}{24,0} = 1,02$$

Плотность раствора по интервалам составит:

от 0-900м

Подставляем значения в формулу (2.3.6.1.)

$$\rho = (1,1 - 1,15) * 1 = 1,1 - 1,15 \text{ г/см}^3.$$

от 900-1200м

Подставляем значения в формулу (2.3.6.1.)

$$\rho = (1,1 - 1,07) * 1,01 = 1,11 - 1,08 \text{ г/см}^3.$$

от 1200-2670м

Подставляем значения в формулу (2.3.6.1.)

$$\rho = (1,07 - 1,1) * 1,02 = 1,09 - 1,122 \text{ г/см}^3.$$

На основе опыта пробуренных скважин на Снежном месторождении и анализируя условия бурения примем параметры бурового раствора представленные в табл. 2.3.6.1.

Таблица 2.3.6.1.

Тип и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м	Параметры расвора					
		Плотность, г/см ³	Вязкость, С	Водоотдача, см ³ /30мин	СНС, мгс/см ²	Содержание песка	рН
полимерглинистый	0-900	1,1-1,15	40	8	20-40	2	7,0
полимерглинистый	900-1700	1,11-1,08	24	6-8	10-20	1	8,0
полимерглинистый	1700-2670	1,09-1,12	24	4-6	10-20	1	8,0

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Гидравлический расчет промывки скважины производится с целью выбора рационального режима промывки скважины, обеспечивающего эффективную отработку буровых долот, производительности насосов, диаметров, числа насадок гидромониторных долот, допустимых диапазонов изменения реологических характеристик буровых растворов с учетом геологических и технологических условий бурения.

Также определяются гидравлические сопротивления в элементах циркуляционной системы, гидравлическая мощность и характеристика движения бурового раствора во всех элементах циркуляционной системы и в скважине, в насадках долота, скорость восходящего потока.

Гидравлический расчёт промывки скважины при бурении под эксплуатационную колонну производится по методике, изложенной в [7].

Исходные данные для расчета:

Глубина бурения скважины по стволу H , м	2670
Диаметр долота d_d , м	0,2159
Коэффициент кавернозности K	1,3
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	23
Давление гидроразрыва $P_{гд}$, МПа	51
Плотность разбуриваемых пород ρ_p , кг/м ³	2300
Механическая скорость бурения V_m , м/с	0,003
Расход промывочной жидкости Q , м ³ /с	0,023
Тип бурового насоса	НБТ-600-II
Наружный диаметр УБТ d_n , м	0,178
Наружный диаметр СБТ d_n , м	0,127
Наружный диаметр ЛБТ d_n , м	0,147
Длина УБТ l , м	156
Длина СБТ l , м	400
Длина ЛБТ l , м	1818
Внутренний диаметр УБТ d_v , м	0,090
Внутренний диаметр СБТ d_v , м	0,109
Внутренний диаметр ЛБТ d_v , м	0,125
Пластическая вязкость промывочной жидкости η_p , Па·с	0,012
Динамическое напряжение сдвига τ_t , Па	20
Плотность промывочной жидкости $\rho_{пж}$, кг/м ³	1100

Определение плотности промывочной жидкости при которой не произойдет гидроразрыва пласта.

Критическая плотность промывочной жидкости $\rho_{кр}$ определяется по формуле:

$$\rho_{кр} = \frac{P_{гр} - \sum(\Delta P_{кп}) - (1 - \varphi) \cdot \rho_{п} \cdot g \cdot H}{\varphi \cdot g \cdot H}, \quad (2.3.8.1)$$

где φ - содержание жидкости в буровом растворе со шламом, которое определяется по следующей формуле:

$$\varphi = \frac{Q}{(V_M \cdot d_c^2 \cdot \pi / 4) + Q}, \quad (2.3.8.2)$$

d_c – диаметр скважины, м, который определяется по следующей формуле:

$$d_c = d_D \cdot K. \quad (2.3.8.3)$$

$\sum(\Delta P_{кп})$ - сумма потерь давления по длине кольцевого пространства $\Delta P_{кп}$ и местных потерь давления от замков $\Delta P_{мн}$, МПа.

По формуле (2.3.8.3):

$$d_c = 0,2159 \cdot 1,3 = 0,28067 \text{ м.}$$

По формуле (2.3.8.2):

$$\varphi = \frac{0,023}{(0,003 \cdot 0,281^2) \cdot 3,14 / 4 + 0,023} = 0,992.$$

Для определения $\Delta P_{кп}$ и $\Delta P_{мн}$ необходимо вычислить критические числа Рейнольдса $Re_{кр}$ в кольцевом пространстве, действительные числа Рейнольдса в кольцевом пространстве $Re_{кп}$ и числа Сен-Венана в кольцевом пространстве.

Критические числа Рейнольдса определяются по формуле:

$$Re_{кп} = 2100 + 7,3 \cdot \left(\frac{\rho_{пж} \cdot (d_c - d_n)^2 \cdot \tau_T}{\eta_{п}^2} \right)^{0,58}, \quad (2.3.8.4)$$

за УБТ

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot \left(\frac{1100 \cdot (0,281 - 0,178)^2 \cdot 20}{0,012^2} \right)^{0,58} = 31272;$$

$$\text{за СБТ} \quad Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot \left(\frac{1100 \cdot (0,281 - 0,127)^2 \cdot 20}{0,012^2} \right)^{0,58} = 48616$$

$$\text{за ЛБТ} \quad Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot \left(\frac{1100 \cdot (0,281 - 0,147)^2 \cdot 20}{0,012^2} \right)^{0,58} = 41684$$

$$\text{за турбобуром} \quad Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot \left(\frac{1100 \cdot (0,281 - 0,195)^2 \cdot 20}{0,012^2} \right)^{0,58} = 25764$$

Действительные числа Рейнольдса определяются по формуле:

$$Re_{кп} = \frac{4 \cdot \rho_{пж} \cdot Q}{\Pi(d_c + d_n) \cdot \eta_{п}}, \quad (2.3.8.5)$$

$$\text{за СБТ} \quad Re_{кп} = \frac{4 \cdot 1100 \cdot 0,023}{3,14 \cdot (0,281 + 0,127) \cdot 0,012} = 6583;$$

$$\text{за ЛБТ} \quad Re_{кп} = \frac{4 \cdot 1100 \cdot 0,023}{3,14 \cdot (0,281 + 0,147) \cdot 0,012} = 6275;$$

$$\text{за УБТ} \quad Re_{кп} = \frac{4 \cdot 1100 \cdot 0,023}{3,14 \cdot (0,281 + 0,178) \cdot 0,012} = 5851;$$

$$\text{за турбобуром} \quad Re_{кп} = \frac{4 \cdot 1100 \cdot 0,023}{3,14 \cdot (0,281 + 0,195) \cdot 0,012} = 5642.$$

Так как полученные значения $Re_{кп} < Re_{кр}$, то движение жидкости в кольцевом пространстве за ЛБТ, УБТ, СБТ и турбобуром происходит при ламинарном режиме.

Числа Сен-Венана определяются по следующей формуле:

$$S_{кп} = \frac{\Pi \cdot \tau_r \cdot (d_c - d_n)^2 \cdot (d_c + d_n)}{4 \cdot Q \cdot \eta_{п}}, \quad (2.3.8.6.)$$

$$\text{за СБТ} \quad S_{кп} = \frac{3,14 \cdot 20 \cdot (0,281 - 0,127)^2 \cdot (0,281 + 0,127)}{4 \cdot 0,023 \cdot 0,012} = 550;$$

$$\text{за ЛБТ} \quad S_{кп} = \frac{3,14 \cdot 20 \cdot (0,281 - 0,147)^2 \cdot (0,281 + 0,147)}{4 \cdot 0,023 \cdot 0,012} = 437;$$

$$\text{за УБТ} \quad S_{кп} = \frac{3,14 \cdot 20 \cdot (0,281 - 0,178)^2 \cdot (0,281 + 0,178)}{4 \cdot 0,023 \cdot 0,012} = 277;$$

$$\text{за турбобуром} \quad S_{кп} = \frac{3,14 \cdot 20 \cdot (0,281 - 0,195)^2 \cdot (0,281 + 0,195)}{4 \cdot 0,023 \cdot 0,012} = 200.$$

Потери давления по длине кольцевого пространства определяются по формуле:

$$\Delta P_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot \tau_{\text{т}} \cdot l}{\beta \cdot (d_{\text{с}} - d_{\text{н}})}, \quad (2.3.8.7)$$

где β - коэффициент, равный 0,86 для СБТ, 0,84 для ЛБТ, 0,80 для УБТ и 0,79 для турбобура.

за СБТ

$$\Delta P_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 20 \cdot 400}{0,86 \cdot (0,281 - 0,127)} = 0,24 \text{ МПа};$$

за ЛБТ
$$\Delta P_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 20 \cdot 1818}{0,84 \cdot (0,281 - 0,147)} = 1,29 \text{ МПа};$$

за УБТ
$$\Delta P_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 20 \cdot 156}{0,80 \cdot (0,281 - 0,178)} = 0,15 \text{ МПа};$$

за турбобуром
$$\Delta P_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 20 \cdot 25,9}{0,79 \cdot (0,281 - 0,195)} = 0,03 \text{ МПа}.$$

Местные потери от замков определяются по формуле:

$$\Delta P_{\text{мк}} = \frac{l}{l_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{d_{\text{с}}^2 - d_{\text{н}}^2}{d_{\text{с}}^2 - d_{\text{нм}}^2} - 1 \right)^2 \cdot \rho_{\text{пж}} \cdot V_{\text{кп}}, \quad (2.3.8.8.)$$

где $l_{\text{т}}$ – длина одной бурильной трубы, м, $l_{\text{т}} = 12$ м; $d_{\text{нм}}$ – наружный диаметр муфт, м, $d_{\text{нм}} = 0,170$ м и $0,172$ м для СБТ и ЛБТ соответственно; $V_{\text{кп}}$ – скорость движения жидкости в кольцевом канале, м/с.

Скорость движения жидкости в кольцевом канале определяется по формуле:

$$V_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot (d_{\text{с}}^2 - d_{\text{н}}^2)}, \quad (2.3.8.9)$$

за СБТ
$$V_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 0,023}{3,14 \cdot (0,281^2 - 0,127^2)} = 0,46 \text{ м/с};$$

за ЛБТ
$$V_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 0,023}{3,14 \cdot (0,281^2 - 0,147^2)} = 0,51 \text{ м/с};$$

за УБТ
$$V_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 0,023}{3,14 \cdot (0,281^2 - 0,178^2)} = 0,62 \text{ м/с};$$

За турбобуром $V_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 0,023}{3,14 \cdot (0,281^2 - 0,195^2)} = 0,7 \text{ м/с.}$

Тогда по формуле (2.3.8.8):

за СБТ $\Delta P_{\text{МК}} = \frac{400}{12} \cdot \left(\frac{0,281^2 - 0,127^2}{0,281^2 - 0,170^2} - 1 \right) \cdot 1100 \cdot 0,46 = 0,0043 \text{ МПа;}$

за ЛБТ $\Delta P_{\text{МК}} = \frac{1818}{12} \cdot \left(\frac{0,281^2 - 0,147^2}{0,281^2 - 0,172^2} - 1 \right) \cdot 1100 \cdot 0,51 = 0,014 \text{ МПа;}$

$$\sum(\Delta P_{\text{кп}}) = 0,24 + 1,29 + 0,15 + 0,03 + 0,0043 + 0,014 = 1,73 \text{ МПа.}$$

По формуле (2.3.8.1):

$$\rho_{\text{кр}} = \frac{40,8 \cdot 10^6 - 1,73 \cdot 10^6 - (1 - 0,992) \cdot 2300 \cdot 9,8 \cdot 2400}{0,992 \cdot 9,8 \cdot 2400} = 1621,7 \text{ кг/м}^3.$$

Критическая плотность промывочной жидкости, при которой может произойти гидроразрыв пласта больше принятой, следовательно, условия недопущения гидроразрыва выполняется.

Определение потерь давления в элементах циркуляционной системы.

Потери давления в трубах определяются по формуле:

$$\Delta P_{\text{т}} = \lambda_{\text{т}} \cdot \frac{8 \cdot \rho_{\text{пж}} \cdot Q \cdot l}{\pi^2 \cdot d_{\text{в}}^2}, \quad (2.3.8.10)$$

где $\lambda_{\text{т}}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений в трубах.

Коэффициент гидравлических сопротивлений определяется по формуле:

$$\lambda_{\text{т}} = 0,1 \cdot \left(\frac{1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{d_{\text{в}}} + \frac{100}{\text{Re}_{\text{т}}} \right)^{0,25}, \quad (2.3.8.11)$$

Значение $\text{Re}_{\text{т}}$ определяется по формуле:

$$\text{Re}_{\text{т}} = \frac{4 \cdot \rho_{\text{пж}} \cdot Q}{\pi \cdot d_{\text{в}} \cdot \eta_{\text{н}}}, \quad (2.3.8.12)$$

в СБТ $\text{Re}_{\text{т}} = \frac{4 \cdot 1100 \cdot 0,023}{3,14 \cdot 0,109 \cdot 0,012} = 24640;$

в ЛБТ $\text{Re}_{\text{т}} = \frac{4 \cdot 1100 \cdot 0,023}{3,14 \cdot 0,125 \cdot 0,012} = 21486;$

в УБТ $\text{Re}_{\text{т}} = \frac{4 \cdot 1100 \cdot 0,023}{3,14 \cdot 0,09 \cdot 0,012} = 29842.$

По формуле (2.3.8.11):

$$\text{в СБТ} \quad \lambda_{\tau} = 0,1 \cdot \left(\frac{1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{0,109} + \frac{100}{24640} \right)^{0,25} = 0,030;$$

$$\text{в ЛБТ} \quad \lambda_{\tau} = 0,1 \cdot \left(\frac{1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{0,125} + \frac{100}{21486} \right)^{0,25} = 0,030;$$

$$\text{в УБТ} \quad \lambda_{\tau} = 0,1 \cdot \left(\frac{1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{0,09} + \frac{100}{29842} \right)^{0,25} = 0,030.$$

По формуле (2.3.8.10):

$$\text{в СБТ} \quad \Delta P_{\tau} = 0,030 \cdot \frac{8 \cdot 1100 \cdot 0,023 \cdot 400}{3,14^2 \cdot 0,109^2} = 0,021 \text{ МПа};$$

$$\text{в ЛБТ} \quad \Delta P_{\tau} = 0,030 \cdot \frac{8 \cdot 1100 \cdot 0,023 \cdot 1818}{3,14^2 \cdot 0,125^2} = 0,072 \text{ МПа};$$

$$\text{в УБТ} \quad \Delta P_{\tau} = 0,030 \cdot \frac{8 \cdot 1100 \cdot 0,023 \cdot 156}{3,14^2 \cdot 0,09^2} = 0,012 \text{ МПа}.$$

Рассчитаем потери давления в наземной обвязке.

Потери давления в наземной обвязке определяются по формуле:

$$\Delta P_O = (\alpha_c + \alpha_{ш} + \alpha_v + \alpha_k) \cdot \rho \cdot Q^2, \quad (2.3.8.13)$$

где $\alpha_c, \alpha_{ш}, \alpha_v, \alpha_k$ – коэффициенты гидравлических сопротивлений элементов обвязки, $\alpha_c = 1,1 \cdot 10^5$, $\alpha_{ш} = 0,3 \cdot 10^5$, $\alpha_v = 0,3 \cdot 10^5$, $\alpha_k = 0,4 \cdot 10^5$.

$$\Delta P_O = (1,1 + 0,3 + 0,3 + 0,4) \cdot 10^5 \cdot 1100 \cdot 0,023^2 = 0,12 \text{ МПа}.$$

Перепад давления в забойном двигателе $\Delta P_{зд}$ определяется по формуле:

$$\Delta P_{зд} = \Delta P_d \cdot \frac{\rho_{нж} \cdot Q^2}{\rho_e \cdot Q_c^2}; \quad (2.3.8.14)$$

где ΔP_d – перепад давления в забойном двигателе при его работе на технической воде, МПа, $\Delta P = 3,5$ МПа;

Q_c – расход технической воды, м³/с, $Q_c = 0,025$ м³/с.

$$\Delta P_{зд} = 3,5 \cdot \frac{1100 \cdot 0,023^2}{1000 \cdot 0,025^2} = 3,3 \text{ МПа}.$$

Разница между гидростатическими давлениями столба жидкости в кольцевом пространстве и трубах ΔP_r определяется по формуле:

$$\Delta P_r = (1 - \varphi) \cdot (\rho_n - \rho_{\text{пж}}) \cdot g \cdot H;$$

$$(2.3.8.15)$$

$$\Delta P_r = (1 - 0,992) \cdot (2300 - 1100) \cdot 9,81 \cdot 2400 = 0,226 \text{ МПа.}$$

Рассчитаем сумму потерь давления ΔP в циркуляционной системе за исключением потерь давления в долоте ΔP_d .

$$\Delta P - \Delta P_d = 1,73 + 0,021 + 0,072 + 0,012 + 0,12 + 3,3 + 0,226 = 5,48 \text{ МПа.}$$

Резерв давления на долоте ΔP_p определяется по формуле:

$$\Delta P_p = 0,8 \cdot P_H - (\Delta P - \Delta P_d);$$

$$(2.3.8.16)$$

где P_H – давление развиваемое насосом, МПа, $P_H = 16,3$ МПа.

$$\Delta P_p = 0,8 \cdot 16,5 - 5,48 = 7,72 \text{ МПа.}$$

Скорость течения жидкости в насадках долота V_d определяется по формуле

$$V_d = 0,95 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot \Delta P_p}{\rho_{\text{пж}}}}, \quad (2.3.8.16)$$

$$V_d = 0,95 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 7,72 \cdot 10^6}{1100}} = 112,6 \text{ м/с.}$$

$$\Delta P_d = \frac{\rho_{\text{пж}} \cdot V_d^2}{2 \cdot 0,95^2}, \quad (2.3.8.17)$$

$$\Delta P_d = \frac{1100 \cdot 112,6^2}{2 \cdot 0,95^2} = 7,7 \text{ МПа.}$$

Таким образом, расчетное рабочее давление в насосе P составит:

$$P = 5,48 + 7,7 = 13,18 \text{ МПа.}$$

Площадь промывочных отверстий определяется по формуле

$$\Phi = \frac{Q - Q_d}{V_d}; \quad (2.3.8.18)$$

где Q_d – утечки промывочной жидкости через уплотнения вала забойного двигателя, м³/с, $Q_d = 0,0004$ м³/с.

$$\Phi = \frac{0,023 - 0,0004}{112,6} = 0,0002 \text{ м}^2.$$

Выбираем насадки диаметром 15 и 18 мм.

С учетом утечек, количество промывочной жидкости подаваемой к забою составит: $Q - Q_d = 0,023 - 0,0002 = 0,0232 \text{ м}^3/\text{с}$, что удовлетворяет условию промывки п. 2.3.5.

Рассчитанная нами программа гидравлической промывки скважины показывает о том, что принятое значение расхода промывочной жидкости и развиваемого насосом давления достаточны для преодоления гидравлических сопротивлений в элементах циркуляционной системы, штатной работы забойного двигателя и реализации гидромониторного эффекта. При этом также соблюдается условие недопущения гидроразрыва пород, слагающих стенки скважины, что крайне важно. Нашим условиям удовлетворяет насос НБТ-600-2

Характеристики насоса НБТ-600-2 приведены в таблице 2.3.8.1

Таблица 2.3.8.1.

Характеристики насоса НБТ-600-2

Параметры	Характеристика
Мощность, кВт	600
Полезная мощность, кВт	475
Наибольшая идеальная подача, л/с	45
Число ходов поршней в минуту	70-145
Длина хода поршня, мм	250
Передаточное отношение редуктора	3,15
Тип пневмокомпенсатора	Сферический, диафрагменный.
Тип предохранительного клапана	Гвоздевой
Пусковое устройство	ДЗУ-250
Диаметр шкива	1120
Число ремней	16
Габариты, мм : длина / ширина / высота	4560 / 2180/ 1768
Масса, кг	13701

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Проектом предусмотрен отбор керна в интервалах 2635-12645 м.

Данные интервалы бурятся с применением буровой головки У212,7/80 СТ-45С «Удол», наружным диаметром 212,7 мм и керноотборочного снаряда УКР-164/80. При бурении используется винтовой забойный двигатель, параметры которого приведены в п. 2.3.4. В дальнейшем ведется расширение ствола скважины с применением шарошечного долота, диаметром 215,9 мм до проектной глубины 2670 м.

Отбор керна ведут с осевыми нагрузками, составляющими 70-80%, а иногда меньше осевых нагрузок на долот. Исходят при этом из соображения лучшего сохранения керна, так как при высокой осевой нагрузки больше вероятность потери устойчивости низа бурильной колонны и появления продольных и поперечных колебаний. Кроме того, применение повышенных осевых нагрузок ограничивается прочностью бурильных головок. Принимаем нагрузку 8-9 тс.

Количество промывочной жидкости необходимо уменьшить, по сравнению с обычным режимом бурения. Но при этом необходимо помнить, что это количество должно быть достаточным для работы забойного двигателя и нормальной очистки забоя от выбуренной породы. При несоблюдении такого условия время бурения увеличивается и керн подвергается действию промывочной жидкости более длительное время. Определяем расход бурового раствора 18-19 л/сек.

В период отбора керна необходимо строго соблюдать заданные параметры промывочной жидкости, так как они оказывают прямое воздействие на состояние керна. Так с увеличением водоотдачи и снижением вязкости, промывочная жидкость и ее фильтрат более интенсивно проникают в поры и трещины керна, снижая его прочность. При высокой вязкости

снижается механическая скорость бурения, в результате чего время пребывания керна в скважине возрастает, что отрицательно сказывается на его состоянии.

Опыт применения в промывочной жидкости смазочных добавок при отборе керна дал положительные результаты. Снижение трения керна с деталями кернаотборочного инструмента и кусков керна между собой способствует улучшению сохранности кернового материала.

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

В круг проблем и вопросов, охватываемых термином заканчивание скважин, входят такие, как: вскрытие продуктивных пластов при бурении, опробование пластов в процессе бурения (испытателями пластов), выбор конструкции забоя скважин, разобщение пластов.

Заканчивание скважин - это совокупность технологических процессов направленных на создание надежной гидродинамической связи продуктивного пласта со скважиной с целью получения высокой производительности и безремонтного периода эксплуатации скважины.

2.4.1 Расчет обсадных колонн

За главные, действующие на обсадную колонну нагрузки, принимаем: наружные избыточные $P_{ни}$, внутренние избыточные $P_{ви}$ и нагрузки растяжения [9].

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

В общем виде, в любом поперечном сечении обсадной колонны, наружные избыточные давления $P_{ни}$ определяются как разность между наружными P_n и внутренними P_v давлениями

$$P_{ни} = P_n - P_v. \quad (2.4.1.1.)$$

Расчет проводим для периода времени, когда эти нагрузки достигают максимальных значений. При этом внутренние давления P_v , создаваемые столбом оставшегося флюида, будут минимальны, следовательно будут максимальны наружные избыточные давления.

Составляем расчетную схему (рис. 2.4.1.1.)

На схеме выделяем характерные точки по длине колонны:

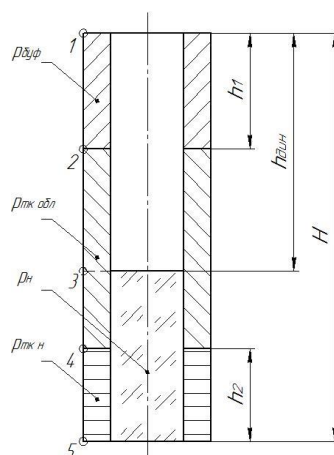
Точка 1 - устье скважины;

точка 2 - уровень цементного камня за колонной;

точка 3 - уровень жидкости в колонне;

точка 3 - уровень камня за колонной

точка 5 - забой скважины.



НИД в конце эксплуатации скважины			
	P_n , МПа	P_v , МПа	$P_{ни}$, МПа
1	0	0	0
2	8,25	0	8,25
3	19,8375	0	19,8375
4	28,87125	6,35173	22,51952
5	30,078375	7,0399	23,038475

Рис. 2.4.1.1. Расчетная схема

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

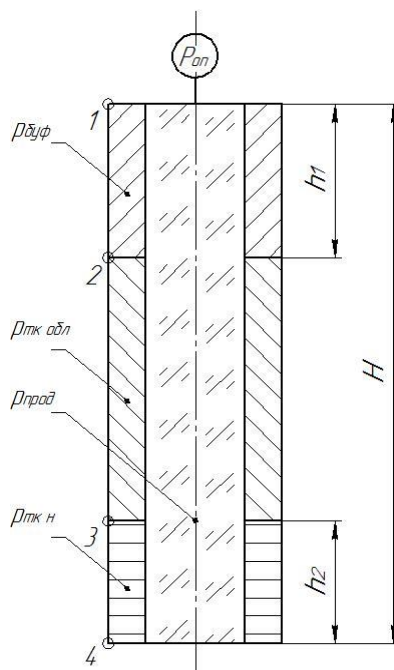
В общем виде внутренних избыточные давления $P_{ви}$ определяются как разность между внутренними P_v и наружными P_n давлениями

$$P_{ви} = P_v - P_n. \quad (2.4.1.2.)$$

Расчет проводится для времени, когда внутренние избыточные давления достигают максимальных значения. Этот период соответствует моменту опрессовки колонны при проверке ее на герметичность. Давление опрессовки $P_{оп}$ определяется из условия

$$P_{оп} = 1.1 P_y, \quad (2.4.1.2.)$$

Составляем расчетную схему для периода опрессовки обсадной колонны (рис. 2.4.1.2.)



ВИД при опрессовке ОК			
	$P_{он}, \text{ МПа}$	$P_v, \text{ МПа}$	$P_{ви}, \text{ МПа}$
1	0	11,5	11,5
2	8,25	19	10,75
3	29,05875	37,33	8,27125
4	30,265875	38,2	7,934125

Рис. 2.4.1.2. Расчетная схема

На схеме выделяем характерные точки:

точка 1 - устье скважины;

точка 2 - уровень цементного камня за колонной;

точка 3 - уровень цементного камня за колонной

точка 4 - забой скважины.

За внутренние давления принимается сумма давлений от опрессовочного на устье $P_{по}$ давления соответствующего столба опрессовочной жидкости.

На основании проведенных расчетов строим графики наружных и внутренних избыточных давлений (рис. 2.4.1.3).

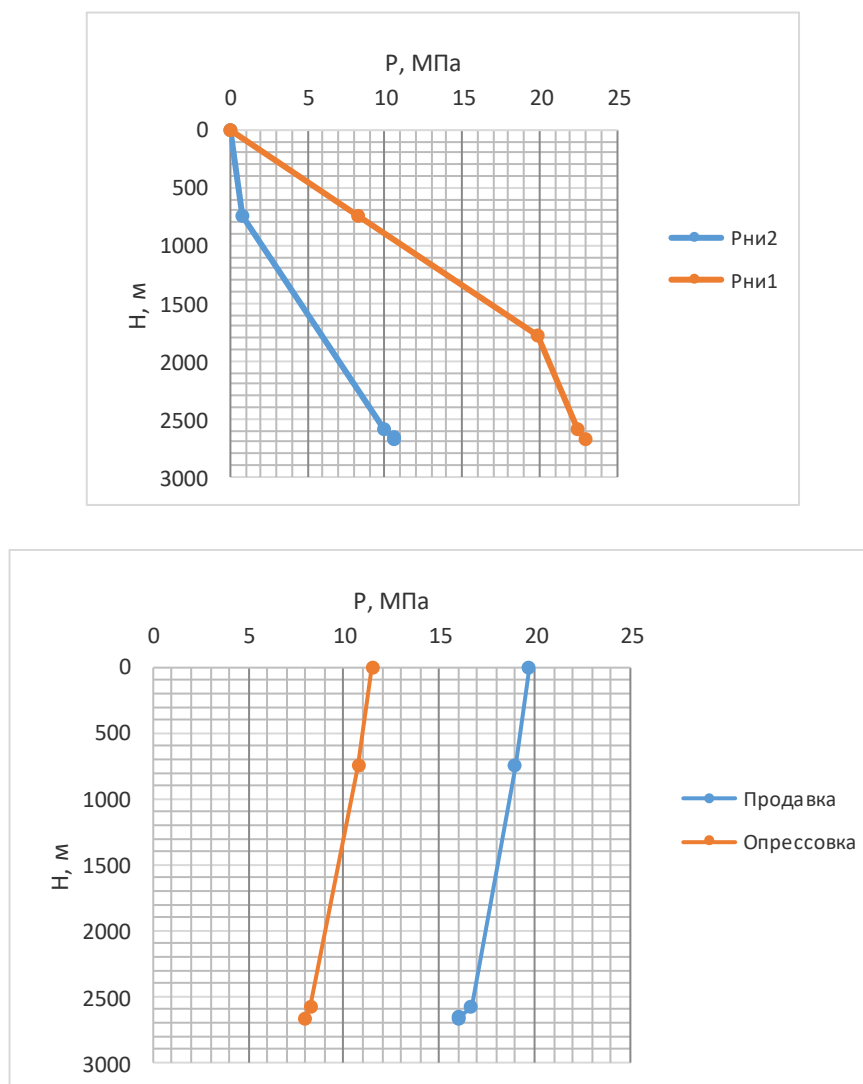


Рисунок 2.4.13 Графики наружных и внутренних избыточных давлений.

2.1.4.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 2.1.4.3

Таблице 2.1.4.3 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	сумма	
1	Д	8,9	320	35,4	11328	80276	2670-2350
2	Д	8	930	29,4	27342		2350-1420
3	Д	7,3	1420	29,4	41606		0-142

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\text{ кп}} + P_{гд\text{ кп}} \leq 0,95 \cdot P_{гр},$$

$$39,0045 + 0,027068 \leq 0,95 \cdot 51,2695$$

$$39,03157 \leq 48,706$$

где $P_{гс\text{ кп}}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;
 $P_{гд\text{ кп}}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;
 $P_{гр} = 45$ МПа – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва, МПа.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гд\text{ кп}}$ определяются по формуле:

$$P_{гд\text{ кп}} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\text{ эс}} \cdot V_{эс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{к\text{ вн}} - D_{эк\text{ н}})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\text{ ос}} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{эк\text{ д}} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} - D_{эк\text{ н}})}, = 0,027 \text{ МПа}$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления при течении жидкости в затрубном пространстве, равный 0,035;

$\rho_{\text{срвзв.зс}}$ и $\rho_{\text{срвзв.ос}}$ – средневзвешенные плотности растворов в конце продавки тампонажного раствора за колонной открытого и закрытого стволов соответственно, кг/м³;

$V_{\text{ос}}$ – скорость восходящего потока в конце продавки за колонной в открытом стволе, равная 0,4 м/с;

$V_{\text{зс}}$ – скорость восходящего потока в конце продавки за колонной в закрытом стволе (м/с), определяемая из условия равенства расходов бурового раствора при его течении в обсаженной и необсаженной частях затрубного пространства;

L – длина ствола скважины, м;

$L_{\text{к}}$ – длина ствола кондуктора, м;

$D_{\text{эк д}}$ – диаметр долота при бурении под эксплуатационную колонну, м;

$D_{\text{эк н}}$ – наружный диаметр обсадной колонны, м;

$k_{\text{срвзв}}$ – средневзвешенный коэффициент кавернозности в открытом стволе скважины;

$D_{\text{к вн}}$ – внутренний диаметр кондуктора, м.

В случае подъема буферной жидкости на устье скважины гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве $P_{\text{гс кп}}$ определяется по формуле:

$$P_{\text{гс кп}} = g \cdot (\rho_{\text{буф}} \cdot h_1 + \rho_{\text{обл тр}} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{\text{н тр}} \cdot h_2) = 39,0045 \text{ МПа}$$

где $\rho_{\text{буф}}$, $\rho_{\text{тр н}}$, $\rho_{\text{тр обл}}$, h_1 , h_2 – величины, значения которых были найдены в практической работе №2.

При выполнении условия недопущения гидроразрыва пластов принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 4.2.2.1 представляется сводная информация об объемах жидкостей заканчивания.

Таблица 4.2.2.1

Рассчитанные объемы жидкостей заканчивания

Наименование жидкости	Объем, м ³
Буферная жидкость	14,1748 м³
Облегченный тампонажный раствор	38,038 м³
Цементный раствор нормальной плотности	2 м³
Продавочная жидкость	49,057 м³

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Выбираем марку цемента ПЦТ - II - 150 (температура на забое 107° С) и рекомендуемое значение водоцементного отношения 0,45. Для облегченного цементного раствора выбираем ПЦТ - III - Об (4-6) – 100 с В/Ц равным 0,98.

Количество составных компонентов тампонажной смеси

Плотность тампонажного раствора	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{\text{тр.обл}} = 1500 \text{ кг/м}^3$	29969,99	11,33355
$\rho_{\text{тр.н.}} = 1850 \text{ кг/м}^3$	2662,523	2,1526
Сумма	32632,5143	13,4862

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементировании скважины

2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементовочного оборудования

При цементировании обсадных колонн в качестве основных технических средств используются:

1) Цементовочные агрегаты, предназначенные для доставки тампонажной смеси в затрубное пространство.

Смесительные машины для её приготовления.

В качестве дополнительных могут использоваться:

- а) станция контроля цементировании (СКЦ),
- б) блок манифольдов (БМ),
- в) осреднительная установка 1УСО – 20.

Выбор типа цементовочных агрегатов.

Цементовочный агрегат должен обеспечивать следующее давление:

$$P_{ца} \geq P_{цг}, \quad (2.4.5.24)$$

где $P_{ца}$ - давление, развиваемое цементовочным агрегатом, МПа;

$P_{цг}$ - максимальное давление на цементовочной головке, МПа.

Максимальное давление на цементовочной головке можно записать в виде выражения: $P_{цг} = \Delta P_{гс} + P_{гд} + P_{ст}$, (2.5.5.25)

где: $\Delta P_{гс}$ – гидростатическое давление, возникающее из-за разностей плотности жидкости внутри колонны и в затрубном пространстве, МПа; $P_{гд}$ – давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений при движении жидкости внутри колонны и в затрубном пространстве, МПа; $P_{ст}$ – дополнительное давление возникающее при посадке продавочной пробки на кольцо “стоп” ($P_{ст} = 2,5$ МПа).

Гидростатическое давление определяется по формуле:

$$\Delta P_{гс} = 0,01(L - h_{БР} - h_{СТ}) \cdot (\gamma_{ТС} - \gamma_{БР}); \quad (2.4.5.2.6)$$

$$\Delta P_{GC} = 0,01(26700 - 750 - 20) \cdot (1,52 - 1,10) = 7,686 \text{ МПа.}$$

Гидродинамические сопротивления определяются суммой сопротивлений при движении жидкости внутри колонны и в затрубном пространстве, по формуле:

$$P_{ГД} = P_{ГД}^{ТР} + P_{ГД}^{ЗП}, \quad (2.4.5.27)$$

где: $P_{ГД}^{ТР}$ – гидродинамические сопротивления при движении жидкости внутри обсадной колонны, МПа; $P_{ГД}^{ЗП}$ – гидродинамические сопротивления при движении жидкости в затрубном пространстве, МПа.

По формуле Дарси-Вейсбаха:

$$P_{ГД}^{ТР} = 0,01 \cdot \lambda_{ТР} \cdot \gamma_{ТР} \cdot \frac{V_{ТР}^2}{2g} \cdot \frac{L}{d}; \quad (2.4.5.28)$$

$$P_{ГД}^{ЗП} = 0,01 \cdot \lambda_{ЗП} \cdot \gamma_{ЗП} \cdot \frac{V_{ЗП}^2}{2g} \cdot \frac{L}{D_C - D}, \quad (2.4.5.29)$$

где, $\lambda_{ТР}$ и $\lambda_{ЗП}$ – соответственно коэффициенты гидравлических сопротивлений в трубах и затрубном пространстве ($\lambda_{ТР} = 0,02$; $\lambda_{ЗП} = 0,035$); $V_{ТР}$ и $V_{ЗП}$ – соответственно скорости движения жидкости внутри труб и в затрубном пространстве ($V_{ТР} = V_{ЗП} \cdot S_{ЗП} / S_{ТР}$); $V_{ЗП} = 1,8 \text{ м/с}$), м/с; $S_{ЗП}$ и $S_{ТР}$ – соответственно площади затрубного пространства и внутренней полости труб, м²;

$$P_{ГД}^{ТР} = 0,01 \cdot 0,02 \cdot 11 \cdot \frac{6,23^2}{2 \cdot 9,8} \cdot \frac{2670}{0,1306} = 8,01 \text{ МПа.}$$

$$P_{ГД}^{ЗП} = 0,01 \cdot 0,035 \cdot 1,52 \cdot \frac{1,8^2}{2 \cdot 9,8} \cdot \frac{2670}{0,281 - 0,146} = 1,56 \text{ МПа.}$$

По формуле (2.4.5.27) получим:

$$P_{ГД} = 8,01 + 1,56 = 9,57 \text{ МПа.}$$

Таким образом по формуле (2.4.5.25) можем определить максимальное давление на цементировочной головке:

$$P_{ЦГ} = 7,69 + 9,57 + 2,5 = 19,76 \text{ МПа.}$$

Необходимое давление цементировочного агрегата определяем по условию: $P_{\text{ЦА}} \geq \frac{P_{\text{ЦГ}}}{0,8}$; (2.4.5.30)

$$P_{\text{ЦА}} \geq \frac{19,76}{0,8} = 24,7 \text{ МПа.}$$

Такое давление обеспечит цементировочный агрегат типа АЦ-32У.

Характеристика цементировочного агрегата АЦ –32У

Полезная мощность, кВт.....	108
Насос поршневой цементировочный.....	НПЦ-32:
- максимальное давление, МПа	32
- максимальная подача, л/с.....	23
Насос водяной.....	ЦНС-38-154:
- максимальное давление, МПа	15
- максимальная подача, л/с.....	10
Двигатель привода водяного насоса.....	ГАЗ-52А
Максимальная мощность двигателя при частоте вращения вала двигателя 2100 об/мин, кВт.....	176
Эксплуатационная мощность при частоте вращения вала двигателя 1800 об/мин, кВт.....	128
Емкость мерного бака, м ³	6,4
Емкость мерного бака для затворения цемента.....	0,25
Габариты агрегата, мм:	
длина.....	10400
ширина.....	2650
высота.....	3200
Масса, кг.....	15230
Определение количества цементировочных агрегатов.	

Количество цементирующих агрегатов должно обеспечить необходимую производительность закачки и продавки тампонажной смеси. В свою очередь необходимая производительность цементирования задаётся из двух частей:

- из условия создания необходимой скорости восходящего потока в затрубном пространстве;
- из условия заданного времени цементирования.

Руководящие документы рекомендуют при цементировании обсадных колонн скорость восходящего потока равную 1,8 2,0 м/с.

Чтобы обеспечить рекомендуемую скорость, суммарная производительность цементирующих агрегатов должна составлять:

$$\sum Q = S_{зп} \cdot V_{зп} ; \quad (2.4.5.31)$$

$$\sum Q = 0,045 \cdot 1,8 = 0,081 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Требуемое число агрегатов составит:

$$n_{ца} = \frac{\sum Q}{g^4} + 1, \quad (2.4.5.32)$$

где g^4 – производительность одного агрегата на 4 скорости при диаметре втулок обеспечивающих необходимое давление, $\text{м}^3/\text{с}$;

1 - резервный агрегат.

$$n_{ца} = \frac{0,081}{0,0107} + 1 = 8,57.$$

Принимаем число цементирующих агрегатов $n_{ца}=9$. Исходя из условия заданного времени цементирования, найдем потребную суммарную производительность цементирующих агрегатов по формуле:

$$\sum Q = \frac{V_{ТС} + V_{ПЖ}}{0,75 \cdot T_{СХВ}^{НАЧ} - T_{ДОП}}, \quad (2.4.5.33)$$

где $T_{СХВ}^{НАЧ}$ – время от затворения тампонажной смеси, до начала её схватывания (для цемента к $T_{СХВ}^{НАЧ} = 6300 \text{ с}$), с;

$T_{\text{доп}}$ – дополнительное время необходимое для вывода смесительной машины на рабочий режим и освобождение верхней продавочной пробки ($T_{\text{доп}} = 900\text{с.}$), с.

$$\sum Q = \frac{81,95 + 33,42}{0,75 \cdot 6300 - 900} = 0,03 \text{ м}^3/\text{с.}$$

По формуле (5.38) получим:

$$n_{\text{оА}} = \frac{0,03}{0,0107} + 1 = 3,8.$$

Принимаем число цементируемых агрегатов $n_{\text{ца}} = 4$. Окончательное число цементируемых агрегатов принимается по наибольшему из полученных значений, то есть $n_{\text{ца}} = 9$.

Выбор смесительных машин.

Смесительные машины (агрегаты) предназначены для приготовления тампонажной смеси путём смешивания жидкости затворения и твёрдой фазы (цемента), транспортировки сухого порошка, кроме того, могут быть использованы для приготовления глинистого раствора.

Принимаем цементосмесительную машину типа УС6-30, которая имеет следующие характеристики:

- | | |
|---|---------|
| 1. вместимость бункера по сухому цементу, т | 30 |
| 2. транспортная грузоподъёмность, т | 15...20 |

По производительности смесительная машина УС6-30 может обеспечить работу двух цементируемых агрегатов, то есть:

$$n_{\text{см}} = \frac{n_{\text{ца}}}{2}; \quad (2.4.5.34)$$

$$n_{\text{см}} = \frac{9}{2} = 4,5.$$

Принимаем число смесительных машин $n_{\text{см}} = 5$.

По количеству необходимого сухого порошка, затариваемого в смесительные машины, их количество определяется по формуле:

$$n_{CM} = \frac{\sum G}{G_1}, \quad (2.4.5.35)$$

где G_1 – грузоподъемность одной смесительной машины, т.

$$n_{CM} = \frac{82,87}{20} = 4,14.$$

Принимаем $n_{CM}=5$. Необходимое число смесительных машин составляет четыре машины.

Выбор манифольда.

Выбор манифольда можно определить по максимальному давлению, возникающему при продавливании тампонажной и продавочной смеси в скважину. Для нашего случая подходит блок манифольдов БМ-700, у которого максимальное рабочее давление равно 700 атмосфер (70 МПа), что значительно меньше давления возникающего на цементирующей головке.

Выбор усреднительного агрегата.

Чтобы обеспечить одинаковые параметры тампонажных растворов по всему их объему в последние годы все чаще и чаще применяют технологию цементирования с применением осреднительных емкостей. В настоящее время разработано несколько типов осреднительных емкостей. Производительность их должна быть не менее 60 литров в секунду, колебания плотности растворов не должны превышать: для тампонажного портландцемента без добавок ± 0.03 грамма на сантиметр кубический.

Во ВНИИКРнефти разработана такая установка 1-УСО-20. Она имеет следующие приемлемые для нас технические характеристики:

Геометрический объем резервуара, м³.....20

Полезный объем резервуара, м³

не более.....14

не менее.....6

Частота вращения валов перемешивающего устройства, 1/с.....0.5-0.7

Максимальная плотность, обрабатываемого тампонажного раствора, кг/м ³	2300
Габариты, мм:	
Длина.....	9260
ширина.....	2600
высота.....	3060
Масса, кг:	
в транспортном положении.....	14200
с максимальной загрузкой.....	47100
Несущий автомобиль.....	КрАЗ-250
Следовательно, выбираем осреднительную установку 1УСО-20.	

Выбор станции контроля цементированния

Станция контроля процесса цементированния скважин СКЦ-2М позволяет по данным автоматического измерения таких основных параметров режима закачивания тампонажного, буферного и бурового растворов, как давление, расход и плотность тампонажного раствора, а также производить оперативное управление.

К станции могут быть подключены 14 цементируемых агрегатов, 6 цементосмесительных машин и, если необходимо, буровые насосы.

Для измерения плотности тампонажного раствора использован радиоактивный плотномер, принцип действия которого основан на измерении степени поглощения гамма-излучения от радиоактивного источника (цезия –137).

Давление измеряется манометром МБГ-1. Для измерения расхода применяется индукционный расходомер.

Технические данные:

Максимальное давление, МПа.....	40
Диапазон измерения плотности,.....	0.8-2.6
Максимальный расход раствора, л/с.....	100

Эти характеристики удовлетворяют нашим условиям и, поэтому выбираем станцию контроля цементированния СКЦ-2М.

2.4.2.4.2 Режимы закачки и продавки тампонажной смеси.

В процессе цементированния в разные периоды времени давление, необходимое для прокачки жидкостей, не остается постоянным. Отсюда возникает задача расчета давлений на цементировочной головке для различных этапов цементированния и подбора развиваемых агрегатом давлений, то есть подбора скоростей работы агрегата на различных этапах. Работу цементировочных агрегатов на различных скоростях можно определить, построив график давлений на цементировочной головке. Объем тампонажной смеси больше внутреннего объема колонны, значит на графике выделяются три характерные точки А, Б, В, значения которых определяется в координатах «давление – объем». Точка А соответствует началу закачки тампонажной смеси (закачка буферной жидкости в данном случае не учитывается). Координата «давление» будет в этом случае будет определяться гидродинамическим сопротивлением, то есть $P_{цг}^a = P_{гд} = 9,57$ МПа. Объем закаченной жидкости равен нулю. Точка Б означает, что обсадная колонна заполнена тампонажной смесью полностью, следовательно объем в этой точке равен объему внутреннего пространства обсадной колонны ($V_{ок} = 33,42 \text{ м}^3$). Давление в точке Б определяется по формуле:

$$P_{цг}^Б = P_{гд} - \Delta P_{гс} = P_{гд} - [0,01 \cdot \Delta h \cdot (\gamma_{тс} - \gamma_{бр})], \quad (2.4.2.4.2)$$

где $P_{гд}$ – гидродинамическое давление, МПа;

$\Delta P_{гс}$ – гидростатическое давление, МПа;

Δh – высота столба тампонажной смеси в обсадной колонне;

$\gamma_{тс}$ – плотность тампонажной смеси, кг/м³;

$\gamma_{бр}$ – плотность бурового раствора, кг/м³;

$$P_{цг}^Б = 9,57 - [0,01 \cdot 1850 \cdot (1800 - 1100)] = - 12,94 \text{ МПа.}$$

В точке В процесс закачки заканчивается. Объём для этой точки равен сумме объёмов тампонажной смеси и всей продавочной жидкости:

$$V_B = V_{mc} + V_{пж} = 81,95 + 33,42 = 115,37 \text{ м}^3.$$

Давление для точки В соответствует максимальному давлению в конце продавки тампонажной смеси (без учёта давления для получения сигнала «стоп»):

$$P_{цг}^B = P_{гд} - \Delta P_{гс},$$

(2.4.2.4.2)

где $P_{гд}$ – гидродинамическое давление, МПа;

$\Delta P_{гс}$ – гидростатическое давление, МПа;

$$P_{цг}^B = 9,57 + 7,69 = 17,26 \text{ МПа}.$$

График изменения давления на цементирующей головке в процессе цементирования показан на рис.2.4.5.2.

С учетом данных графика, изображённого на рис.2.4.5.2 и технической характеристики выбранных цементирующих агрегатов АЦ-32У видно, что на III скорости можно закачать 5 м³ жидкости, на IV скорости можно закачать 80 м³ жидкости, на III скорости можно закачать ещё 10 м³ жидкости, а на II скорости можно закачать 19,7 м³ жидкости. Последние 2 % от объёма продавочной жидкости должны закачиваться одним агрегатом и на нижней передаче. Отсюда на I скорости одним агрегатом закачивается 0,67 м³.

Давление на различных скоростях выбирается при таком диаметре втулок, при котором давление развиваемое агрегатом на низкой передаче, превышает максимальное на цементирующей головке.

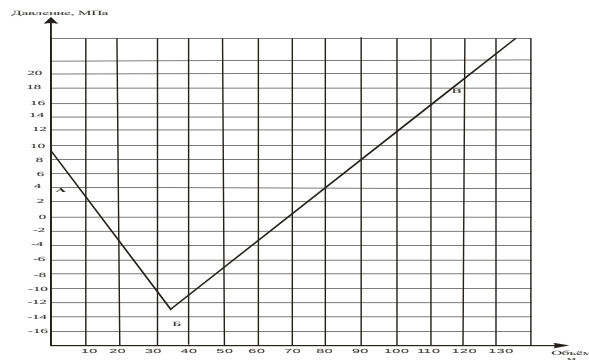


Рис. 2.4.5.2. Изменения давления на цементировочной головке в процессе цементирования.

Выбираем диаметр втулок равный 125 мм. В этом случае цементировочный агрегат тапа АЦ-32У развивает подачу и давление на различных скоростях, приведённые в таб. 2.4.5.1.

Таблица 2.4.2.4.1.

Подача и давление развиваемое цементировочным агрегатом АЦ-32У при диаметре втулок 125 мм .

Скорость агрегата	Подача, л/с	Давление , МПа
1	2,3	24
2	4,3	19
3	8,1	10
4	14,5	6

Время работы цементировочных агрегатов складывается из времени закачки буферной жидкости, тампонажной смеси и продавочной жидкости. Число агрегатов для закачки буферной жидкости определяется по формуле:

$$n_{бж} = \frac{V_{бж}}{V_{м.ж}}, \quad (2.4.2.4.3)$$

где $V_{бж}$ – объём буферной жидкости , м^3 ;

$V_{мб}$ – объём мерного бака агрегата , м^3 ;

$$n_{бж} = \frac{22,48}{6,4} = 3,5.$$

Принимаем число агрегатов для закачки буферной жидкости $n_{бж} = 4$.

Время закачки буферной жидкости определяется по формуле:

$$T_{бж} = \frac{V_{бж}}{g^4 * n_{бж}^4}, \quad (2.4.2.4.4)$$

где $V_{бж}$ - объём буферной жидкости ,м³;

g^4 – производительность агрегатов на 4 скорости , м³/с;

$n_{бж}^4$ –число цементируемых агрегатов .

$$T_{бж} = \frac{22,48}{4 * 0,0145} = 387,5с .$$

Время закачки тампонажной смеси определяется по формуле:

$$T_{мс} = \frac{V_{мс}^4}{g^4 * n_{ца}^4} + \frac{V_{мс}^3}{g^3 n_{ца}^3}, \quad (2.4.2.4.5)$$

где, $V_{мс}^4$ – объём тампонажной смеси закачиваемой на 4-й скорости агрегата , м³; $V_{мс}^3$ – объём тампонажной смеси закачиваемой на 3-й скорости агрегата , м³; g^4 , g^3 –соответственно производительность агрегата на соответствующей скорости , м³/с ; $n_{ца}^4$, $n_{ца}^3$ –соответственно число агрегатов используемых для закачки жидкости на различных скоростях .

$$T_{мс} = \frac{76,95}{0,0145*8} + \frac{5}{0,0081*8} = 740,5с .$$

Время закачки продажной жидкости определяется по формуле:

$$T_{пж} = \frac{V_{пж}^4}{g^4 * n_{ца}^4} + \frac{V_{пж}^3}{g^3 n_{ца}^3} + \frac{V_{пж}^2}{g^2 n_{ца}^2} + \frac{V_{пж}^1}{g^1 n_{ца}^1}, \quad (2.4.2.4.6)$$

где, $V_{пж}^4$ – объём продажной жидкости, закачиваемой на 4-й скорости агрегата, м³; $V_{пж}^3$ – объём продажной жидкости, закачиваемой на 3-й скорости агрегата, м³; $V_{пж}^2$ – объём продажной жидкости, закачиваемой на 2-й скорости агрегата, м³; $V_{пж}^1$ – объём продажной жидкости, закачиваемой на 1-й скорости агрегата, м³; g^4 , g^3 , g^2 , g^1 –соответственно производительность агрегата на соответствующей скорости, м³/с ; $n_{ца}^4$, $n_{ца}^3$, $n_{ца}^2$, $n_{ца}^1$ - число агрегатов используемых для закачки продажной жидкости.

$$T_{пж} = \frac{3,05}{0,0145*8} + \frac{10}{0,0081*8} + \frac{19,7}{0,0043*8} + \frac{0,67}{0,0023*1} = 1044,6с .$$

Общее время на закачку продавочной жидкости и тампонажной жидкости составит:

$$\sum T = 1044,6 + 740,5 = 1785 \text{ с} = 29,75 \text{ минут.}$$

Это меньше времени начала схватывания, которое составляет 90 мин. Следовательно, технологический режим цементирования выбран правильно. Результаты расчётов приведены в таб. 2.4.2.4.2

Таблица 2.4.2.4.2

Режимы работы цементируемых агрегатов.

Вид жидкости	Объём , м ³	Число агрегатов	Скорость агрегата	Время закачки , мин
Буферная	22,48	4	4	6,45
Тампонажная	0,5	8	3	1,28
Тампонажная	77,03	8	4	11,06
Продавочная	3,05	8	4	0,44
Продавочная	10	8	3	2,57
Продавочная	19,7	8	2	9,5
Продавочная	0,67	1	1	4,86

2.5 Выбор буровой установки

Выбор буровой установки производится по максимальной нагрузке на крюке с выполнением следующих условий:

1) Из условия максимальной веса бурового инструмента в скважине:

$$0,6Q_{\max} \geq Q_{\text{дв}} , \quad (2.5.1)$$

где $Q_{\text{бк}}$ - вес бурильной колоны, равный 51 тонне; $Q_{\max}$ – максимально допустимый вес колонны, равный 200 тонн.

$$120 \geq 51, \text{ значит условие соблюдается.}$$

2) При прихватах и затяжках в процессе спуска и подъема могут возникнуть дополнительные нагрузки на колонну – критические нагрузки.

$$Q_{\text{ED}} = K * Q_{\text{E}}, \text{Т}, \quad (2.5.2)$$

где К- коэффициент, учитывающий затяжки и прихваты колонны, К=1,3;
Qк- вес наиболее тяжелой колонны, т.

$$Q_{\text{кр}} = 1,3 * 57,7 = 75,01 \text{ т.}$$

3) Из условия максимального веса обсадной колонны

$$0,9Q_{\text{max}} \geq Q_{\text{E}}, \text{Т}$$

$$(2.5.3)$$

$$180 \geq 57,7 \text{ т.}$$

Все вышеперечисленные условия соблюдаются.

Куст не электрифицирован, поэтому надо бурить на дизельном приводе.

Глубина скважины по стволу 2670 метров.

Желательно обеспечить минимальное время монтажа буровой установки.

Основываясь на этих требованиях, выбираем буровую установку для разведочного бурения 3Д-76, со следующими техническими характеристиками [13] :

Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000
Условная глубина бурения, м	4000
Наибольшая оснастка талевого системы	5х6
Диаметр талевого каната, мм	32
Вышка ВБ-53 башенного типа.	
Полезная высота вышки, м	53
Номинальная длина свечи, м	25
Масса, т	34,2
Ротор	Р-560
Клиновой захват	ПКР-560
Число основных буровых насосов	2
Тип бурового насоса	НБТ-600

Мощность бурового насоса, кВт	600
Буровой вертлюг	В-250
Компрессор с механическим приводом	К-5М
с индивидуальным электроприводом	КСЭМ-5
Талевый блок	УТБ-5- 225
Буровая лебедка	У2-5-5
Объем емкости для долива, м ³	12

Выбранная нами буровая установка обеспечит минимальные время монтажа и энергозатраты, а также требуемую скорость бурения.

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ ВКР

Разработка мероприятий по минимизации загрязнения продуктивного пласта

3.1 Факторы влияющие на загрязнение продуктивного пласта.

Основными факторами являются:

- Влияние перераспределения напряжения в масс;
 - Влияние репрессии на продуктивный пласт;
 - Влияние твердой фазы бурового раствора;
 - Влияние времени взаимодействия бурового раствора с продуктивным пластом;
- Влияние твердой фазы бурового раствора;
- Влияние фильтрата бурового раствора.

3.2 Мероприятия по минимизации загрязнения продуктивного пласта при первичном вскрытии.

При первичном вскрытии пласта применяется множество различных технологий рассмотрим некоторые из них:

- Технология бурение на депрессии или равновесии между пластовым и забойным давлениями;
- Технология вскрытия с использованием энергии гидростатического давления столба жидкости в затрубном пространстве.
- Химическое воздействие на продуктивный пласт

3.3. Мероприятия по минимизации загрязнения продуктивного пласта при интенсификации притока нефти.

При интенсификации притока нефти применяют:

- Технологию гидроразрыва продуктивного пласта;
- Технологию вибрационного воздействия на продуктивный;
- Плазменно-импульсное воздействие;
- Химическое воздействие на продуктивный пласт.

Вывод:

Мероприятия по минимизации загрязнения продуктивного пласта на Снежном месторождении Томской области:

- Снижение факторов влияющих на загрязнение продуктивного пласта при первичном вскрытии продуктивного пласта;
- Для интенсификации притока используется технология гидроразрыва пласта так как:
 - близкое расположение водоносных горизонтов нет;
 - наличие высокого качества цементного кольца за обсадной колонной.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Расчет нормативного времени на механическое бурение N , ч, проводится путем перемножения количества метров в каждом интервале на норму времени бурения 1 м, т.е.:

$$T_{\text{м}} = T_{\text{м}}^{1\text{М}} \cdot H, \quad (3)$$

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

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

H – количество метров в интервале, м.

При бурении под кондуктор: $N = 763 \cdot 0,020 = 15,26$ ч. Расчеты для эксплуатационной колонны выполняются аналогично. Нормативное количество долот n , шт, рассчитывается по формуле:

$$n = \frac{H}{H_{\text{д}}},$$

где n – нормативное количество долблений;

H – количество метров в интервале, м;

$H_{\text{д}}$ – проходка на долото (из местных норм), м.

При бурении под кондуктор: $n = 150 / 763 = 0,196$ шт. Расчеты эксплуатационной колонны выполняются аналогично.

4.1.2. Расчет нормативного времени на наращивание труб.

Нормативное время на наращивание труб рассчитывается по следующей формуле: $T_{\text{н}} = T_{\text{н}}^{1\text{T}} \cdot N_{\text{н}}$

где $T_{\text{н}}^{1\text{T}}$ – нормативное время на одно наращивание, час;

N_H – количество наращиваний, которое определяется по формуле:

$$N_H = \frac{H - d}{L},$$

для первого интервала бурения: $N_H = \frac{H}{L}$,

для последующих интервалов, поскольку на дальнейших интервалах от длины неизменной части инструмента зависит только общее количество спущенных и поднятых свечей, а количество наращиваний зависит от длины интервала бурения.

где H – длина интервала, м;

d – длина неизменной части инструмента, м;

L_T – длина трубы (24 м), м.

Норма времени на одно наращивание для инструмента диаметром 127мм составляет 6 мин., или 0,09 ч.

4.2.3. Время на промывку скважины после спуска и перед подъемом инструмента.

Нормативное время на промывку скважины после спуска и перед подъемом инструмента, рассчитывается по формуле

$$T_{np} = \frac{\left[\frac{(H_1^1 + H_2^1) \cdot T_{1np}^1 \cdot n^1}{200} + \frac{(H_1^2 + H_2^2) \cdot T_{1np}^2 \cdot n^2}{200} + \dots + \frac{(H_1^n + H_2^n) \cdot T_{1np}^n \cdot n^n}{200} \right]}{60}$$

где $H_1^1, H_1^2, \dots, H_1^n$ – начальные глубины интервалов, м;

$H_2^1, H_2^2, \dots, H_2^n$ – конечные глубины интервалов, м;

$T_{1np}^1, T_{1np}^2, \dots, T_{1np}^n$ – нормативное время одной промывки одного 50 метрового интервала скважины (из ЕНВ), 30 мин;

$n^1, n^2, \dots, n^n$ – количества долблений по интервалам.

4.2.4. Время на проверку турбобура.

Смена и проверка турбобура производится после 100 часов работы турбобура на забое скважины. Временем непосредственной работы турбобура считается время механического бурения и промывки. Расчет производится по формуле: $T_{см} = \frac{T_{м} + T_{пр}}{100} \cdot T_{1см}$,

где $T_{м}$ – нормативное время механического бурения турбинным способом, час;

$T_{пр}$ – нормативное время на промывку скважины после спуска и перед подъемом инструмента, час;

$T_{1см}$ – норма времени на одну смену и проверку турбобура (из ЕНВ равна 0,63 часа).

4.2.5. Время на подготовительно – заключительные работы.

Нормативное время на подготовительно – заключительные работы при СПО рассчитывается по интервалам, суммируется с нормативным временем на смену долота и заносится в нормативную карту. Расчет для каждого интервала по формуле: $T_{нзр} = T_{1нзр} \cdot n$,

При турбинном бурении норма составляет 36 минут или 0,55 ч. При первом долблении норма принимается 9 минут или 0,15 ч.

4.2.6. Опрессовка бурильных труб.

Опрессовка бурильных свечей проводится через каждые 500 м глубины скважины. Расчет нормативного времени на опрессовку проводится по формуле:

$$T_{он} = \sum_{i=1}^n \left(T_{нзо} + T_{он}^{1с} \cdot \frac{H_i}{L} \right),$$

где $T_{нзо}$ – норма времени на подготовительно – заключительные работы к опрессовке, равная 1,7 часа (по ЕНВ);

T_{on}^{1c} – норма времени на опрессовку одной трубы, равная 0,11 часа (по ЕНВ);

n – количество опрессовок в зависимости от глубины скважины;

L – длина трубы, м;

H_i – длина опрессованного бурильной колонны ($H_1 = 500m - d, H_2 = 1000m - d, H_3 = 1500m - d$, и т. д., где d – длина неизменной части инструмента), м.

4.2.7. Расчет нормативного времени на вспомогательные виды работ.

На ряду с СПО и креплением скважины во время строительства скважины входят и вспомогательные операции: промывки скважины (во время бурения, перед СПО, перед бурением); наращивания во время бурения; ПЗР к СПО; смена долота; геофизические исследования скважин; проверка ПВО; ремонтные работы; смена вахт; прочие (не учтенные) виды работ.

При определении нормативного времени на вспомогательные и прочие виды работ следует пользоваться сборником ЕНВ.

Нормативное время на смену долота рассчитывается по интервалам по формуле: $T_d = T_d^1 \cdot \frac{n}{60}$, (12)

где n – нормативное количество долблений по интервалам;

Нормы времени на смену долот типа БИТ: 7 минут на отвертывание, 7 минут на навертывание. Также в турбинном бурении предусмотрено время на наружный осмотр турбобура и проверку люфта, на эту работу предусмотрено 2 мин, тогда полное время на смену долота будет составлять: 16 мин. или 0,27 ч.

4.3 Определение нормативных технико-экономических показателей бурения скважины

После составления нормативной карты рассчитываются нормативные технико-экономические показатели проводки скважины.

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = H/t_M \text{ м/час,}$$

где H – глубина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час;

$$V_M = 2908/61,8 = 47,05 \text{ м/час.}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = H/(t_M + t_{СПО} + t_{ПВО}) \text{ час,}$$

где $t_{СПО}$ – время СПО, час;

$t_{ПВО}$ – время на предварительно - вспомогательные работы, связанные с рейсом, час;

$$V_P = 2670/(61,8 + 74,8 + 4,16) = 20,07 \text{ м/час.}$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = H \cdot 720/T_K \text{ м/ст.мес}$$

где T_K – календарное время бурения, час.

$$V_K = 2908 \cdot 720/408,88 = 5120 \text{ м/ст.мес.}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{ср} = H/n \text{ м,}$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{ср} = 2670/3 = 969 \text{ м.}$$

4.5 Разработка календарного план – графика строительства скважины

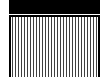
Составляя линейно-календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровые бригады должны работать непрерывно, без

простоев и построить все скважины за запланированное время. Остальные бригады не должны по возможности простаивать.

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

Таблица 37 – Продолжительность бурения и монтажа

Вид работ	месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Монтаж												
Бурение												
Демонтаж												

	- монтаж буровой установки (7,89 суток)
	- бурение скважины (14,03 суток)
	- демонтаж (7,01 суток)

4.6. Общий расчет сметной стоимости геологического задания

Общий расчет сметной стоимости геологического задания представлен в таблице 38.

Таблица 38

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов, единиц на объем	Итого руб.
		Ед.изм	Количество		

1	ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ				
	А. Собственно-геологоразведочные работы:				
	- проектно-сметные	сут.	14.03		552356
	- буровые работы	м	2908		2463590
	Итого полевых работ: $\Sigma 1$				3015946
	- организация полевых работ	%	1,4	от $\Sigma 1$	42233,2
	- ликвидация полевых работ	%	1,3	от $\Sigma 1$	40789,3
	- камеральные и т.д.	%	30	от $\Sigma 1$	904783,8
	Итого основных расходов:				987806,3
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	- строительство временных зданий и сооружений	%	20	т $\Sigma 1$	603189,2
	- транспортировка грузов и персонала	%	30	от $\Sigma 2$	904783,1
	Итого себестоимость проекта: $\Sigma 3$				1507973
2	НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ	%	25	от $\Sigma 2$	226195,7
3	ПЛАНОВЫЕ НАКОПЛЕНИЯ	%	13	$\Sigma 2 + \text{НР} * 15\%$	1076728
4	КОМПЕНСИРУЕМЫЕ ЗАТРАТЫ				
	- производственные командировки	%	0,5	от $\Sigma 1$	14079,7
	- полевое довольствие	%	3	от $\Sigma 2$	27143,8
	- доплаты	%	8	от $\Sigma 2$	728652,8
	- охрана природы	%	1,5	от $\Sigma 2$	18530,4
5	ПОДРЯДНЫЕ РАБОТЫ	%	10	от $\Sigma 2$	500316,0
6	РЕЗЕРВ	%	3	от $\Sigma 3$	107944,2
ИТОГО сметная стоимость		12652207,14			
Договорная цена с учетом НДС (+ 18%)		14929604,42			

Вывод: Существует зависимость способствующая увеличению экономической эффективности, она складывается из взаимодействующих между собой ресурсов. Модернизация оборудования, закупка нового обеспечивает увеличение скорости строительства скважины, однако для безаварийной работы на новом оборудовании должны допускаться работники с соответствующей квалификацией, повышение которой должен обеспечить работодатель.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении, проектировании и подготовки геолого-технических мероприятий.

Таблица 5.1 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.		Нормативные документы
Камеральный этап (работа внутри помещения)			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения	Отклонение показателей микроклимата в помещении		СанПиН 2.2.4.548-96
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		
	Нервно-эмоциональное напряжение		
	Превышение уровней шума		
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ.
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаро-взрывобезопасность	
Полевой этап			
	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	Опасные	ПБ 08-624–03, ГОСТ 12.1.012-90, ГОСТ 12.1.029-80
Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке	Превышение уровней шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	

5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины на Снежном нефтяном месторождении.

5.1.1.1 Неудовлетворительные погодные условия

Отклонение показателей микроклимата в помещении:

Рассмотрим основные показатели микроклимата рабочей зоны и сравним с допустимыми значениями (таблица 5.2) согласно санитарным нормам и правилам (СанПиН) 2.2.4.548-96.

Таблица 5.2 — Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое знач.
Холодный	1б	19-24	19-24	15-75	15-75	0-0,05	0,1
Теплый	1б	20-28	20-28	15-75	15-75	0-0,05	0,1

Все условия микроклимата на рабочем месте имеют оптимальное значения, мероприятий по улучшению условий микроклимата проводить не нужно.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Согласно НТД при нормировании параметров микроклимата выделяют холодный период года, характеризующийся среднесуточной температурой наружного воздуха, равной -20°С и ниже и теплый период года, характеризующийся среднесуточной температурой наружного воздуха выше +18°С.

Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях, которые представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 –Погодные условия

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

5.1.1.2 Неудовлетворительная освещённость

Помещения с постоянным пребыванием людей должны иметь естественное освещение. Естественное освещение подразделяется на следующие типы: боковое, верхнее и комбинированное (верхнее и боковое). Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк.

В таблице 5.4 представлены нормируемые параметры естественного и искусственного освещения.

Таблица 5.4 - Нормируемые параметры естественного и искусственного освещения.

Рабочее место, подлежащее освещению	Разряд зрительной работы	Место установки светильников	Отраслевая норма освещенности, ПК	Норма, ПК
1	2	3	4	5
Роторный стол	II	На ногах вышки, на высоте 6 м под углом 20-300 к вертикали	40	200
Щит КИП	I	Перед приборами	50	220
Пульт талевого блока	IV	На лестничных площадках по высоте вышки	13	80
Полати верхового рабочего	II	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола полатей, под углом 500	25	150
Кронблок	IV	Над кронблоком	25	80
Приемный мост	IV	На ногах вышки на высоте 6 м	30	200
Пульт бурильщика	I	Над пультом	50	220
Машинно-насосный блок, эл/моторы, компрессоры	II	На высоте не менее 3 м	30	200

5.1.1.3 Повышенный шум и вибрации

В непосредственной близости от рабочего места могут находиться насосы и двигатели, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.003-83 (1999). Норма для помещения управления составляет 80 дБ, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 60-65 дБ.

Таблица 5.5 - Уровень звукового давления на буровой

Характеристики помещений	Уровень звукового давления, дБ в среднегеометрических частотах октавных полос, Гц								Уровень звука и эквивалент уровня, дБ
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Рабочие места и зоны в помещениях и территориях предприятия	99	92	86	83	80	78	76	74	85

В процессе бурения, рабочие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.003-01

Мероприятия для устранения превышения уровня вибрации следующие:

установка защитного, изолирующего кожуха на двигатель, усиление рамы крепления двигателя к полу.

Таблица 5.6 - Предельно допустимые уровни колебательной скорости вибрации

Вибрация	Направление формирования вибрации	Среднегеометрические частоты, Гц									
		1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500
Общая	Вертикальное (по оси)	20 132	7,1 123	2,5 114	1,3 108	1,1 107	1,1 107	1,1 107	1,1 107	-	-
Локальная	по каждой оси	-	-	-	5,0 120	5,0 120	3,5 117	2,5 114	1,8 111	1,3 108	0,9 105

5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов при строительстве скважины на Снежном нефтяном месторождении

5.1.2.1 Механический травматизм

Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и другие увечья, которые могут привести к потере трудоспособности.

Источник: механизмы, оборудование и транспортные средства.

Основной величиной характеризующей опасность подвижных частей является скорость их перемещения. Согласно ГОСТ 12.2.009-80 опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.

Одним из важных условий безопасного труда является недоступность подвижных частей оборудования, для рабочего, в ходе технологического процесса.

Для этого проводят следующие мероприятия:

- Устанавливают защитные устройства (местные ограждения, крышки, кожуха и прочее).
- Крупногабаритные перемещающиеся части оборудования и транспортные устройства окрашивают чередующимися под углом 45° полосами желтого и черного цветов, для оповещения об опасности.
- На наружной стороне ограждений наносят предупреждающий знак опасности по ГОСТ 12.4.026-76.
- Устанавливают предохранительные и блокирующие устройства предотвращающие поломку деталей станков, самопроизвольное опускание шпинделей, головок, бабок, поперечен и других частей.

- Устанавливают тормозные устройства, обеспечивающие остановку.

Для этого применяются колодочные тормозные устройства и торможение электродвигателя против включения.

5.1.2.3 Электрический травматизм.

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Электробезопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих вредное и опасное воздействие на работающих от электрического тока и электрической дуги. Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ. Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- Применение предупреждающей сигнализации;
- Применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токопроводящий пол и имеет невысокую влажность.

Также в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается

небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

5.1.2.4 Пожаровзрывоопасность.

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-II (зона, расположенная в помещении, где выделяются горючие пыли или волокна), класс взрывоопасности – 2 (зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей только в результате аварии или повреждения технологического оборудования. Категория здания по пожароопасности – В1 (пожароопасное).

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому

регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

Ручные огнетушители необходимо размещать:

- навеской на вертикальные конструкции на высоте не более 1,5м от уровня пола до нижнего торца огнетушителя и на расстоянии от двери, достаточном для ее полного открывания;
- установкой в пожарные шкафы.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер, и номер телефона ближайшей пожарной части. Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК».

Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

- порошковые огнетушители типа ОП-3(з);
- накидки из огнезащитной ткани размером 1,2 х 1,8 м и 0,5 х 0,5м.

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 Мероприятия по охране атмосферы

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК (предельно допустимая концентрация). На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений общеобменной вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах и его возврат в производственной или бытовое помещение, если воздух после очистки в аппарате соответствует нормативным требованиям к

приточному воздуху;

- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере;
- очистка технологических газовых выбросов в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере; в ряде случаев перед выбросом отходящие газы разбавляют атмосферным воздухом;
- очистка отработавших газов энергоустановок, например двигателей внутреннего сгорания, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ (предельно допустимый выброс) вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками (с учётом перспектив их развития) не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

Аппараты очистки вентиляционных и технологических выбросов в атмосферу делятся на: пылеуловители (сухие, электрические, фильтры, мокрые); туманоуловители (низкоскоростные и высокоскоростные); аппараты для улавливания паров и газов (адсорбционные, хемосорбционные, абсорбционные и нейтрализаторы); аппараты многоступенчатой очистки (уловители пыли и газов, уловители туманов и твёрдых примесей, многоступенчатые пылеуловители).

5.2.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

Перспективным направлением утилизации ОБР представляется его

использование для крепления скважин. ОБР используется в качестве добавок к известным тампонажным материалам, традиционно применяемым в практике цементировании скважин.

Наиболее прогрессивным направлением утилизации ОБР является их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики, в частности, в производстве керамзита и глинистого кирпича. Предпосылкой этого служит компонентный состав ОБР, основу которого составляет высококачественная глина, являющаяся главным компонентом бурового раствора и находящаяся в высокодисперсном состоянии. Глинистая фракция ОБР представлена в подавляющем большинстве случаев глиной высокого качества, что придает такому сырью хорошие технологические свойства.

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров. Такое захоронение сопряжено со значительными транспортными расходами и поэтому экономически невыгодно. В настоящее время в большинстве случаев практикуется захоронение полужидкой массы и не текучего осадка непосредственно в шламовых амбарах на территории буровой после предварительного подсыхания их содержимого. Однако такое захоронение не предотвращает загрязнения природной среды, так как содержащиеся в отходах загрязнители вследствие подвижности и высокой проникающей способности мигрируют в почвогрунты, вызывая в них отрицательные негативные процессы.

Анализ данной проблемы показывает, захоронение отходов бурения не решает проблемы защиты окружающей среды от загрязнения. Необходимо их обезвреживание. Существует несколько способов нейтрализации ОБР. Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим

отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды.

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности. За счет высаливания полимера частицы породы покрываются пленкой, препятствующей растворению в воде токсичных и загрязняющих веществ.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод. Термическая обработка шламовых масс обеспечивает разрушение органики всех основных классов, присутствующих в буровом шламе.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания бурового шлама может стать отмывка его от загрязняющей органики (в том числе нефти и нефтепродуктов) горячей технической водой системы оборотного водоснабжения буровой.

Можно сделать вывод, что метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами не только с экологической, но и с технико-экономической точки зрения.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению. Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

Механическая рекультивация предусматривает следующие виды работ: демонтаж и вывоз бурового оборудования; очистка территории от технического мусора; переработка ОБР; выравнивание рельефа площади.

Биологическая рекультивация проводится на участках с нарушенным растительным покровом. Для восстановления растительности проектом предусматривается проведение биологической рекультивации, которая заключается в следующем: обработка нарушенного грунта, пропитанного ГСМ; подготовка почвенного слоя; рыхление нарушенного участка механическими средствами; внесение комплексных минеральных удобрений

и создание плодородного слоя; засев травами.

Таблица 5.7 - Выбросы в атмосферу

Источник	Наименование выбрасываемого вещества	Количество образования (т/год)	Периодичность выбросов
1	2	3	4
Дизеля силового блока (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	11,0716	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,536	
	Диоксид серы	1,3090	
	Оксид углерода	6,8466	
	Бензапирен	$1,5 \cdot 10^{-5}$	
Дизеля насосного блока электростанции (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	12,8881	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,6337	
	Диоксид серы	1,5349	
	Оксид углерода	8,5411	
	Формальдегид	0,1635	
	Керосин (углеводороды СН)	3,4035	
Котельная	Диоксид азота	4,4844	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Диоксид серы	12,8433	
	Оксид углерода	3,0679	
	Бензапирен	$1,69 \cdot 10^{-6}$	
	Мазутная зола (по ванадию)	0,03220	
Склад ГСМ (емкости)	Углеводороды (C ₁ -C ₅)	0,3831	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Углеводороды (C ₆ -C ₁₀)	0,1582	
	Бензол	0,0021	
	Толуол	0,0012	
	Углеводороды (C ₁₂ -C ₁₉)	0,0343	
Спецтехника (дежурный трактор)	Диоксид азота	0,1703	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Оксид углерода	0,5346	
	Керосин (углеводороды)	0,2348	

Таблица 5.8 - Сточные воды

Источник	Наименование стока	Количество образующихся сточных вод (м³/час)	Периодичность сбросов	Место сброса
1	2	3	4	5
Производственные стоки в периоды:				
Промплощадка	- строительномонтажных работ;	100,00	В период строительномонтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Для сбора технологических вод под вышечным, силовым блоками, ОЦС и МНО выполняется гидроизоляция с уклоном к сточным желобам, связанными с гидроизолированными бетонными прямыми. Из прямиков вода периодически, по мере накопления, откачивается в металлическую емк.
	- бурения и крепления;	3506,16		
	- испытания	313,11		
Хозяйственно бытовые стоки в периоды:				
Промплощадка Вахтовый поселок	- строительномонтажных работ;	112,89	В период строительномонтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Отводятся в отдельный земляной амбар
	- бурения и крепления;	419,59		
	- испытания	210,04		

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары:

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны и последствия, при не принятых мерах, падение и разрушение вышки или элементов талевой системы, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде, в исключительных случаях к

смертельными исходам.

В случае возникновения аварийной ситуации - открытого фонтана, а так же в следствие пожара, работы по их ликвидации должны осуществляться силами Северной военизированной части по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых фонтанов и нефтяных фонтанов.

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 5.9.

Таблица 5.9 - Анализ чрезвычайных ситуаций

Чрезвычайная ситуация	Источники чрезвычайной ситуации	Характер чрезвычайной ситуации	Последствия чрезвычайной ситуации
1	2	3	4
Пожары	Внутренние: являются проявления недр при вскрытии продуктивных пластов. Разлив нефти с возгоранием. Внешнее: поджог	Локальный (пострадавших не более 10 человек, материальный ущерб не более 1000 МРОТ, ЧС в пределах территории объекта)	Пожар, разрушение зданий, ожоги, летальные исходы
Пожар	Внутреннее: Разлив нефти и дизельного топлива с возгоранием, выброс бурового раствора с последующим фонтанированием углеводородного сырья; проведение огневых работ. Внешнее: поджог	Локальный (в пределах буровой вышки)	Пожар, повреждение механизмов и оборудования, разрушение вышки, ожоги, отравления продуктами горения, летальные исходы

4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Профессия буровика входит в список потенциально опасных с точки зрения вероятности возникновения профессиональных заболеваний. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли. Поэтому системный анализ опасных и вредных факторов, а также разработка методов оптимизации рабочего процесса являются актуальными проблемами для

улучшения условий труда работников буровых бригад. Большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири находятся в районах с суровыми климатическими условиями, часто резко-континентального характера. На работников, при выполнении операций на открытой местности, воздействует комплекс неблагоприятных метеорологических факторов (высокие и низкие температуры, солнечная радиация, осадки, пыльные бури и др.).

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в электроэнергетике, в нефтяной и химической промышленности.

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),
- оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов — спецодежды, обеззараживающих средств.

Нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности представлены в таблице 5.10

Таблица 5.10 - Нормативно-правовые акты

Номер	Требования безопасности
1	2
ПБ 08-624-03	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
ПБ 08-37-93	Правила безопасности при геологоразведочных работах
ПУЭ от 1.01.03	Правила устройства электроустановок
ГОСТ 12.0.003 - 74	Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
ГОСТ 12.1.007-76	Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.003-83	Шум. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.012-90	ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.029-80	Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация
ГОСТ 12.1.004-91	Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.044-89	Пожаровзрывоопасность веществ и материалов
СНиП 2.09.04-87	Административные и бытовые здания
СНиП 23-05-95	Естественное и искусственное освещение
СН 2.2.4/2.1.8.562-96	Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
СН 2.2.4/2.1.8.566-96	Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий

Заключение

В ходе выполнения данной работы на тему «ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ВЕРТИКАЛЬНОЙ РАЗВЕДОЧНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2670 МЕТРОВ НА СНЕЖНОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)».

Основными результатами общей и геологической части являются приведенные в ней данные о районе работ, где планируется строительство скважины, данные о геологическом строении и геологических условиях бурения, а так – же сведения о нефтегазоводоносности месторождения.

Во второй технологической части проекта, была проведена работа по проектированию вертикальной скважины, с выполнением инженерно – технических расчетов по каждому этапу строительства скважины.

В организационно-экономической части описаны структура и организационные формы работы предприятия СФ ЗАО «ССК», проведен баланс рабочего времени, определена нормативная продолжительность строительства скважины.

Были так – же разработаны вопросы о безопасности жизнедеятельности, даны конкретные рекомендации по безопасности в рабочей зоне.

В специальной части дипломного проекта был рассмотрен вопрос по разработке мероприятий по минимизации загрязнения продуктивного пласта.

Все разрабатываемые вопросы имели одну цель – качественно и недорого построить скважину.

Список литературы

1. Соловьев Е.Н. Заканчивание скважин: Учебник.-М: Недра, 1979.-303с.
2. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. -М.:Недра, 1990.-302с.
3. Чубик П.С. Практикум по промывочным жидкостям. -Томск: Изд. ТПИ, 1991. -100 с.
4. Редуцкий Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн: Метод. Пособие. – Томск: Изд
5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. М: Госгортехнадзор, 1998. – 160 с.
6. Рязанов В.И. Баранов А.Н., Борисов К.И. Расчет бурильной колонны: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 1996-68 с.
7. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. - М: Недра,1987-340 с.
8. Долговечность шарошечных долот. -М.: Недра, 1992. -266 с.
9. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - М: ВНИИТнефть, 1997 -194 с.
10. Лукьянов В.Т., Воевода Р.Б. Заканчивание скважин. . -М.: Недра, 1987.-205 с.
11. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник. -М: Недра, 1988.-359 с.
12. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении: Справочное пособие. - М.: Недра, 1991. -333 с.
13. Алексеевский Г.В. Буровые установки Уралмаш завода. -М.: Недра,1981
14. Элияшевский Н.В. и др. Типовые задачи и расчеты в бурении. -М: Недра, 1982.-296 с.

15. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн.- 2-ое изд., перераб. и доп. -М: Недра, 1996.-361 с.
16. Ширков А.И. Охрана труда в геологии. – М.: Недра, 1990. – 235 с.
17. Охрана окружающей среды / Под ред. Брылова С.А. – М.: Высшая школа, 1985. – 272 с.
18. ПБ – 10 – 14 – 92 «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов» – М.: Госгортехнадзор, 1992.
19. Инструкция по составлению проектно-сметной документации на строительство нефтяных и газовых скважин. - М: Госстрой СССР, 1991.
20. Сборник единых районных расценок на строительные конструкции и работы № 32. Скважины на нефть и газ. Часть III Бурение и испытание на продуктивность скважин. Приложение. –М. Недра, 1991. –176 с.