

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

Институт природных ресурсов
Направление – «Нефтегазовое дело»
Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технический проект на строительство наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием глубиной 4093 метра на Снежном месторождении (Томская область)

УДК 622.323'324:622.243.23(24:181m4093)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Крылов Андрей Александрович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к. э. 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. кафедры	Ковалёв Артем 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 <i>образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной</i> тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»
Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:
И.о зав. кафедрой
_____ Ковалев А.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
в форме бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
З-2Б32Т	Крылов А.А.

Тема работы:

Технический проект на строительство наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием глубиной 4093 метра на Снежном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	От 20 февраля 2017 г., №1432 / С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15июня 2017 г.
--	----------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе (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.).</p>	<p>Пакет экспериментальной и промышленной информации по Ватлорскому месторождению, тексты и графические материалы отчётов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.</p>			
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (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).</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общая и геологическая часть 2. Технологическая часть 3. Специальная часть 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность 			
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГТН (геолого-технический наряд); 2. КНБК (компоновка низа буровой колонны). 			
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>				
Раздел	Консультант			
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н., Вазим А.А.			
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Гуляев М.В.			
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</p>				
Отсутствуют				
<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>				
<p>Задание выдал руководитель:</p>				
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев А.В.	к.т.н.		
<p>Задание принял к исполнению студент:</p>				
Группа	ФИО		Подпись	Дата
3-2Б32Т	Крылов А.А.			

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»

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:	15.06.2017
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
<i>15 мая</i>	<i>Общая и геологическая часть</i>	<i>10</i>
<i>25 мая</i>	<i>Технологическая часть</i>	<i>40</i>
<i>28 мая</i>	<i>Специальная часть</i>	<i>10</i>
<i>30 мая</i>	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>15</i>
<i>30 мая</i>	<i>Социальная ответственность</i>	<i>15</i>
<i>3 мая</i>	<i>Оформление работы</i>	<i>10</i>

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев К.М.	к.х.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав. кафедрой	Ковалев А.В	к.т.н		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Крылов 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	<i>Бурение наклонно-направленной скважины на Снежном месторождении (Томская область).</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины на Снежном месторождении (Томская область). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве скважины на Снежном месторождении (Томская область).	<i>Вредные факторы 1. Неудовлетворительные погодные условия 2. Неудовлетворительная освещённость 3. Повышенный шум и вибрации, 4. Насекомые, животные. Опасные факторы 1. Механический травматизм 2. Ядовитые вещества. 3. Электрический травматизм. 4. Пожаро-взрывоопасность.</i>
2. Экологическая безопасность:	<i>Бурения скважины сопровождается: - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова.</i>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<i>- Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары - Анализ возможных чрезвычайных ситуаций</i>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<i>- 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</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Крылов А.А.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3- 2Б32Т	Крылов А.А.

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим А. А.	К. Э. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3- 2Б32Т	Крылов А.А.		

Аннотация

В данной работе предусматривается комплекс работ и мероприятий, направленных на строительство добывающей наклонно-направленной скважины глубиной по вертикали 2414м (4093м по стволу) на Снежном месторождении, расположенном в Томской области.

В первой части работы представлена краткая геологическая характеристика Снежного месторождения, обеспечивающая качественное проектирование строительства скважины.

В технической части рассмотрены вопросы технологии строительства. Рассчитан профиль скважины, выбрана конструкция эксплуатационного забоя, глубина спуска кондуктора, определены диаметры обсадных колонн, диаметры долот для бурения скважины под кондуктор и эксплуатационную колонну. Проведены расчеты и обоснования технологических режимов бурения с учетом горно-геологических условий, безопасность, безопасность на производстве, вредные производственные факторы влияющие на человека, как действовать в чрезвычайных ситуациях, обеспечение безопасности.

Ключевые слова: наклонно направленная скважина, буровая установка, режим бурения, буровой раствор, профиль скважины, хвостовик, многостадийный ГРП, обсадная колонна.

Объектом исследования является (ются) эксплуатационная наклонно-направленная скважина с горизонтальным окончанием месторождения Западной Сибири.

Цель работы – проанализировать особенности технологии применения многостадийного ГРП для Снежного месторождения.

Список сокращений

АНПД- аномально низкие пластовые давления;
АВПД - аномально высокие пластовые давления;
БУ - буровая установка;
ВЗД - винтовой забойный двигатель;
ЕНВ - единые нормы времени;
ГТН - геолого-технический наряд;
ГНВП - газо-нефте-водопроявления;
КБТ - колонны бурильных труб;
КНБК - компоновка низа бурильной колонны;
КРС - капитальный ремонт скважин;
ЛБТ - легкосплавные бурильные трубы;
МГРП - многостадийный гидроразрыв пласта;
НКТ - насосно-компрессорные трубы;
ОЗЦ - ожидание затвердевания цемента;
ПВО - противовыбросовое оборудование;
ПХН - подвеска хвостовика нецементируемая;
РУС - роторно-управляемая система;
СПО - спуско-подъемные операции;
УС - установка смесительная;
ЦА - цементируочный агрегат;
ЦГ - цементируочная головка.

Оглавление

Введение	12
I. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	13
1.1. Географо–экономическая характеристика района работ.....	13
1.2. Геологическая характеристика.....	15
1.2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины	15
1.2.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины	18
1.2.3. Возможные осложнения по разрезу скважины	22
II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	26
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории)скважины.....	26
2.2. Обоснование конструкциискважины.....	27
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационногозабоя	27
2.2.2. Построение совмещенного графикадавлений	28
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины ихпуска	29
2.2.4. Выбор интерваловцементирования	30
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадныхколонн	30
2.2.6. Разработка схемы обвязки устья скважины.....	32
2.3. Проектирование процесса углубления скважины.....	32
2.3.1 Выбор способабурения	32
2.3.2. Выбор породоразрушающегоинструмента	33
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	33
2.3.4. Расчет частоты вращения долота.....	34
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	34
2.3.6. Расчет требуемого расхода буровогораствора	35
2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	37
2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	38
2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	40
2.4. Проектирование процессов закачивания скважины	41
2.4.1 Расчет обсадных колонн	41
2.4.2. Расчет наружных избыточных давлений	41
2.4.3. Расчет внутренних избыточных давлений	43
2.4.4. Конструирование обсадной колонны по длине.....	43
2.4.5. Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	46
2.4.6. Расчет объема тампонажной смеси и количество составных компонентов	46
2.4.7.Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкости	47

2.5. Гидравлический расчет цементирования	47
2.5.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования.....	47
2.5.2. Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	49
2.5.3. Проектирование процессов испытания и освоения скважины в процессе бурения	49
2.5.4. Выбор буровой установки	50
3. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	51
3.1 Производственная безопасность	51
3.1.2. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины на Снежном месторождении	52
3.1.3. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве скважины на Снежном месторождении	55
3.2. Экологическая безопасность	59
3.2.1 Мероприятия по охране атмосферы	60
3.2.2. Мероприятия по защите гидросферы, литосферы	64
3.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	65
3.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	66
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	60
5. Особенности применения технологии многостадийного ГРП для Снежного месторождения	78
Заключение.....	90
Список использованных источников:	91

Введение

В данное время Россия занимает одно из лидирующих мест в добыче мировых запасов нефти и газа, что несет большие прибыли нефтегазодобывающим компаниям в период стабильно высоких цен на углеводородосодержащее сырье.

Перед добывающими компаниями нашей страны открываются большие возможности: пользуясь сложившейся ситуацией на мировом рынке возможны крупные капиталовложения в развитие предприятий комплекса, применение новых более дорогостоящих технологий, научные исследования в сфере недропользования. Последние годы особо остро показывают на необходимость движения в этом направлении, на фоне снижения дебитов эксплуатируемых скважин и увеличения затрат на извлечение углеводородного сырья.

Применение новых технологий в добыче нефти предъявляет более жесткие условия к бурящимся скважинам. Необходимость решения большего комплекса задач, связанных с процессом строительства скважин требует изменения технологии бурения скважин.

Тенденции развития технологии в последнее время направлены на минимизацию вредного воздействия на продуктивный пласт во время бурения, качественное крепление и цементирование, использование новых технологий для идеализации профиля ствола скважин, уменьшение вредного воздействия на окружающую среду во время бурения.

I. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Географо–экономическая характеристика района работ

Территория Снежного лицензионного участка расположена в Усть-Тымском и Парабельском нефтегазоносных районах Пайдугинской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Снежное месторождение относится к Парабельскому НГР. Пайдугинская НГО находится в юго-восточной части Западно-Сибирской НГП, на территориях: Томской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов.

Наиболее крупными структурами в пределах НГО являются Пайдугинский, Пыль Караминский, Парабельский мегавалы и Усть-Тымская мегавпадина. В ее составе выделено 4 нефтегазоносных района (НГР): Парабельский, Усть-Тымский, Пыль-Караминский и Сабунский. Все нефтяные и газовые месторождения НГО являются мелкими. Наиболее крупными из них являются Снежное и Усть-Сильгинское в Парабельском НГР и Гураринское и Соболиное в Усть-Тымском НГР. В административном отношении Парабельский нефтегазоносный район расположен в центральной части Томской области и занимает площадь 30260 км².

В административном отношении Снежное нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области РФ на территории Снежного участка недр лицензии ТОМ 12945 НР. Участок имеет статус горного отвода в границах месторождений, а за пределами горных отводов – статус геологического отвода без ограничения по глубине. Владелец лицензии ТОМ 12945 НР на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья в пределах Снежного участка недр №77 является ООО «Норд Империял» с 25.01.2005 года до 31.12.2029 г.

Растущий спрос на нефть и практическая истощенность легкодоступных запасов заставляют искать новые резервы их прироста.

В этой связи растет внимание исследователей к запасам нефти, в так называемых, нетрадиционных коллекторах, которые развиты, в том числе и в баженовской свите Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (ЗС НГБ).

В настоящее время баженовская свита рассматривается как один из стратегически важных объектов для восполнения ресурсной базы нефтяной отрасли России. Вовлечение в разработку залежей нефти, приуроченных к отложениям баженовской свиты, является одной из важнейших задач, стоящих перед нефтедобывающей отраслью в Западно-Сибирском регионе.

По состоянию на 01.10.2013 года на месторождении пробурено 45 скважин, из них: 11 поисково-оценочные (№№131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 170), 1 разведочная (№301), 32 эксплуатационные, 1 водозаборная.

Во всех пробуренных скважинах выполнялся комплекс ГИС: для общих исследований по всему стволу, для детальных исследований в интервале продуктивных пластов. Во всех скважинах, где предусматривалось, был проведен отбор керна и испытание продуктивных отложений.

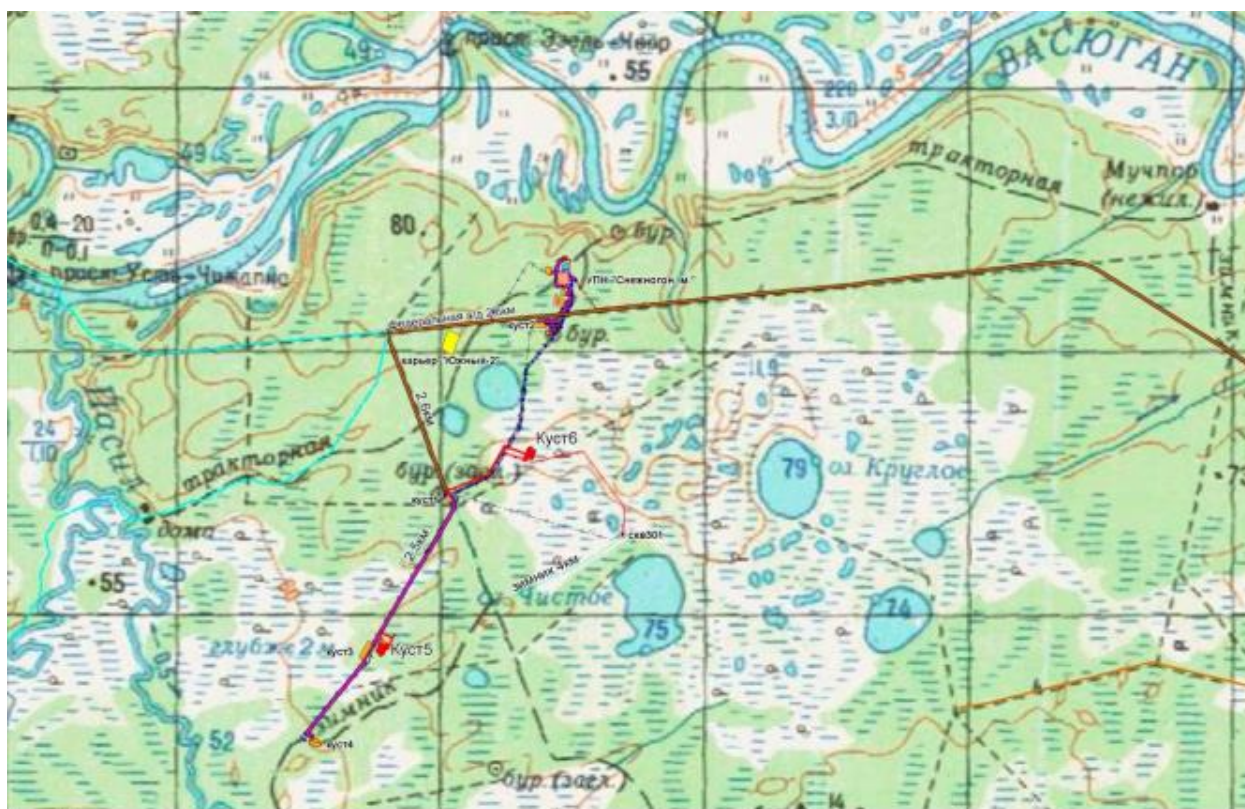


Рисунок 1 – Обзорная карта расположения Снежного месторождения

1.2. Геологическая характеристика

1.2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Таблица 1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициенты кавернозности

Стратиграфическое подразделение, свита		Глубина залегания, м		Мощность, м	Угол, градус	Коэффициент кавернозности	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки, (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
Название	Индекс	от (кровля)	до (подошва)				
1	2	3	4	5	6	7	8
Четвертичные отложения	Q	0	60	60	0	1,3	Глина вязкая. Переслаивание глины с песком.
Неогеновая	N ₂	60	120	60	0	1,3	Глины зеленовато-серые, тёмно-серые с известковистыми конкрециями и песками.
Некрасовская	Р ₃	120	160	40	0	1,3	Супеси с прослоями глин, песков, линзы бурого угля
Чеганская	Р ₃ – Р ₂	160	200	40	0	1,3	З/серые алевритистые глины с редкими прослоями песков и линзами бурового угля.
Люлинворская свита	Р ₂ ll	200	285	85	0	1,3	Глины диатомовые серые, з/серые.
Талицкая свита	Р ₁ tl	285	320	35	0	1,3	Глины темно-серые, алевритистые с прослоями супесей, местами опоковидные.
Ганькинская свита	K ₂ gn	320	370	50	0	1,25	Серо-цветные глины с прослоями мергелей, известковистых алевролитов.
Славгородская свита	K ₂ slv	370	490	120	0	1,25	Серо-цветные глины с прослоями алевролитов, песчаников и песков.
Ипатовская свита	K ₂ ip	490	715	225	0	1,25	Переслаивание серо-цветных песчаников, алевролитов и глин.

Продолжение табл. 1

Кузнецовская свита	K ₂ kz	715	730	15	0	1,25	Переслаивание алевритистых и песчаных глин зеленовато-серого цвета с прослоями алевролитов и глинистых песков.
Покурская свита	K ₁₋₂ pk	730	1530	800	0	1,25	Серые пески и песчаники с прослоями серых алевритистых и песчаных глин и алевролитов.
Алымская	K ₁ al	1530	1565	35	0	1,25	Переслаивание песков и глин.
Киялинская	K ₁ kl	1565	2030	465	0	1,25	Глины пестроцветные, пески, алевролиты, гравелиты.
Тарская	K ₁ tr	2030	2090	60	0	1,25	Переслаивание песчаников и алевролитов, с прослоями аргиллитов.
Куломзинская	K ₁ klm	2090	2385	295	0	1,25	Аргиллиты серые с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей, известняков.
Баженовская	J ₃ bg	2385	2404	19	0	1,2	Аргиллиты буровато-черные битуминозные, окремненные, с пропластками известковистых аргиллитов.
Георгиевская	J ₃ grg	2404	2408	4	0	1,2	Аргиллиты темно-серые с включениями белемнита и пирита
Наунакская	J ₃ vs (J ₁ ¹⁻³)	2408	2468	60	0	1,2	Переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей.
Тюменская	J ₂ tm (J ₂)	2468	2503	35	0	1,2	Переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей.

Таблица 2 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Глинистость, %	Карбонатность, %	Коэффициент пластичности	Категория абразивности	Категория породы по промышленной классификации
	от (верх)	до (низ)								
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
Q – P ₁ tl	0	320	Глина, песок, супеси, суглинки.	2200/1900	10/8/8/35	90/40/60/10	1-2/1-2	1,1-4,5	II	M
P ₁ tl - K ₁₋₂ pk	320	1530	Глина, алевролит, песчаники, пески	1900/2300	10/15/31/35	90/20/7/10	1-2/4	1,1-4,5/1,6/4,3	II, I-IV, III-VIII.	MC
K ₁₋₂ pk - J ₃ bg	1530	2385	Глина, алевролит, аргиллит, песчаник, песок.	1,9/2,6	10/15/31/35	90/20/100/10/7	1-2/4	1,1-4,5/1,8-4,2	II, IV, III, VIII	MC, C
J ₃ bg - J ₂ tm	2385	2503	Аргиллиты, алевролиты, песчаники, песчаников и углей.	2,1/2,6/2,3	10/15/25	100/20/7-10	1-3/3-5/1-2	1,8-4,2/1,6-4,3/1,1-4,5	I-III, I-IV, III-VIII	C

Примечание:1. Категория твердости и абразивности пород принята в соответствии со «Справочником по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений», М., Недра, 1984 г.

1.2.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Таблица 3 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность нефти, кг/м ³		Дебит, т/сут	Пластовая температура, °С	Пластовое давление, Мпа	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		В пластовых условиях	После дегазации				Газовый фактор, м ³ /м ³	содержание H ₂ S, %	содержание CO ₂ , %	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
J3 (bg)	2385	2404	трещинноватый	812.2*	873.6*	28	110	23.98***	36.9	0	0.687	1.35*	9.2*	19.3****
J3 (J ₁ ¹⁻³)	2408	2468	поровый	621	800	32	110	19.3**	227	0	0.697	1.406	9.2	19.3

Примечания: *по результатам анализа нефти в скв. №3 Западно-Квензерской,

** текущее пластовое давление (согласно протоколу ЦКР №17-14 от 10.06.2014г. «Дополнение ктех. схеме разработки Снежного НГКМ»)

*** среднее ожидаемое расчетное гидростатическое давление в баженовской свите

**** давление насыщения будет уточнено по результатам бурения поисково-оценочных скважин Б1 и Б2

Таблица 4 – Газоносность

Индекс страти- графи- ческого дроз- деления	Пласт	Интервал, м		Тип коллек- тора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, % по объему		Относи- тельная по воздуху плотность газа	Кэффи- циент сжимае- мости газа в пластовых условиях	Дебит газа (тыс.м ³ /сут.) / конденсата (м ³ /сут.) (Øштуцера)	Плотность газоконденсата, кг/м ³		Прони- цае- мость по ГДИ, мД
		от (верх)	до (низ)			в плас- товых условиях	в стан- дартных условиях						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Газоносные пласты в разрезе отсутствуют													

Таблица 5 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Дебит, м ³ /сут.	Пластовое давление, кгс/см ²	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Степень минерализации, г/л	Тип воды по Сулину: (СФН - сульфатонатриевый, ГКН - гидрокарбонатнонатриевый, ХЛМ - хлормагниевый, ХЛК - хлоркальциевый)	Относится ли к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					Анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ + K ⁺	Mg ²⁺	Ca ²⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Четвертично-палеогеновый комплекс	0	320	Поровый	1,009	100-150	0-32	89	-	11	86	4	10	0,1-0,2	ГКН	Да
Апт-альб-сеноманский комплекс	730	1530	Поровый	1,01	500-800	73-153	98	0,5	1,5	85	4,4	10,6	15,883	ХК	Нет
Неокомский комплекс	1530	2330	Поровый	1,01	До 50	153-235	95	-	5	92,5	1,1	6,4	17,2	ГКН-ХК	Нет
Юрский комплекс	2350	2370	Поровый	1,013	До 10	237-253	87,4	-	12,6	94,2	1,66	4,14	22	ХК	Нет

Таблица 6 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления											Температура в конце интервала		
	от (верх)	до (низ)	Пластового			Порового			гидро разрыва			горного			°С	источник получения
			МПа/м		источник получения	МПа/м		источник получения	МПа/м		источник получения	МПа/м		источник получения		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
N ₂	60	120	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,022	0,022	РФЗ	1,5	РФЗ
Р ₃	120	160	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,022	0,022	РФЗ	1,5-1,8	РФЗ
Р ₃ – Р ₂	160	200	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,022	0,022	РФЗ	1,8-2,4	РФЗ
Р ₂ ll	200	285	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,022	0,022	РФЗ	2,4-2,7	РФЗ
Р ₁ tl	285	320	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,022	0,022	РФЗ	2,7-3,3	РФЗ
K ₂ gn	320	370	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,022	0,022	РФЗ	3,3-4,5	РФЗ
K ₂ slv	370	490	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,022	0,023	РФЗ	4,5-6,0	РФЗ
K ₂ ip	490	715	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,023	0,023	РФЗ	6,0-7,5	РФЗ
K ₂ kz	715	730	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,023	0,023	РФЗ	7,5-9,3	РФЗ
K ₁₋₂ pk	730	1530	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0200	0,0180	РФЗ	0,023	0,023	РФЗ	10-20	РФЗ
K ₁ al	1530	1565	0,0100	0,0104	РФЗ	0,0100	0,0104	РФЗ	0,0180	0,0180	РФЗ	0,023	0,023	РФЗ	20-25	РФЗ
K ₁ kl	1565	2030	0,0104	0,0100	РФЗ	0,0104	0,0100	РФЗ	0,0180	0,0180	РФЗ	0,023	0,023	РФЗ	25-40	РФЗ
K ₁ tr	2030	2090	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0180	0,0180	РФЗ	0,023	0,023	РФЗ	40-45	РФЗ
K ₁ klm	2090	2385	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0180	0,0180	РФЗ	0,023	0,023	РФЗ	45-47	РФЗ
J ₃ bg	2385	2404	0,0100	0,0102	РФЗ	0,0100	0,0102	РФЗ	0,0180	0,0175	РФЗ	0,023	0,023	РФЗ	47-49	РФЗ
J ₃ grg	2404	2408	0,0102	0,0084	РФЗ	0,0102	0,0100	РФЗ	0,0175	0,0170	РФЗ	0,023	0,023	РФЗ	49-50	РФЗ
J ₃ vs (J ₁ ¹⁻³)	2408	2468	0,0084	0,0084	РФЗ	0,0100	0,0101	РФЗ	0,0170	0,0165	РФЗ	0,023	0,023	РФЗ	101	РФЗ
J ₂ tm (J ₂)	2468	2503	0,0084	0,0101	РФЗ	0,00837	0,00837	РФЗ	0,0165	0,0160	РФЗ	0,023	0,023	РФЗ	105	РФЗ

Примечание:(в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов:

ПСР - прогноз по сейсморазведочным данным, ПГФ - прогноз по геофизическим исследованиям и РФЗ - расчет по фактическим замерам вскважинах).

1.2.3. Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица 7 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, М		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, МПа/м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q – P ₁ tl	0	320	1	0	Нет	0,0200	*	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нарушение скорости СПО.
P ₁ tl -K ₂ kz	320	730	1	0		0,0200		
K ₂ kz- K ₁₋₂ pk	730	1530	1	0		0,0165		
K ₁₋₂ pk- K ₁ klm	1530	2385	3	0		0,0165		
K ₁ klm- J ₃ bg	2385	2404	3	0		0,0160		

Примечание: * - нет сведений

Таблица 8 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс страти- графического подразделени я	Интервал, м		Время до начала осложнения , сут	Интенсивнос ть осыпей и обвалов	Проработка в интервале из-за этого осложнения.		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			Мощность, м	Скорость, м/час	
Q – K ₂ kz	0	730	При вскрытии	Интенсивные	730	20-50	Нарушение технологии бурения, превышении скорости СПО, организационные простои (ремонтные работы, ожидание инструмента, материалов), наблюдение параметров бурового раствора, в т.ч. плотности, водоотдачи, вязкости, и др. Несвоевременная реакция на признаки осложнений.
K ₂ kz – K ₁₋₂ pk	730	1530	3	Слабые	800	20-80	
K ₁ al	1530	1565	При вскрытии	Интенсивные	35	20-50	
K ₁ kl- K ₁ klm	1565	2385	3	Слабые	935	20-80	

Таблица 9 – Нефтегазоводопроявления

Индекс страти- графиче- ского подразде- ления	Интервал, м		Вид проявляемого флюида(вода, нефть, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроя- вления, м	Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелив воды, увеличение водоотдачи и т.д.)
	от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
K ₂ kz – K ₁₋₂ pk	730	1530	Вода	-	Снижение гидростатического давления в скважине из-за: -недолива жидкости -подъема инструмента с «сальником» -снижение плотности жидкости, заполняющей скважину ниже допустимой величины.	Увеличение водоотдачи раствора, его перелив, увеличение объема бурового раствора в приёмных емкостях, пузырьки газа, плёнка нефти, увеличение скорости потока (расхода) бурового раствора на выходе из скважины
K ₁₋₂ pk- K ₁ klm	1530	2385	Вода	-		
J3 (bg)	2385	2404	Нефть	-		
J3 (J ₁ ¹⁻³)	2408	2468	Нефть	-		

Таблица 10 – Прихватопасные зоны

Индекс страти- графи- ческого подраз- деления	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальнико- образования и т.д.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	Плотность кг/м ³	водоотдача, см ³ /30мин. и вязкость, с	смазыва- ющие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q – K ₂ kz	0	730	Затяжки и посадки инструмента	Глинистый	*	*	*	Да	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка бурового раствора от шлама, составление бурильного инструмента в открытом стволе без движения при остановках бурения и СПО
K ₂ kz – K ₁₋₂ pk	730	1530							
K ₁₋₂ pk- K ₁ klm	1530	2385							

Примечание: 1 Способы ликвидации прихватов и других аварий разрабатываются буровой организацией

2 * - нет сведений.

II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории)скважины

Профиль наклонно направленной скважины выбирается так, чтобы при минимальных затратах средств и времени на ее проходку было обеспечено попадание скважины в заданную точку продуктивного пласта при допустимом отклонении.

Исходя из условия большого проектного отхода скважины (2100м) и возможности установки ЭЦН ввтором интервале для расчетов выбирается трехинтервальный профиль скважины с горизонтальным окончанием, согласно рисунка2 – профиль 1.

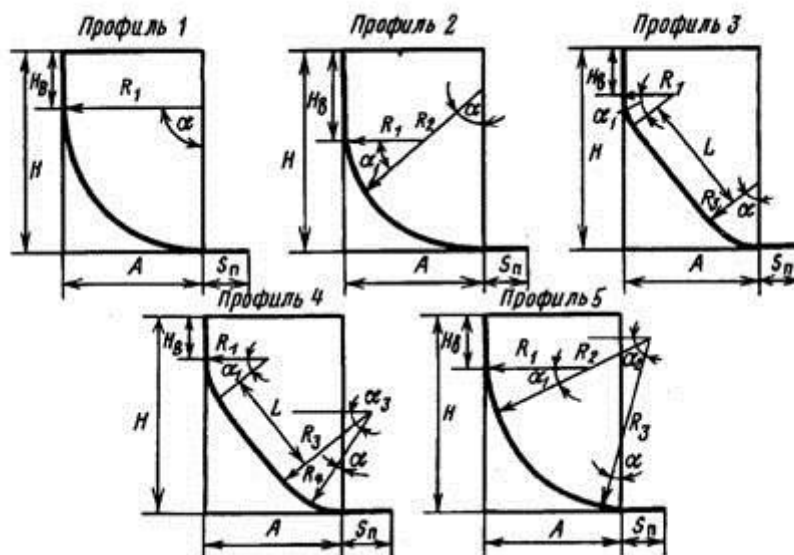


Рисунок 2 – Профили горизонтальных скважин

Таблица 11– Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля	Четырехинтервальный профиль											
Исходные данные для расчета												
Глубина скважины по вертикали, м	2414			Величина радиуса искривления			314					
Глубина вертикального участка скважины, м	2100			Длина интервала бурения по пласту, м			1500					
Отход скважины, м	1788			Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м			-					
смещение скважины в начале горизонтального участка	288			Зенитный угол в конце участка набора угла, град			90					
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу			
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего	
1	0	2100	2100	0		0	0	0	0	2100	2100	
2	2100	2414	314	0	288	288	0	90	2100	4093	1993	
Итого	Σ		2414	Σ		288	-	-	Σ		4093	

2.2. Обоснование конструкции скважины

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Программа заканчивания скважин предусматривает спуск в скважину нецементируемого хвостовика диаметром 114,3 мм с толщиной стенки 7 мм, сталь марки «Р» с установкой набухающих пакеров через 70 метров и муфт для проведения многостадийного ГРП, которые устанавливаются над каждым из набухающих пакеров.

Вторичное вскрытие продуктивного пласта не производится, т.к. в скважину производится спуск нецементируемого хвостовика.

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

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

На рисунке 3 представлен совмещенный график давлений, полученный на основе геологических данных разреза скважины.

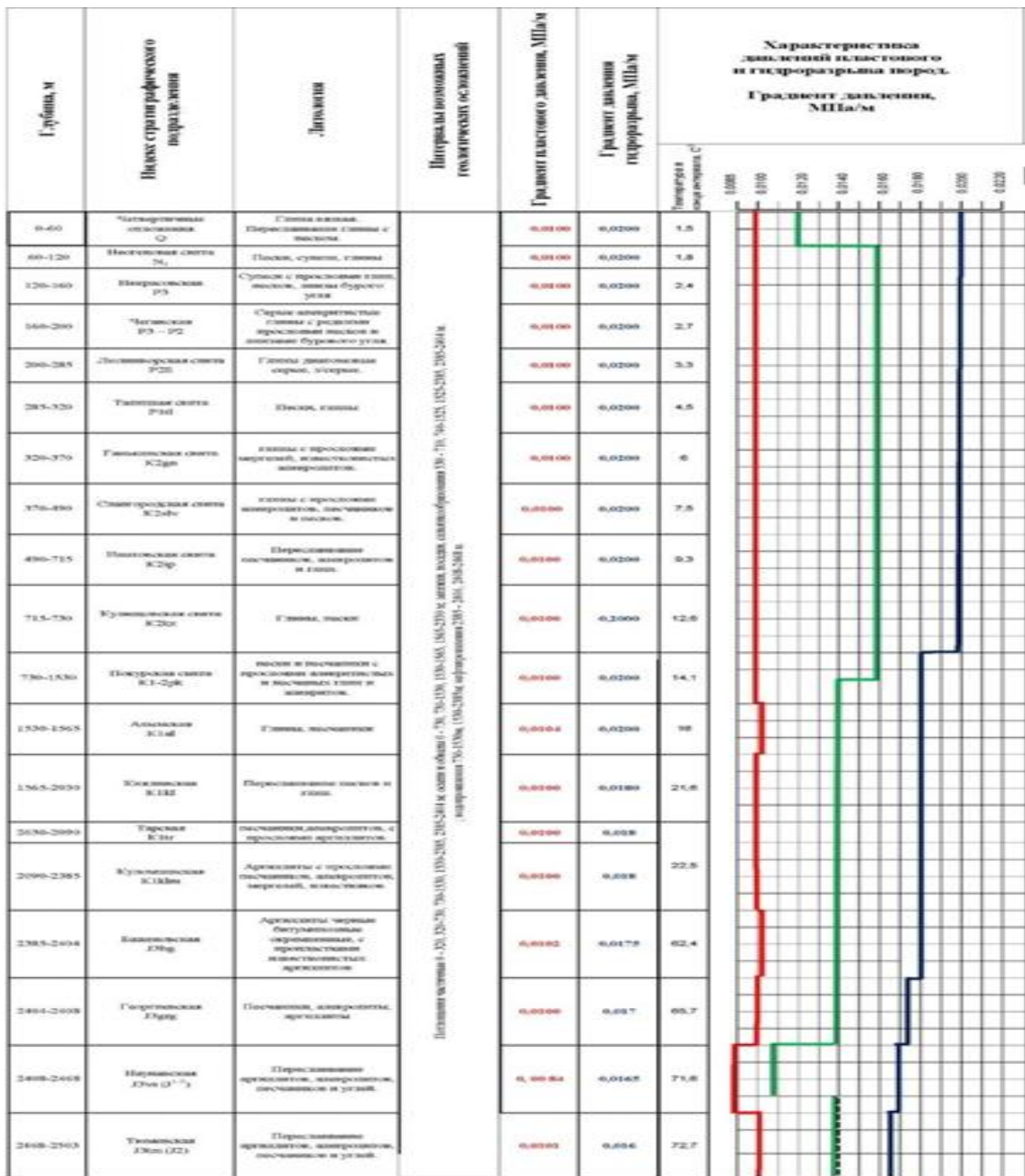


Рисунок 3 – Совмещенный график давлений скважины

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

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Из анализа совмещенного графика давлений следует, что зон, несовместимых по условиям бурения, в разрезе не имеется.

Направлением перекрываются неустойчивые породы четвертичных отложений с целью предупреждения их осыпей, обвалов и поглощений бурового раствора; предупреждения размыва устья и изоляции верхних водоносных горизонтов от загрязнения. Глубина направления – 50 м.

Минимальное значение глубины спуска кондуктора выбирается глубина с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и изоляции водоносных горизонтов, а также для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы. Исходя из опыта бурения предыдущих скважин на Снежном НГК месторождении глубина кондуктора принимается $H_{\kappa} = 1000 \text{ м}$.

Эксплуатационная колонна спускается на 2593 метров по стволу.

В качестве хвостовика используется фильтр скважинный типа ФС-114 диаметром 114 мм, предназначенный для предотвращения разрушения призабойной зоны продуктивного пласта, попадания в скважину песка и других механических примесей. Башмак устанавливается согласно расчетам в условно горизонтальной части продуктивного пласта на глубине 2414 м (по вертикали). Для перекрытия голова хвостовика устанавливается на 100 м (по стволу) выше башмака эксплуатационной колонны. Хвостовик не цементируется.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

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

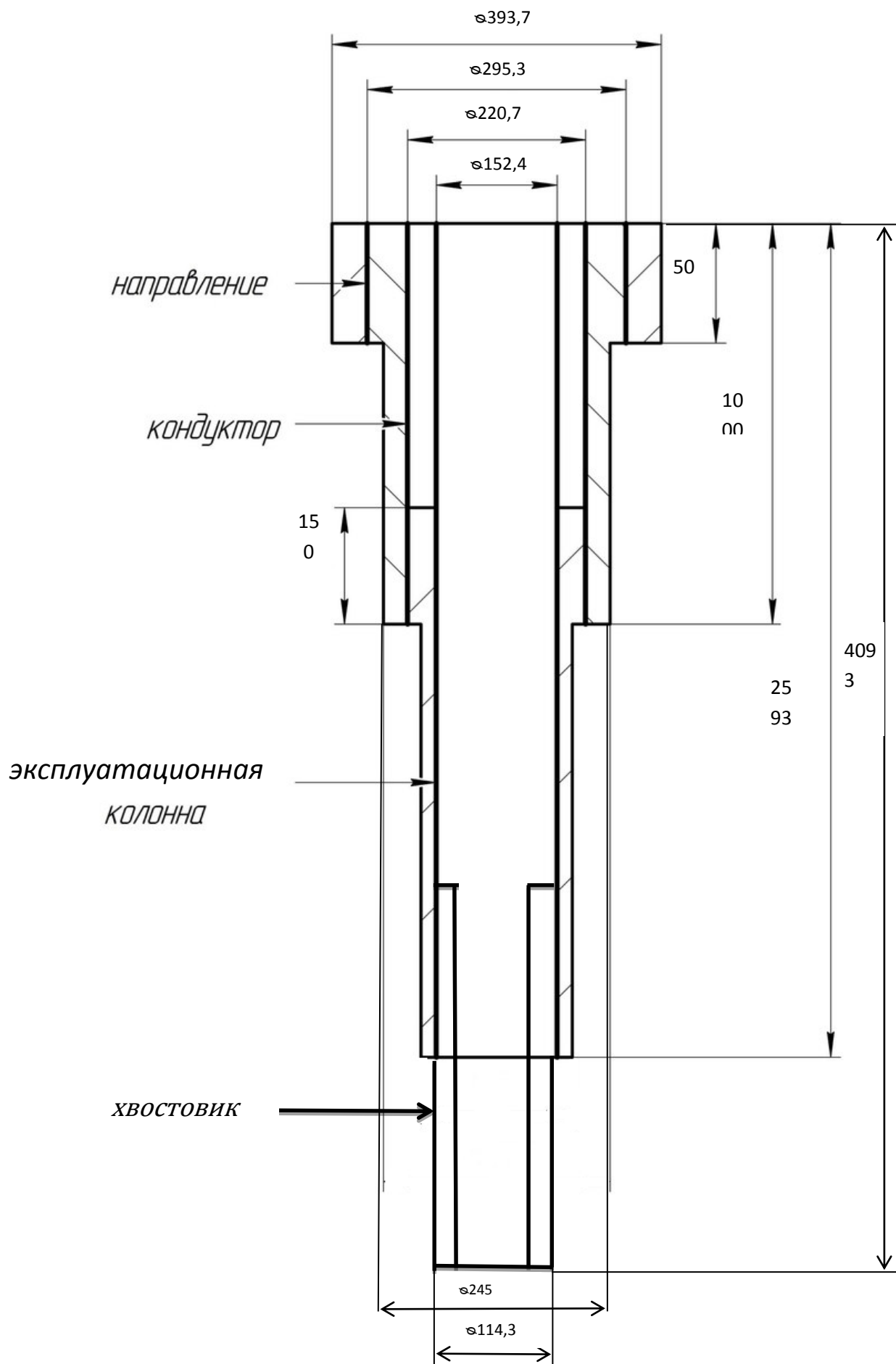
- направление цементируется на всю глубину (0 - 50 м);
- кондуктор цементируется на всю глубину (0 - 1000 м);
- эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяных скважин (850-2593 м);
- хвостовик не цементируемый.

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Таблица 12 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую

Обсадная колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Кондуктор	245	295,3
ЭК	178	220,7
Хвостовик	114,3	152,4

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 4.



2.2.6. Разработка схемы обвязки устья скважины

Критерием выбора ПВО является:

- максимальное давление, возникающее на устье скважины при полном замещении промывочной жидкости пластовым флюидом при закрытом превенторе;
- диаметры проходных отверстий превенторов, позволяющих нормально вести углубление скважины или проводить в ней любые работы.

Величина максимального устьевого давления $P_{\text{м.у.}} = 9,13 \cdot 10^6$ Па.

При выборе колонной головки, помимо максимального устьевого давления, необходимо учесть диаметры всех обсадных колонн, обвязываемых с помощью колонной головки. При бурении скважину применяется следующий комплект противовыбросового оборудования ОП 5-350/103x35 и колонных головок для их установки ОКК1-21-178x245 К1 ХЛ. Схема монтажа ПВО представлена в приложении Б.

2.3. Проектирование процесса углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Технико-экономическая эффективность строительства скважины во многом зависит от обоснованности процесса углубления и промывки. Проектирование технологии этих процессов включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента (ПРИ), режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки ее низа, а также гидравлической программы углубления.

Таблица 13 – Выбранные забойные двигатели

Интервал, м	Забойные двигатели
50-1000	ДРУ-240
1000-2100	6 3/4" ВЗД SperryDril
2100-2593	7" ВЗД GeoForce
2593-4093	РУС GeoPilot 5200

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

На основе опыта бурения скважин на данном месторождении целесообразным будет использование долот типа PDC для бурения кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика, при бурении под направление использовать шарошечное долото.

Таблица 14 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-1000	1000-2593	2593-4093	
Шифр долота	Ш 393,7 М-ГВ	БИТ 295,3 419.04	«Halliburton» 220,7 SFD 54	«Halliburton» 152,4 MMG64	
Тип долота	Шарошечное	PDC			
Диаметр долота, мм	393,7	295,3	220,7	152,4	
Тип горных пород	М	М	М, МС	М, МС	
Длина, м	0,5	0,27	0,36	0,22	
Масса, кг	115	68	35	20	
G, т	Рекомендуемая	2-8	2-12	6-14	4-12
n, об/мин	Рекомендуемая	80-165	60-280	120-250	100-170

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Наиболее точным считается статистический метод расчета осевой нагрузки, после расчета полученное значение сравнивается с допустимой нагрузкой по паспорту долота и принимается нагрузка в пределах вычисленных величин.

В ходе расчётов была рассчитана осевая нагрузка на долото по интервалам, которая не должна превышать допустимой нагрузки на долото.

Расчетные значения осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Расчетные значения осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал, метр	Осевая нагрузка, тс
0 – 50	4
50 – 1000	2-4
1000 – 2593	4-12
2593 – 4093	4-8

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты оборотов ведется по статистическому методу (по предельной окружной скорости), для каждого конкретного интервала бурения.

Полученные значения частот вращения представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Оптимальная частота вращения долот на интервалах бурения

Интервал, м	Частота вращения ,об/мин
0 – 50	165
50 – 1000	220
1000 – 2593	120-250
2593 – 4093	100-170

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Таблица 17 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		50-1000	1000-2100	2100-2593
Исходные данные				
Dд	м	0,2953	0,2207	0,2207
	мм	295,3	220,7	0,2207
Gос, кН		33	100	100
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Dзд, мм		240	172	177
Mр, кН*м		1,36	2,91	2,91
Mо, Н*м		147,65	110,36	110,36
Mуд, Н*м/кН		36,9	28	28

Технические характеристики забойных двигателей приведена в таблице 16.

Таблица 18 – Техническая характеристика забойных двигателей

Двигатель	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН•м
ДРУ-240	240	7,228	1842	30-50	72-132	10,0-14,0
6 3/4" ВЗД SperryDril	172	8,7	878	34-38	160-180	8,0-12,0
7" ВЗД GeoForce	178	8,4	1012	36-40	200-215	—
РУС GeoPilot 5200	120	5,35	638	13-17	80-160	

2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора

Расчитан требуемый расход бурового раствора, с учетом следующих граничных условий проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. Исходя из результатов проектирования, установлены следующие области допустимого расхода бурового раствора и определены конечные значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов.

Таблица 19 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	50-1000	1000-2593	2593-4093
Исходные данные			
D_d , м	0,2953	0,2207	0,1524
a , м/с	0,65	0,65	0,65
S_{min} , м ²	0,023	0,13	0,005
S_{max} , м ²	0,054	0,024	0,012
$V_{кп min}$, м/с	0,5	0,5	0,5
V_k , м/с	0,9	0,9	0,9
$V_{кп max}$, м/с	1,5	1,5	1,5
$\rho_{п} - \rho_{ж}$, г/см ³	1,04	1,06	1,12
$\rho_{п}$, г/см ³	2,2	2,2	2,2
$\rho_{ж}$, г/см ³	1,16	1,14	1,08
$V_{кр}$, м/с	0,14	0,14	0,14
n	3	3	3
Результаты проектирования			
Q_1 , м ³ /с	0,044	0,024	0,012
Q_2 , м ³ /с	0,039	0,018	0,008
Q_3 , м ³ /с	0,035	0,02	0,007
Q_4 , м ³ /с	0,027	0,013	0,006
Q_5 , м ³ /с	0,035	0,02	0,007
Q_6 , м ³ /с	0,019	0,028	0,016
Дополнительные проверочные расчеты			
$Q_{табл}$, м ³ /с	0,019	0,028	0,016
$\rho_{табл}$, кг/м ³	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	1180	1130	1100
M , Н*м	12480	8300	8000
$M_{табл}$, Н*м	23538	10800	27116
m	0,8	0,8	0,8
n	2	1	1
Q_H , м ³ /с	0,019	0,028	0,016
$Q_{пров1}$, м ³ /с	0,013	0,016	0,008
$Q_{пров2}$, м ³ /с	0,059	0,029	0,021

Таблица 20 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	50-1000	1000-2593	2593-4093
Исходные данные			
Q_1 , м ³ /с	0,044	0,025	0,012
Q_2 , м ³ /с	0,039	0,018	0,008
Q_3 , м ³ /с	0,059	0,029	0,021
Q_4 , м ³ /с	0,027	0,013	0,006
Q_5 , м ³ /с	0,059	0,029	0,017
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , м ³ /с	0,059	0,029	0,021
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q , м ³ /с	0,059	0,029	0,017

2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица 20 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ 178-80Д	178	36,7	5721
Бурильныетрубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ127	127	200	8500
2	ТБПК-127*9,19Л	127	1973,7	27632

Таблица 21 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление					
$P_H, \text{кгс/мм}^2$	5,4	Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,15$)			
$P_{кр}, \text{кгс/мм}^2$	6,26	Да		Нет	
$P_{кр}/P_H$	1,16				
Расчет на статическую прочность при отрыве долота от забоя					
В вертикальномучасткествола					
№секции	$q, \text{кгс/м}$	$l, \text{м}$	$\gamma_{бр}, \text{гс/см}^3$	$\gamma_{ст}, \text{гс/см}^3$	$Q_B, \text{кгс}$
1	26,2	300	1,08	7,85	9688
Σ					
$Q_{КНБК}, \text{кгс}$	5713	Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,4$)			
K	1,15				
$\Delta P, \text{кгс}$	0,7	Да		Нет	
$F_k, \text{мм}^2$	8992				
$\sigma_T, \text{кгс/мм}^2$	38				
В наклонномучасткествола					
№секции	$q, \text{кгс/м}$	$l, \text{м}$	$\gamma_{бр}, \text{гс/см}^3$	$\gamma_{ст}, \text{гс/см}^3$	$Q_B, \text{кгс}$
2	$E, \text{кгс/мм}^2$	$I, \text{м}^4$	$S, \text{м}$	$D_3, \text{мм}$	$D, \text{мм}$
	$2,1 \cdot 10^6$	594,2	12	172	147
Ψ^+ / Ψ^-	0,57	$Q_p, \text{кН}$		29160	
A	33	$M_{\text{иmax}}, \text{кгс} \cdot \text{м}$		1316	
M	0,22	$W, \text{см}^3$		118,7	
$R, \text{м}$	382	$[\sigma], \text{МПа}$		27,1	
$Q_K, \text{кгс}$	17066	$\sigma_3, \text{МПа}$		17,5	

2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервалов под направление, кондуктор и эксплуатационную колонну – полимерглинистый, для бурения интервала под хвостовик – буровой раствор на углеводородной основе (эмульсионный глинистый), с целью минимизации загрязнения коллектора.

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

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 22. В таблице 23 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 6 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 22– Рекомендуемые параметры промывочной жидкости

Интервал, м	Тип промывочной жидкости	Плотность, кг/м ³		СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	УВ, с	ПФ, см ³ /30м ин	ДНС, дПа	ПВ, Па·с
		от	до						
0-1000	Полимер-глинистый	1160	1180	20-50	40-100	≤67	≤8	30,3	0,012-0,017
1000-2593	Полимерный хлоркалийевый	1130	1140	15-30	25-50	21-27	≤8	26,1	0,007-0,015
2593-2593	Биополимер карбонатный хлоркалийевый	1060	1120	20-35	30-60	≤23	3-4	23,5	0,005-0,014

Таблица 23 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	1000	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, КМЦ-700, ВПРГ, Барит Na_2CO_3
1000	2593	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH , НТФ, POLIPAK-R, DRIL-FREE, КМЦ-700, Барит
2593	2593	Полимерглинистый Вода пресная, КМЦ-700, НТФ, NaOH , POLIPAK-R, ФК-2000 плюс, KCl , Na_2CO_3 , ШЦ-700

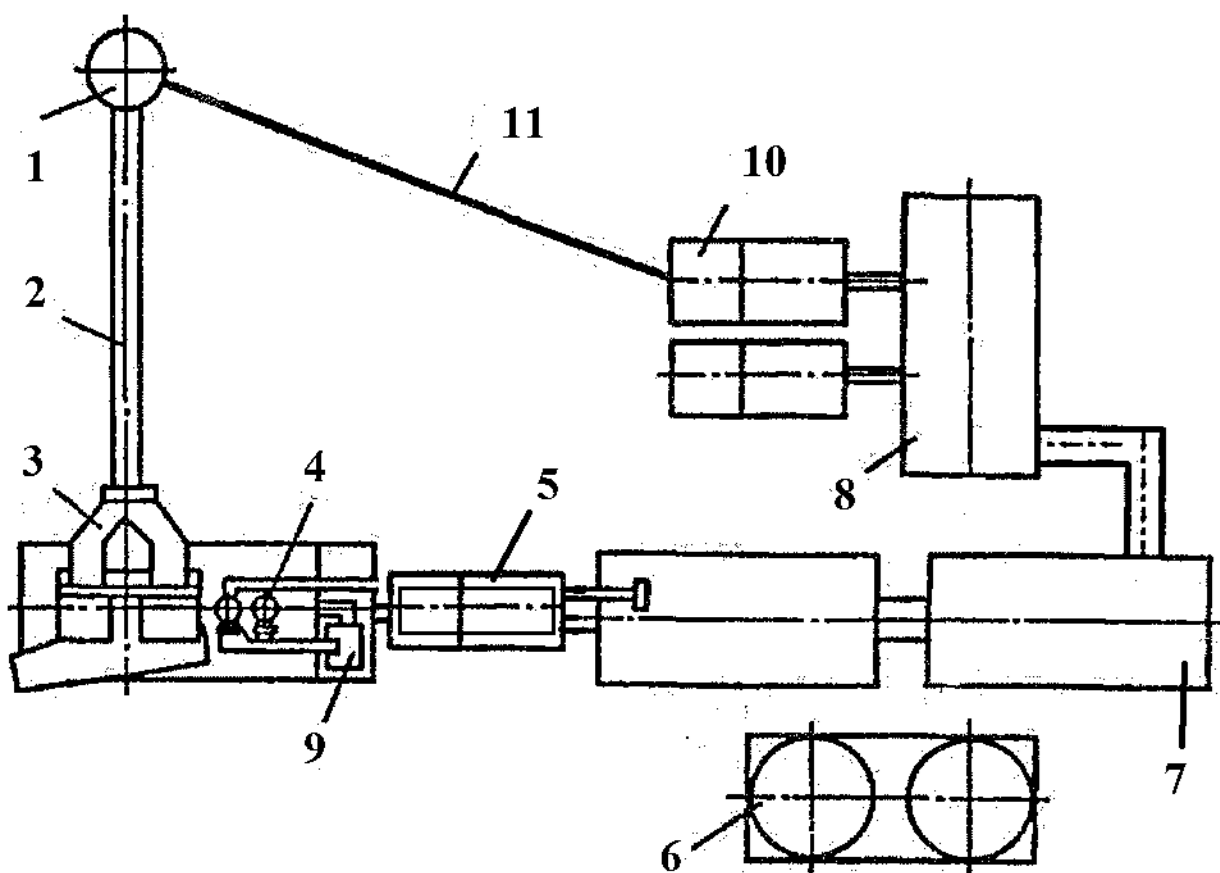


Рисунок 4– Схема очистки бурового раствора: 1- устье скважины, 2- желоб, 3- вибросита MISwacoMongoosePT, 4- гидроциклоны (песко-, ило-отделители) MISwaco, 5- центрифуга высокой комплектации GNLW, 6- блок приготовления бурового раствора (гидворонка, механический перемешиватель), 7, 8- емкости для химической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

2.3.8.Выбор гидравлической программы промывки скважины

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 24, а в таблице 25 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 24– Исходные данные для расчета гидравлической программы

Н (постволу),м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{ГД}$, МПа	$\rho_{п}$, кг/м ³
3935	0,1524	1,14	16,75	29,82	2100
Q , м ³ /с	Типбуровогонасоса	V_m , м/с	$\eta_{п}$, Па·с	$\tau_{т}$, Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,012	УНБТ-950L	0,015	0,0105	2,35	1100
КНБК					
Элемент	d_n , м	L, м		d	
ТБТ	0,102	205		0,057	
СБТ	0,08484	3682,830		0,1016	

Таблица 25 – Результаты проектирования гидравлической программы

$\rho_{кр}$, кг/м ³	φ	d_c , м	$V_{кп}$, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	ΔP_o , МПа
1594,62	0,97	0,1828	0,6	-	0,061
$\Delta P_{Г}$, МПа	ΔP_p , МПа	V_d , м/с	Φ , м ²	d, мм	
1,1	9,24	124,26	0,00022	6,4	
КНБК					
Кольцевоепространство					
Элемент	Reкр	Re кп	Skп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
ТБТ	9522	21471	-	0,043	-
СБТ	9565	21365	-	0,039	-
Внутритруб					
Элемент	Reкр	Re кп	λ	$\Delta P_{т}$	
ТБТ	9955	18876	0,0224	1,907	
СБТ	7052	28095	0,0266	3,787	

2.4. Проектирование процессов закачивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тробл}$, кг/м ³	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн}$, кг/м ³	1900
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	866	глубина скважины, м	2414
высота столба буферной жидкости h_1 , м	850	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	150
высота цементного стакана $h_{см}$, м	10	динамический уровень скважины h_0 , м	1853

2.4.2. Расчет наружных избыточных давлений

На рисунке 5 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

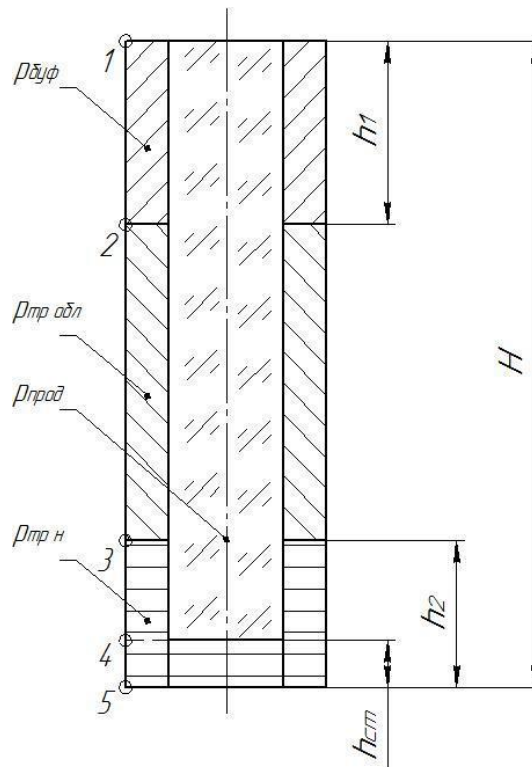


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Таблица 27 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавкитампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	850	2144	2389	2414
Наружное избыточное давление, МПа	0	1,167	2,133	3,74	3,74

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

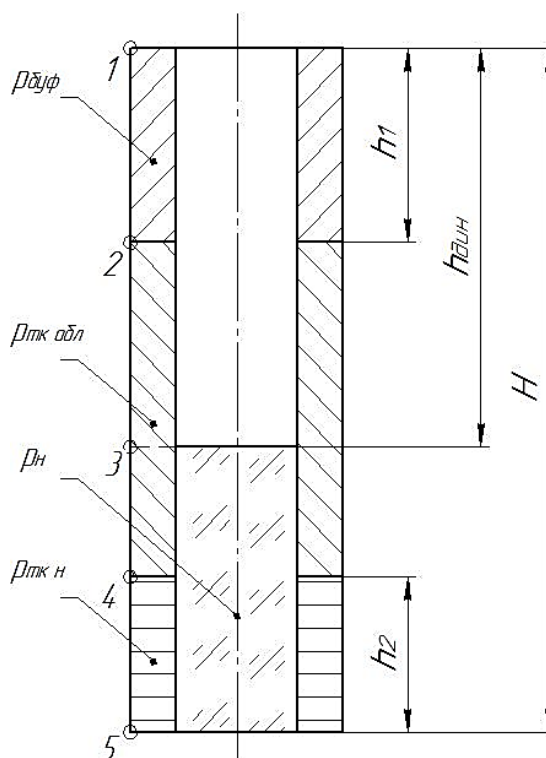


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 28 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации скважины

Таблица 28 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продаквитампонажного раствора и снятом на устьедавлении

Номерточки	1	2	3	4	5
Глубинарасположенияточки, м	0	850	2144	2389	2414
Наружноеизбыточноедавление, МПа	0	8,34	16,16	18,47	20,45

2.4.3. Расчет внутренних избыточных давлений

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для внешних избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. $P_{ви} = P_v - P_n$; $P_{ви} \Rightarrow \max$. Имеются два таких случая.

1 случай: Конец продаквитампонажной смеси при цементировании, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

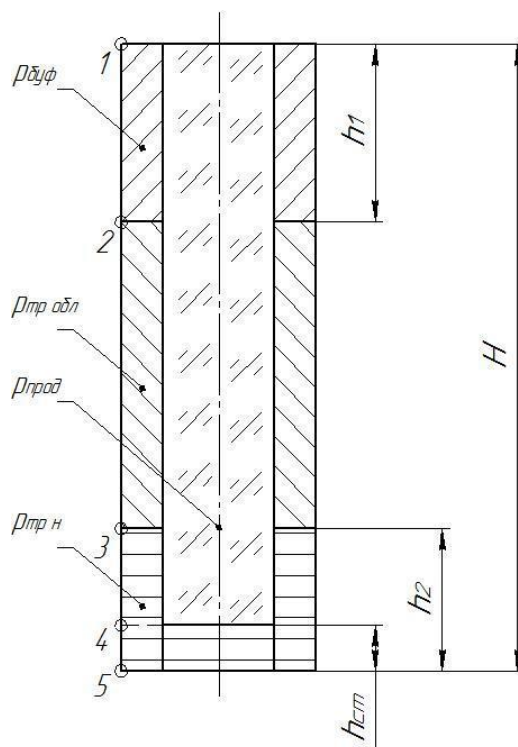


Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей в конце продаквитампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 29 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продаквитампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 29 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продаквитампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения, м	0	850	2144	2389	2414
Внутреннее избыточное давление	24,2	25,36	21,1	19,9	19,9

2 случай: Опрессовка колонны с целью проверки её герметичности.

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

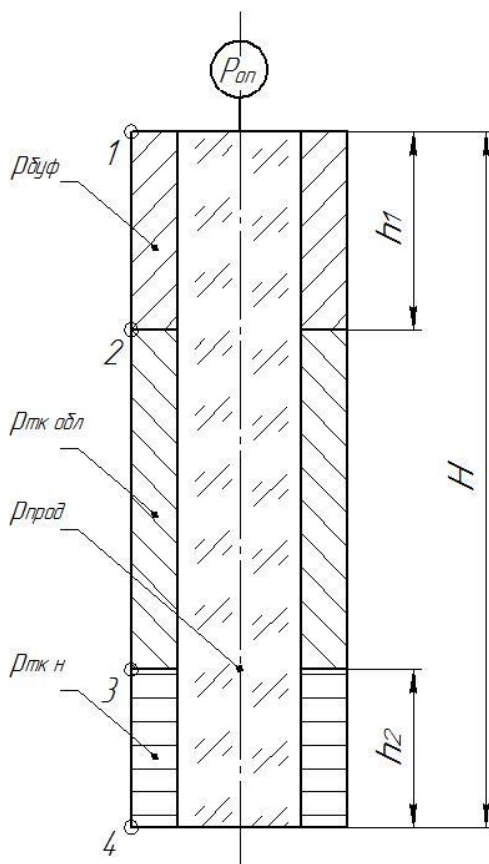


Рисунок 11 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Давление опрессовки P_{on} составляет 9,5 МПа.

В таблице 30 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 30 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	850	2144	2389
Внутреннее избыточное давление, МПа	11	11	10,36	9,32

Ниже приведен график изменения внутренних и наружных давлений.

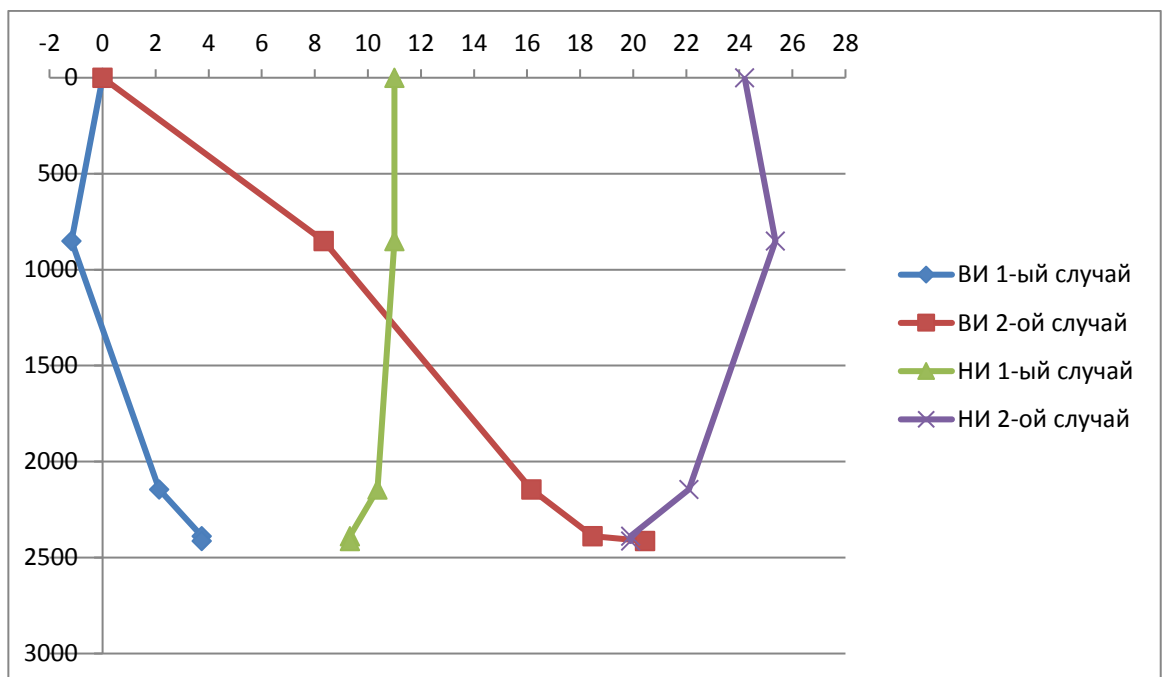


Рисунок 7 – Графики изменения внутренних и наружных давлений

2.4.4. Конструирование обсадной колонны по длине

Расчитанные параметры секций представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Характеристика обсадных коло

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН		Интервал установки, м
				секций	Суммарный	
1	Д	9,2	203	77,75	77,75	2593-2390
2	Д	8.1	2390	788,7	866,5	2390-0

2.4.5. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проектируется одноступенчатое цементирование скважины двумя порциями тампонажного раствора, так как этот способ используется при малоразличающихся между собой градиентах гидроразрыва пород по всему разрезу скважины и их глубине до 2500 м.

2.4.6. Расчет объема тампонажной смеси и количество составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 32.

Таблица 32 – Объем тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегченный	Объем тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1900 \text{ кг/м}^3$	16,1	4560	3,46
$\rho_{тробл}=1500 \text{ кг/м}^3$	20,3	51537	31,21
Сумма	36,4	56097	34,66

2.4.7. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкости

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Объем буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	19,95
Продавочная	53,7

2.5. Гидравлический расчет цементирования

2.5.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 8 приведена спроектированная технологическая схема с применением осреднительной емкости.

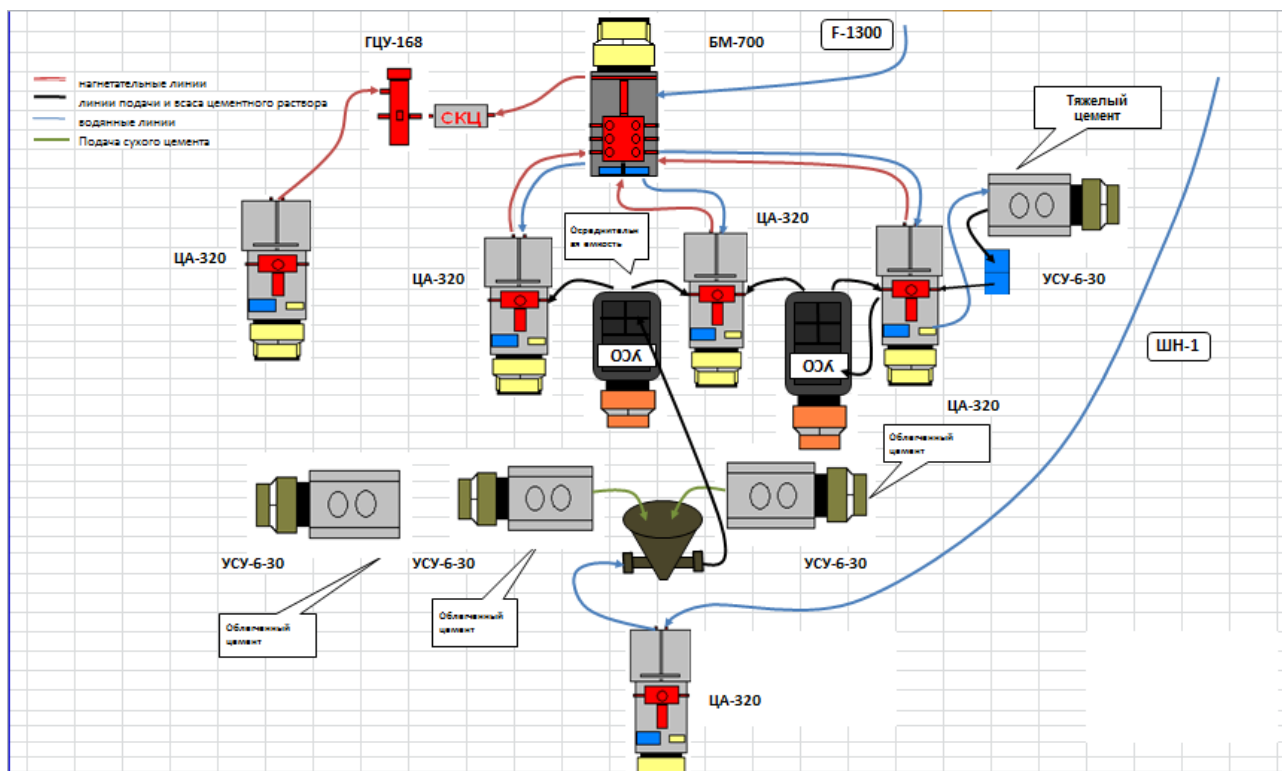


Рисунок 8 – Схема расстановки агрегатов

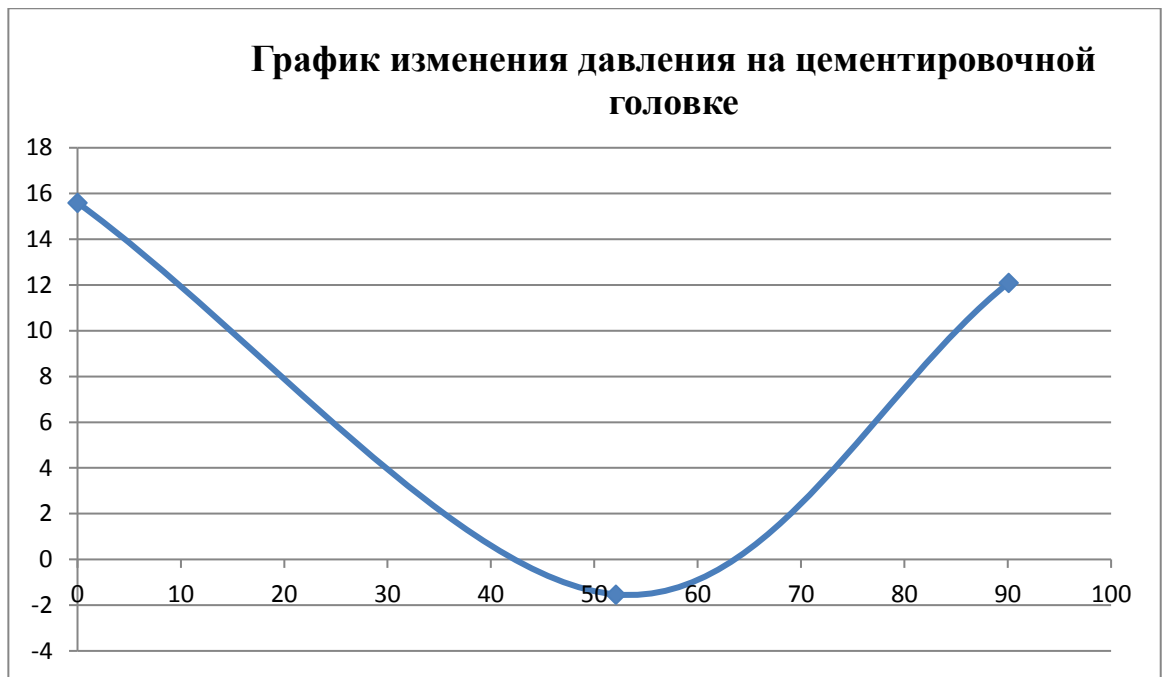


Рисунок 9 – График изменение давления на ЦГ в процессе цементирования

В таблице 34 приведены сводные данные о режимах работы цементирующих агрегатов.

Таблица 34 – Режимы работы цементирующих агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	37,6
IV	6
III	16,4

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цем}}$ составляет 82 мин.

2.5.2. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Таблица 35 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны						Суммарные на колонну	
			наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	масса элемента, кг	интервал установки, м (по стволу)		количество элементов на интервале	кол-во, шт.	масса, кг
						от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	Башмак БКБ-324	ТУ 3665-079-00744002-2010	86,7	-	50	1	1	86,7
			Обратный клапан ЦКОД1.324	ТУ 3663-060-00744002-2004	93,8	-	40	1	1	93,8
			Центраторы ТЦП-Л 324/394	ТУ 3663-006-27913846-2007	26,0	0	50	4	4	104,0
			Комплект продавочных пробок (верхняя и нижняя)	ТУ 2539-002-34981104-2002	-	-	-	1	1	-
2	Кондуктор	1	Башмак БКБ-245	ТУ 3665-079-00744002-2010	54,0	-	1000	1	1	54,0
			Обратный клапан ЦКОДУ-245	ТУ 3663-030-00136596-2002	60,0	-	980	1	1	60,0
			Центраторы ТЦП-Л-245/295	ТУ 3663-006-27913846-2007	15	0	1000	52	52	780,0
			Комплект продавочных пробок	ТУ 2539-002-34981104-2002	-	-	-	1	1	-
3	Эксплуатационная	1	Башмак БКК-178	ТУ 3665-079-00744002-2010	25,5	-	2593	1	1	25,5
			Обратный клапан ЦКОДУ-178	ТУ 3663-030-00136596-2002	20,0	-	2593	1	1	20,0
			Центраторы ТЦП-Л-178/216	ТУ 3663-006-27913846-2007	11	0	2593	90	90	990,0
			Комплект продавочных пробок (верхняя и нижняя)	ТУ 2539-002-34981104-2002	-	-	-	1	1	-
4	Хвостовик*	1	Направляющий башмак -114 с одним обратным клапаном	импорт	12,0	-	4093	1	1	12,0
			Подвеска хвостовика 114/178 или аналог ТГС.ОТН-114.10.000		230,0	2060	-	1	1	230,0
			Шар диаметром 45 мм (в комплекте)	импорт	-	-	-	1	1	-
			Спиральные центраторы 114/152	импорт	6	2060	4093	162	162	396,0
			Заколонный набухающий пакер 114/139	импорт	-	2060	4093	25	25	1960,0

2.5.3. Проектирование процессов испытания и освоения скважины в процессе бурения

Вторичное вскрытие продуктивного пласта не производится, т.к. в скважину производится спуск нецементируемого хвостовика.

В проекте в соответствии “Задание на проектирование” принимается оборудование устья малогабаритной превенторной установкой типа 1ППС-2ФТ 152x21. Допускается использование других типов малогабаритных превенторов или устройств герметизации устья скважины для перфорации при согласовании с противодонной службой.

Для проведения работ по СПО НКТ, а также для проведения работ по спуску ЭЦН скважина должна быть заглушена соевым раствором (=1100кг/м³), а устье оборудовано противовыбросовым оборудованием 1ППС-2ФТ 152x21. После каждой установки на устье превенторопрессовывается водой на давление опрессовки эксплуатационной колонны.

2.5.4. Выбор буровой установки

Выбор БУ проводится по её номинальной грузоподъемности исходя из наиболее тяжелой компоновки бурильной колонны. На основании ранее проведенных расчетов принимается вес наиболее тяжелой колонны массой 887 кН. Расчет максимальных нагрузок действующих на крюк производится из учета, что при прихватах и затяжках в процессе спуска и подъема колонны необходимо приложить дополнительные усилия.

Учитывая максимальную нагрузку на крюке, а также то, что площадь ведения буровых работ заболочена и, район не обеспечен электроэнергией, глубина скважин превышает 4000 м, выбирается буровая установка типа БУ RT50/3150LD грузоподъемностью 2000 кН. Данная буровая установка состоит из следующих основных блоков: вышечно – лебедочного, насосного и силового.

Таблица 36 - Основные технические характеристики RT50/3150LD

Условная глубина бурения, м	5000
Допустимая нагрузка на крюке, кН (тс)	3200 (320)
Оснастка талевого системы	6x7
Диаметр талевого каната, мм	35
Проходной диаметр стола ротора, мм	900
Число основных буровых насосов, шт	3
Высота основания, м	10,5

3. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

3.1 Производственная безопасность

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

Таблица 3.1 – 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	Пожаровзрывобезопасность	
Полевой этап			
	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	Опасные	
Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке	Превышение уровней шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ПБ 08-624-03, ГОСТ 12.1.012-90, ГОСТ 12.1.029-80
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	

3.1.2. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины на Снежном месторождении

Отклонение показателей микроклимата в помещении:

Рассмотрим основные показатели микроклимата рабочей зоны и сравним с допустимыми значениями (таблица 3.2) согласно санитарным нормам и правилам (СанПиН) 2.2.4.548-96.

Таблица 3.2 — Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Сезон года	Категория жестивыполняемых работ	Температура, 0°С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое значение
Холодный	1б	22	19-24	45	15-75	0-0,05	0,1
Теплый	1б	24	20-28	55	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, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной -20°C и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше $+18^{\circ}\text{C}$.

Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях, которые представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – 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

Недостаточная освещенность:

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 3.4. представлены нормируемые параметры естественного и искусственного освещения.

Таблица 3.4 - 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 20-30° к вертикали	40	200
Щит КИП	I	Перед приборами	50	220
Пульт талевого блока	IV	На лестничных площадках по высоте вышки	13	80
Полативерхового рабочего	II	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола полатей, под углом 50°	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

Превышение уровня шума:

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 дБА, а значение уровня звука на рабочем месте

составляет 60-65 дБА.

Превышение уровней вибрации:

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 3.5 - Уровень звукового давления на буровой

Характеристики помещений	Уровень звукового давления, дБ в среднегеометрических частотах октавных полос, Гц								Уровень звука и эквивалент уровня, дБА
	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

Таблица 3.6 - 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

3.1.3. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве скважины на Снежном месторождении

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

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:

1. Устанавливают защитные устройства (местные ограждения, крышки, кожуха и прочее).
2. Крупногабаритные перемещающиеся части оборудования и транспортные устройства окрашивают чередующимися под углом 45° полосами желтого и черного цветов, для оповещения об опасности.
3. На наружной стороне ограждений наносят предупреждающий знак опасности по ГОСТ 12.4.026-76.
4. Устанавливают предохранительные и блокирующие устройства предотвращающие поломку деталей станков, самопроизвольное опускание шпинделей, головок, бабок, поперечен и других частей.
5. Устанавливают тормозные устройства обеспечивающие остановку. Для этого применяются колодочные тормозные устройства и торможение электродвигателя противовключением.
6. Ремонт и проверка оборудования проводится только при отключенных механизмах вращения или перемещения.

Электробезопасность:

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 изолированных 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:

- 1) Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- 2) Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- 3) Применение предупреждающей сигнализации;
- 4) 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. ПУЭ

Также в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов.

Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

Пожаровзрывобезопасность:

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

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. 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:

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- 2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- 3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- 4) 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).

Ручные огнетушители необходимо размещать:

- навеской на вертикальные конструкции на высоте не более 5 м от

уровня поля до нижнего торца огнетушителя и на расстоянии от двери;

- 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 x 1,8 м и 0,5 x 0,5 м.

3.2. Экологическая безопасность

3.2.1 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.

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).

3.2.2. Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

Одной из наиболее сложных проблем по охране гидросферы и литосферы от загрязнения является проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР), бурового шлама (БШ) и буровых сточных вод (БСВ) и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан

не только с экологической, но и экономической точки зрения, т.к. он обеспечивает значительное сокращение затрат на приготовление буровых растворов.

Перспективным направлением утилизации ОБР представляется его использование для крепления скважин. ОБР используется в качестве добавок к известным тампонажным материалам, традиционно применяемым в практике цементирования 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.

Таблица 3.7 - 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 строительного-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 строительного-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 строительного-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 строительного-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 строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Оксид углерода	0,5346	
	Керосин (углеводороды)	0,2348	

3.3. 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 талевого системы, а также взрывы и пожары.

Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде, в исключительных случаях к смертельным 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 3.9.

Таблица 3.9 - 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

3.4. 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, являющемся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатно лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов — спецодежды.

Не вызывает сомнений факт, что условия труда, сложившиеся в нефтяной и газовой промышленности, являются причиной высокой профессиональной заболеваемости, а также могут являться косвенной причиной производственных травм и увечий.

Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижения влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволиткратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

Нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности представлены в таблице 3.10

Таблица 3.10 - 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

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Обоснование продолжительности строительства скважины

Продолжительность строительства скважины определяется как совокупность затрат времени на всех этапах цикла строительства, а именно: строительно-монтажные работы; подготовительные работы к бурению; бурение и крепление ствола скважины; испытание скважины на продуктивность.

Нормативная продолжительность бурения и крепления на основании нормативной карты и составляет 31,5 сут.

Нормативная карта представлена в приложении В.

Плановое время бурения и крепления:

$$T_6 = T_n \cdot K_n, \quad (4.1)$$

где K_n – коэффициент пересчета, $K_n = 1,045$;

$$T_6 = 31,5 \cdot 1,045 = 32,9 \text{ сут.}$$

Продолжительность цикла строительства представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1– Плановая продолжительность цикла строительства скважины

Цикл строительства скважины	Нормативная продолжительность		K_n	Плановая продолжительность, сут	
	Час	сут.		час	сут.
Строительно-монтажные работы	96,0	4,0	1	96,0	4,0
Подготовительные работы к бурению	48,0	2,0	1	48	2
Время бурения и крепления – всего	755,8	31,5	1,045	789,8	32,9
Время бурения – всего	600,3	25,0	1,045	627,3	26,1

В т.ч.	под направление	42,8	1,8	1,045	44,7	1,8
	под кондуктор	126,8	5,3	1,045	132,5	5,5
	под эксплуатационную колонну	286,7	11,9	1,045	299,6	12,5
	Хвостовик	144,0	6,0	1,045	150,5	6,3
Время крепления – всего		155,5	6,5	1,045	162,5	6,8
В т.ч.	под направление	17,0	0,7	1,045	17,8	0,8
	под кондуктор	49,1	2,0	1,045	51,3	2,1
	под эксплуатационную колонну	89,3	3,7	1,045	93,3	3,9
Испытание		144	6,0	1	144	6
Итого на скважину		1043,8	43,5		1077,8	44,9

Плановая продолжительность цикла строительства скважины по проекту УБР и предлагаемому проекту представлена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Продолжительность цикла строительства скважины по проекту УБР и предлагаемому проекту

Элемент цикла	Плановая продолжительность по проекту УБР, час	Плановая продолжительность по предлагаемому проекту, час
1. Строительно-монтажные работы	96,0	96,0
2. Подготовительные работы к бурению	48	48
3. Бурение и крепление, в том числе	818,6	789,8
Мех.бурение	252,2	223,4
СПО	82,0	82,0
4. Испытание	144,0	144,0
Итого на скважину	1106,6	1077,8

Расчет скоростей бурения и проходки на долото

Расчет технико-экономических показателей ведется в следующей последовательности

- механическая скорость:

$$V_M = H / t_{M6} \quad (4.2)$$

$$V_{M1} = H / t_{M6} = 4093 / 252,2 = 16 \text{ м/час};$$

$$V_{M2} = H / t_{M6} = 4093 / 223,4 = 18 \text{ м/час}.$$

- рейсовая скорость:

$$V_p = H / (t_{M6} + t_{cno}) \quad (4.3)$$

$$V_{p1} = H / (t_{M6} + t_{cno}) = 4093 / (252,2 + 82) = 12 \text{ м/час};$$

$$V_{p2} = H / (t_{M6} + t_{cno}) = 4093 / (223,4 + 82) = 13 \text{ м/час}.$$

- техническая скорость:

$$V_{T1} = (H \cdot 720) / T_H \quad (4.4)$$

$$V_{T1} = (H \cdot 720) / T_H = (4093 \cdot 720) / 781,8 = 3769 \text{ м/ст.мес};$$

$$V_{T2} = (H \cdot 720) / T_H = (4093 \cdot 720) / 755,8 = 3899 \text{ м/ст.мес}.$$

- плановая коммерческая скорость:

$$V_{K1} = (H \cdot 720) / T_{61} \quad (4.5)$$

$$V_{K1} = (H \cdot 720) / T_{61} = (4093 \cdot 720) / 818,6 = 3600 \text{ м/ст.мес};$$

$$V_{K1} = (H \cdot 720) / T_{61} = (4093 \cdot 720) / 789,8 = 3731 \text{ м/ст.мес}.$$

- цикловая скорость:

$$V_{цикл1} = H \cdot 720 / (T_{ц}) \quad (4.6)$$

$$V_{цикл1} = H \cdot 720 / (T_{ц}) = 4093 \cdot 720 / 1106,6 = 2663 \text{ м/ст.мес};$$

$$V_{цикл1} = H \cdot 720 / (T_{ц}) = 4093 \cdot 720 / 1077,8 = 2734 \text{ м/ст.мес}.$$

- средняя проходка на долото:

$$h = H / N \quad (4.7)$$

$$h_1 = H / N = 4093 / 4,4 = 930 \text{ м};$$

$$h_2 = H / N = 4093 / 4,4 = 930 \text{ м}.$$

Расчет необходимого количества буровых бригад, комплектов бурильных труб и турбобуров

Количество буровых бригад:

$$Ч_{бр} = \frac{H}{V_k^{пл} \cdot 12,17}, \quad (4.8)$$

$$Ч_{бр1} = 4093 / 3600 \cdot 12,17 = 0,093 бр.$$

$$Ч_{бр2} = 4093 / 3731 \cdot 12,17 = 0,090 бр.$$

Количество вышкомонтажных бригад:

$$Ч_{ВМР} = \frac{t_{ВМР}}{t_б + t_к} \cdot Ч_{бр} \quad (4.9)$$

$$Ч_{вмр1} = 4 \cdot 0,093 / 31,5 = 0,012 бр.$$

$$Ч_{вмр2} = 4 \cdot 0,090 / 32,9 = 0,011 бр.$$

Количество бригад на испытание:

$$Ч_{исп} = \frac{t_{исп}}{t_б + t_к} \cdot Ч_{бр}, \quad (4.10)$$

где $t_{исп}$ – время испытания, ч;

$$Ч_{исп1} = 6 \cdot 0,093 / 31,5 = 0,018 бр.$$

$$Ч_{исп2} = 6 \cdot 0,090 / 32,9 = 0,016 бр.$$

Количество буровых установок:

$$Ч_{БУ} = Ч_{бр} \cdot K_{об}, \quad (4.11)$$

где $K_{об}$ – коэффициент оборачиваемости, для $V_{к1}=1479,87$ $K_{об}=1,685$,
для $V_{к1}=1718,82$ $K_{об}=1,77$;

$$Ч_{бу1} = 0,093 \cdot 1,685 = 0,157 \text{ установок};$$

$$Ч_{бы2} = 0,090 \cdot 1,77 = 0,159 \text{ установок.}$$

Число комплектов бурильных труб определяется по формуле:

$$Ч_{б.т.} = \frac{H}{V_k \cdot 12,17} \cdot K_3, \quad (4.12)$$

где K_3 – коэффициент запаса бурильных труб на буровой;

$$Ч_{бт1} = 4093 \cdot 1,3 / 3600 \cdot 12,17 = 0,121 \text{ комплектов;}$$

$$Ч_{бт2} = 4093 \cdot 1,3 / 3731 \cdot 12,17 = 0,117 \text{ комплектов.}$$

Число комплектов забойных двигателей:

$$Ч_T = \frac{H}{V_k \cdot 12,17} \cdot H_T, \quad (4.13)$$

где H_T – норматив использования забойных двигателей на 1 буровую установку, находящуюся в работе (3)

$$Ч_{зд1} = 4093 \cdot 3 / 3600 \cdot 12,17 = 0,280 \text{ комплектов;}$$

$$Ч_{зд2} = 4093 \cdot 3 / 3731 \cdot 12,17 = 0,270 \text{ комплектов.}$$

Полученные данные сведем в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Техничко-экономические показатели

Показатели	По проекту УБР	По предлагаемому проекту
1.Глубина скважины, м	4093	4093
2.Строительства скважины, сут	46,10	44,90
3.Продолжительность бурения скважины, сут	31,5	32,9
4.Скорость бурения:		
- Механическая, м/ч	16	18
- Рейсовая, м/ч	12	13

- Техническая, м/ст.мес	3769	3899
- коммерческая, м/ст.мес	3600	3731
- цикловая, м/ст.мес	2663	2734

Расчет капитальных вложений

Величина капитальных вложений определяется по формуле:

$$K_{вл} = (C_{б} \cdot \chi_{об} + C_{бт} \cdot \chi_{бт} + C_{зд} \cdot \chi_{зд}) \quad (4.14)$$

где $C_{б}$, $C_{бт}$, $C_{зд}$ – стоимость комплекта буровой установки, бурильных труб, забойного двигателя, тыс.руб;

$\chi_{об}$, $\chi_{бт}$, $\chi_{зд}$ – соответственно число бурового оборудования, бурильных труб, забойного двигателя, комплектов;

Капитальные вложения бурового предприятия:

$$K_{вл1} = (24632 + 852,2) \cdot 0,157 + 329 \cdot 0,121 + 900 \cdot 0,280 = 4298,8 \text{ тыс. р.};$$

$$K_{вл2} = (24632 + 300,2) \cdot 0,159 + 329 \cdot 0,117 + 900 \cdot 0,270 = 4245,7 \text{ тыс. р.}$$

Составление сметы

Планирование и финансирование буровых работ и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов на строительство скважин, по всем статьям затрат.

Для определения затрат на строительство скважин используются следующие проекты и нормативные документы: данные технического проекта от объёма работ; сборник элементарных сметных норм; строительные нормы и правила (СНиП); единые районные единичные расценки; единые и местные цены на материалы.

Смета на бурение и крепление представлена в приложениях Г и Д.

Сводная смета строительства скважины представлена в таблице 4.4

Таблица 4.4 – Сводная смета строительства скважины

Наименование работ	Стоимость, руб	
	по проекту УБР	по предлагаемому проекту
Глава I - Подготовительные работы		
1.1 Подготовка площадки, подъездного пути, ЛЭП	26624	26624
1.2 Демонтаж трубопроводов, ЛЭП и др.	3026	3026
Итого по главе I	29650	29650
Глава II - Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования, монтаж и демонтаж установки для испытания скважины		
2.1 Строительство и монтаж	51934	64153
2.2 Разборка и демонтаж	8387	10361
Итого по главе II	60321	74514
Глава III – Бурение и крепление		
3.1 Бурение скважины	161487	125649
3.2 Крепление скважины	125755	125755
3.3 Заливка шурфа	997	997
Итого по главе III	288239	252401
Глава IV – Испытание скважины на продуктивность		
4.1 Испытание скважины в колонне	12624	7284

Продолжение табл.4.4.

4.2 Дополнительные работы при испытание скважины в колонне	6535	1356
Итого по главе IV	24954	8640
Глава V – Промыслово-геофизические работы		
5.1 Промыслово-геофизические работы (12,5 % от суммы 288239)	51183	31007,5
Итого по главе V	51183	31007,5
Глава VI – Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1 Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время	3509	4062
6.2 Эксплуатация теплофикационной котельной установки ЭВПА-71 2	7039	6745
Итого по главе VI	10548	10807
Итого по главам I-IV, VI	403164	371671
Глава VII– Накладные расходы		
7.1 Накладные расходы на итог I-IV, VI глав (24,8 % от суммы 403164)	99985	92174
Итого по главе VII	99985	92174
Глава VIII– Плановые накопления		
8.1 Плановые накопления на итог прямых затрат по главам I-IV, VI- VII (20 % от суммы 503149)	100630	92769
Итого по главам I-VIII	654962	556614
Глава IX-Прочие затраты		
9.1 Возмещение землепользователям убытков, причиненных временным занятием земельных участков	7568	7568
9.2 Выплата премий (5 % от суммы 654962)	32748	27830
9.3 Затраты на работу вахтовым методом (1,8 % от суммы 654962)	11789	10019
9.4 Лабораторные работы (0,15 % от суммы 654962)	982	835
9.5 Транспортировка вахт	5835	5321
9.6 Топографо-геодезические работы	352	352

Итого по главе IX	59274	51925
Итого по главам I- IX	714236	608539
Глава X-Авторский надзор		
10.1 Авторский надзор (0,2 % от суммы 714236)	1428	1217
Итого по главе X	1428	1217
Глава XI-Проектные и изыскательские работы		
11.1 Проектные и изыскательские работы (1,5 % от суммы 715664)	10735	9146
Итого по главе XI	10735	9146
Итого по главам I- XI	726399	618902
Глава XII - Резерв средств на непредвиденные работы		
12.1 Резерв средств на непредвиденные работы (5 % от суммы 726399)	36320	30945
Итого по главе XII	36320	30945
Итого по главам I- XII	762719	649847
Всего по сводному сметному расчету	762719	649847
Всего сметная стоимость	762719	749847

Продолжение табл. 4.4.

Полная сметная стоимость с учётом коэффициента инфляции (К=96)	73221024	71985312
НДС	18%	18%
Полная сметная стоимость с учётом НДС	86 400 808	84 942 668

Себестоимость 1 метра проходки:

$$C_c = \frac{C_{см} - П_n}{H}, \quad (4.12)$$

Где $C_{см}$ – сметная стоимость скважины с учётом коэффициента инфляции;

$П_n$ – плановые накопления с учётом коэффициента инфляции;

$$C_c = \frac{(762719 - 100630) \cdot 96}{4093} = 15529 \text{ р./м.}$$

$$C_c = \frac{(649847 - 92769) \cdot 96}{4093} = 13066 \text{ р./м.}$$

Расчет экономической эффективности

Учитывая общие усредненные показатели, которые достигаются при строительстве скважин, можно прогнозировать снижение времени на бурение на 20-30 %, экономию электроэнергии на 5-10 %, снижение количества используемого бурового раствора и химреагентов на 15-20 %.

Экономическая эффективность рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E} = (C_1 - C_2) \cdot H, \quad (4.13)$$

где C_1 и C_2 – себестоимость 1 м бурения по сравниваемым вариантам, руб/м;

H – интервал бурения, м.

$$\mathcal{E} = (15529 - 13066) \cdot 5\% = 1231,5 \text{ тыс. р.}$$

Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия:

$$\text{ЧП} = 1231,5 \cdot 20 \% = 615,8 \text{ тыс. р.}$$

Результаты расчетов ТЭП сведены в таблицу 4.4.

Таблица 4.5 – Экономическая эффективность строительства скважины

Показатель	по проекту УБР	по предлагаемому проекту	Отклонение
Глубина скважины, м	4093	4093	-
Продолжительность строительства скважины, сут	46,10	44,90	1,2
Продолжительность бурения скважины, сут	31,5	32,9	1,4
Скорости			
- механическая, м/ч	16	18	2
- рейсовая, м/ч	12	13	1
- техническая, м/ст.мес	3769	3899	130
- коммерческая, м/ст.мес	3600	3731	131
- цикловая, м/ст.мес	2663	2734	71
Сметная стоимость строительства, тыс.руб	73221	71985	1236
Себестоимость метра проходки, руб./м.	16142	14590	1552
Экономический эффект бурового предприятия, тыс. руб.	-	1231,5	
Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия, тыс.руб.		615,8	

5. Особенности применения технологии многостадийного ГРП для Снежного месторождения

Гидравлический разрыв пласта является эффективным и распространенным методом увеличения добычи нефти при разработке низкопроницаемых коллекторов.

Многостадийный ГРП – последовательное выполнение нескольких работ ГРП на одной скважине.

Цель – повышение продуктивности скважины, увеличение площади дренирования, повышение коэффициента извлечения углеводородов и, как следствие, экономической эффективности разработки месторождения.

Основной объем запасов нефти Снежного месторождения сосредоточен в пластах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами и достижение рентабельных дебитов нефти можно обеспечить следующими способами:

- увеличением числа стадий гидравлического разрыва пласта (ГРП) в горизонтальных скважинах для максимального охвата выработкой ранее не дренируемых запасов и увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН);
- сокращением цикла ввода скважины в эксплуатацию.

В связи с этим возникает необходимость в применении технологий многостадийного ГРП (МГРП). Технология позволяет в одной пробуренной горизонтальной скважине провести несколько полноценных ГРП, что позволит увеличить площадь дренирования. Число стадий ГРП зависит от длины ствола и напрямую влияет на производительность скважины.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является эффективным и распространенным методом интенсификации добычи нефти при разработке низкопроницаемых коллекторов. Многостадийный ГРП (МГРП) – последовательное проведение гидроразрывов пласта в одной скважине.

В настоящее время применение ГРП в наклонно направленных скважинах не всегда обеспечивает рентабельность разработки. Одним из

способов поддержания рентабельных уровней добычи является применение новых систем заканчивания скважин, в том числе горизонтальных скважин (ГС) с МГРП.

Существуют два основных вида МГРП: Многостадийный ГРП с использованием разрывных муфт BPS (рисунок 10) и технология МГРП с применением раздвижных муфт, активируемых шарами. (рисунок 11). Первая технология скважины включает фильтровую часть, через которую проводится первый ГРП, и муфту ГРП, отсеченную от фильтра заколонным пакером. При выполнении первого ГРП в конце закачки подается проппантная пачка высокой концентрации (2000–2600 кг/м³) для отсечения стимулированного интервала, после чего проводится технологический отстой для полного распада жидкости разрыва и закрытия трещины. После технологического отстоя осуществляется опрессовка проппантного моста, поднимается давление и инициируется разрывная муфта ГРП с последующим проведением ГРП.

Разобшение интервалов происходит включенными в компоновку разбухающими или гидравлическими заколонными пакерами, так как хвостовики цементируются только до кровли пласта.

По плану предполагается закупорить отверстия в фильтре (29 отверстий диаметром 11 мм) введением в поток при прокачке последней пачки проппанта растворимых шаров BioBalls диаметром 22,2 мм (7/8"), которые согласно тестам выдерживали перепад давления до 60 МПа и должны были полностью раствориться в пластовой жидкости в течение 24 ч. Поскольку муфты имеют внутреннее равнопроходное сечение 88,9 мм (как у хвостовика), нормализация забоя после ГРП проводилась силами бригады капитального ремонта скважин (КРС) с помощью желонки, что позволило уменьшить кольматацию ПЗП промывочными жидкостями.

Описанная выше технология имеет следующие недостатки:

– значительные затраты времени на герметизацию первой стадии ГРП;

- неэффективность применения растворимых шаров BioBalls на просверленном хвостовике из стали марки «Д» с толщиной стенки 6,5 мм: при сбросе шаров не происходит герметизации хвостовика из-за размыва отверстий в фильтре за период прокачки через них проппанта;
- при получении преждевременного «СТОПа» возможна незапланированная активация муфты ГРП;
- давление закачки при проведении первого ГРП необходимо строго выдерживать, не превышая давления активации муфт.

Но также эта технология имеет и положительный эффект. В результате опытно-промышленных испытаний было установлено, что срок освоения скважины сократился в среднем на 10 суток.

Для решения проблемы снижения отрицательного воздействия на ПЗП при освоении скважины после ГРП предлагается применить разрывные муфты ВРС с селективным пакером С2С (рисунок 19) от ООО «ТрайканВелл Сервис», однако только для эксплуатационных колонн диаметром 114 и 168 мм. Данный инструмент позволяет отсечь все последующие и предыдущие интервалы от целевого и проводить в последнем ГРП, кислотные и селективные обработки.



Рисунок 10 - Многостадийный ГРП с использованием разрывных муфт ВРС



Рисунок 11 – Технология МГРП с применением раздвижных муфт, активируемых шарами

При использовании второй технологии в горизонтальную часть скважины опускается хвостовик с циркуляционными муфтами и системой заколонных пакеров для изоляции интервалов. В момент спуска хвостовик, оборудованный муфтами с открывающимися окнами, герметичен и не допускает сообщения внутрискважинного пространства с заколонным.

В ходе операции в поток жидкости ГРП направляются шары калиброванного размера по принципу матрешки, начиная с шара самого малого диаметра, которые, «садясь» в седла, расположенные в муфтах, открывают их, обеспечивая сообщение с пластом для дальнейшего проведения операции. Таким образом, по завершении каждой стадии гидроразрыва сброшенный в скважину шар изолирует предыдущий интервал и открывает порты в хвостовике напротив следующего интервала обработки, что позволяет сформировать запланированное число трещин вдоль горизонтальной части ствола скважины.

Теоретически число интервалов в горизонтальных скважинах может достигать до десятков, но при разработке месторождений в Западной Сибири обычно проводят от трех до семи операций гидроразрыва, которые

позволяют создать систему высокопроводящих трещин, существенно интенсифицируя дебит скважины.

Применение постоянных систем заканчивания (пакерные компоновки) при МГРП уменьшает технологические риски, поскольку ограничивается число спускоподъемных операций для посадки и удаления мостовых пробок и повышается эффективность каждого ГРП за счет учета параметров отдельных зон.

Вплоть до 2011 года совершенствование технологии МГРП сдерживали следующие факторы:

- Отсутствие на рынке специализированного оборудования для проведения МГРП. В России данное оборудование не производилось, а зарубежные поставщики проявляли недостаточный интерес к применению специальных компоновок для МГРП.

- Отсутствие практического опыта проведения МГРП.

В 2011 году ситуация изменилась, когда на российском рынке появились специальные импортные компоновки (Frac-Point и их аналоги), в которых активация муфт и разобшение интервалов стимуляции осуществляются за счет сброса шара определенного диаметра, а разобшение зон за хвостовиком – с помощью набухающих пакеров.

В то же время вызвал интерес еще один метод проведения МГРП с использованием разрывных муфт BPS, позволяющий разобщать зоны за эксплуатационной колонной не только пакерами, но и цементированием хвостовика. В этом же году данную технологию МГРП стали применять различные российские компании такие как: ОАО «Самотлорнефтегаз», ООО «РН-Юганскнефтегаз», ОАО «РН-Няганьнефтегаз», ООО «РН-Пурнефтегаз», ООО «Норд Империл».

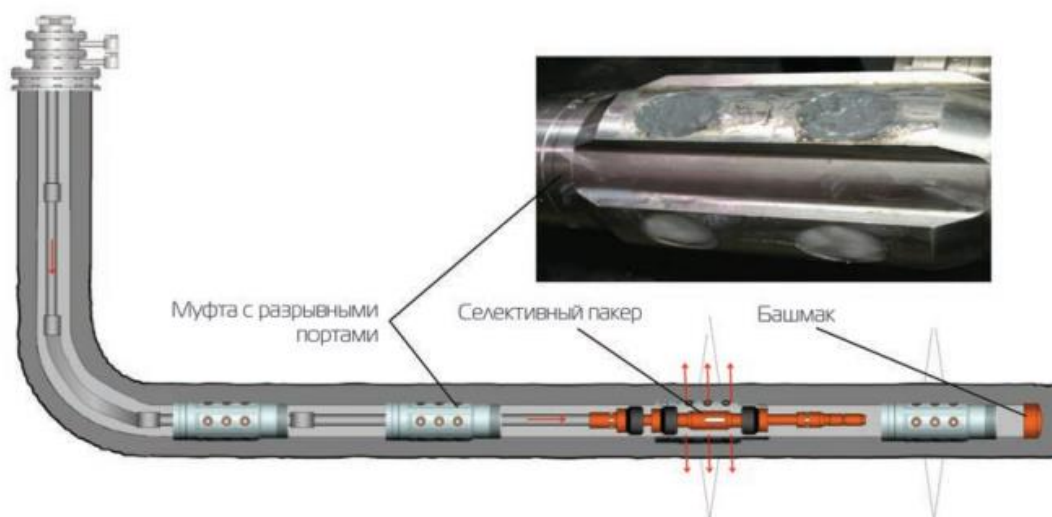


Рисунок 12 – Схема проведения многостадийного ГРП по технологии BPS+C2C

Основная особенность данного пакера заключается в том, что в случае «СТОПа» или преждевременного прекращения закачки по техническим причинам можно при помощи обратной промывки вымыть технологический остаток проппанта и перейти к следующему интервалу стимуляции. После проведения всех запланированных операций ГРП осуществляются подъем инструмента, спуск насоса и запуск скважины в работу. Данная технология реализуется с помощью традиционных НКТ бригадой КРС.

При обводнении интервалов возможно их отсечение от других с помощью позиционирования селективного пакера C2C на обводненный участок и ликвидация с помощью закачки составов для ограничения водопритока или цементного раствора.

Многостадийный ГРП с использованием технологии FracPoint, основанная на открытии муфт ГРП сбросом шара определенного диаметра.

При проведении МГРП с раздвижными муфтами первый ГРП проводят на гидропорт или на фильтр хвостовика, затем сбрасывают шар самого малого диаметра, после посадки шара в муфту происходит герметизация хвостовика с мгновенным поднятием давления до момента срезки штифтов. При их срезке центральный поршень передвигается вниз совместно с седлом под шар и открывает окна для закачки жидкости последующего ГРП. После

выполнения операции ГРП сбрасывается шар большего диаметра и так повторяется до выполнения всех стадий ГРП. Оборудование позволяет проводить до 7 и 11 стадий ГРП на соответственно 102- и 114-мм хвостовиках.

Единственный относительный недостаток технологии – требуется время для разбухания пакера (14 сут). В случае необходимости начала освоения скважины сразу же после бурения необходимо разобщать интервалы ГРП гидромеханическими пакерами. Они активируются давлением при ГРП и не требуют времени на разбухание.

В результате внедрения технологии Frac-Point цикл ввода скважин сократился с 68 (технология с мостовыми пробками (ПГРМ)) до 24 суток.

Исходя из выше представленных технологий заканчивания скважин выбирается программа заканчивания скважины №520 Снежного месторождения предусматривающая спуск в скважину нецементируемого хвостовика диаметром 114,3 мм с толщиной стенки 7 мм, сталь марки «Р» с установкой набухающих пакеров через 70 метров и муфт для проведения многостадийного ГРП, которые устанавливаются над каждым из набухающих пакеров.

Технологическая схема компоновки хвостовика 114,3мм спускаемого в необсаженный ствол диаметром 152 мм и подвешенного на обсадной колонне диаметром 177,8 мм показана на рисунке 21.

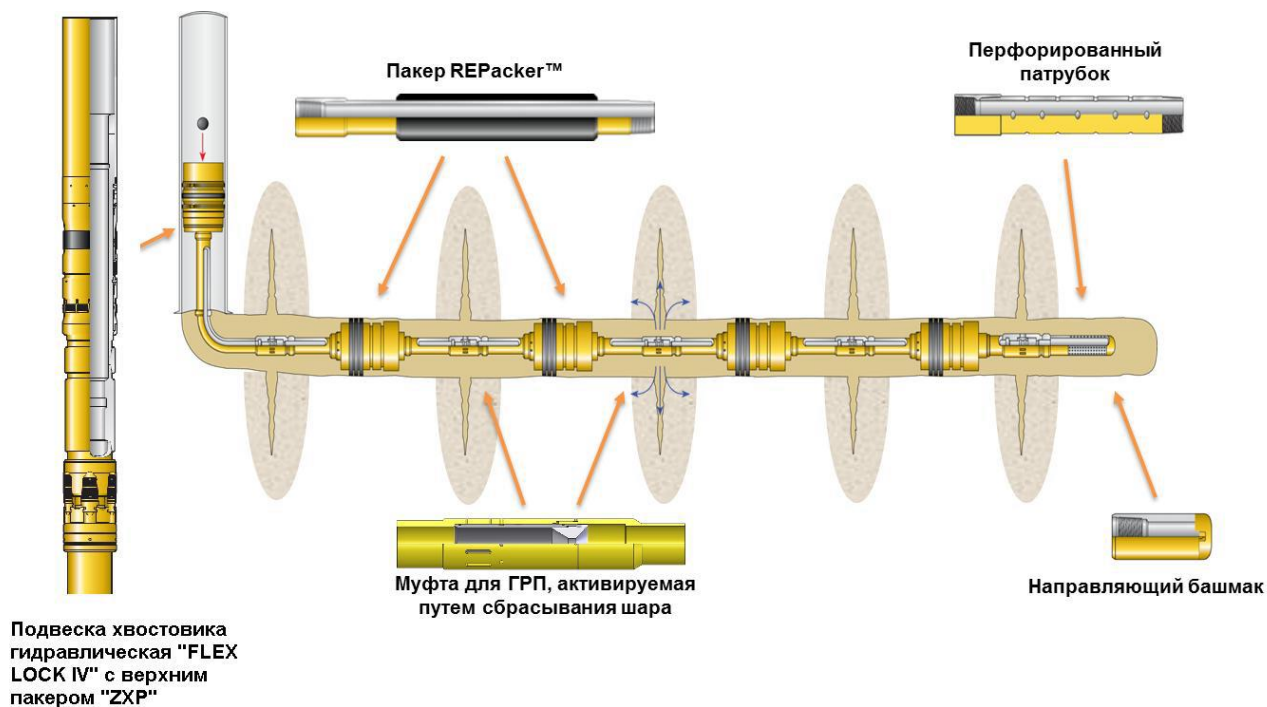


Рисунок 21 – Пример компоновки нецементируемого хвостовика 114,3 мм для проведения многостадийного ГРП, которая включает следующие элементы.

1. Направляющий башмак.
2. Перфорированный патрубок.
3. Муфта для проведения ГРП, активируемая путем сбрасывания шара.
4. Набухающий пакер.
5. Обсадные трубы диаметром 114,3 мм с резьбой БТС толщиной стенки 7 мм, сталь марки «Р».
6. Жесткий центратор с пониженным коэффициентом трения.
7. Подвеска хвостовика.

При использовании компоновки нецементируемого хвостовика 114,3 мм для проведения многостадийного ГРП осуществляется следующая совокупность технологических операций:

1. Спуск в скважину всех устройств входящих в состав хвостовика 114 мм на транспортировочной колонне труб (бурильной колонне состоящей из стальных бурильных труб диаметром 102 мм с замками ХТ-39).

2. В процессе спуска хвостовика в скважину обеспечивается проведение промежуточных технологических промывок, без ограничения по давлению или производительности.

3. После спуска хвостовика до заданной глубины осуществляется промывка скважины для выравнивания параметров бурового раствора. Закачка в скважину с пуском верхней цементирующей пробки расчетного объема технологической жидкости (нефть или дизельное топливо) в затрубное пространство хвостовика для обеспечения активации самонабухающих пакеров;

4. После получения момента стоп при посадке верхней цементирующей пробки в седло подвески повышение внутреннего избыточного давления и последовательное приведение в действие узлов якоря, пакера и автоматического разъединителя хвостовика от транспортировочной колонны;

5. Проведение промывки и подъем транспортировочной колонны;

6. Установка фонтанной арматуры на устье скважины;

Дальнейшие работы проводятся в процессе освоения скважины

7. Ожидание активации самонабухающих пакеров в течении 6 – 7 суток после окончания спуска хвостовика и подготовительные работы для проведения ГРП первой ступени;

8. Спуск в скважину стингера ГРП на НКТ-114Х6,88 марка стали «Р» и проведения ГРП первой ступени.

Предполагается, что силы сопротивления продольному перемещению по стволу скважины компоновки хвостовика 114,3 мм для проведения многостадийного ГРП во время ее спуска будут значительными.

В связи с этим может потребоваться вращение колонны труб, что является эффективным средством снижения сил сопротивления при спуске

компоновок значительной длины в скважины с большим отходом от вертикали. Кроме того, для уменьшения сил сопротивления и обеспечения зазора между фильтром и стенками необсаженного ствола скважины по всей длине эксплуатационного хвостовика будет произведена расстановка жестких центраторов с пониженным коэффициентом трения.

Для каждой отдельной скважины размеры и число компонентов нижней компоновки для заканчивания будут разными в зависимости от скважинных условий. Основными факторами, влияющими на состав и технические характеристики компонентов, являются мощность продуктивного пласта, а также требования, связанные с управлением процессом добычи, разобщением и изоляцией отдельных участков продуктивных коллекторов.

Таблица 37 – Основные технические характеристики комплекса технических средств используемых в компоновке нецементируемого хвостовика 114,3 мм для проведения многостадийного ГРП скважин

Наименование технических средств	Внутренний диаметр, мм	Наружный диаметр, Мм	Количество технических средств на одну скважину	Технические требования
Подвеска хвостовика	106,5	149,3	Один узел подвески хвостовика, включающий якорь, пакер и узел разъединения	Обеспечивает вращение хвостовика в процессе спуска в скважину и подвеску и герметизацию хвостовика в 177,8 колонне
Неперфорированная трубная секция (обсадные трубы)	99,6	114,3	Длина с учетом требований вскрытия продуктивного интервала	Резьба БТС толщиной стенки 7,37 мм, сталь марки «Р».

Муфты многостадийного ГРП	97,7	140	Количество от 20 до 25 с учетом количества зон ГРП	Давление активации 17,9-24,2 МПа
Набухающий пакер	99,6	139,7	Количество от 20 до 25 с учетом количества зон ГРП	Жидкость активации пакера углеводородная среда (нефть, дизельное топливо)
Перфорированный патрубков	99,6	114,3	1	Для проведения первой ступени ГРП
Центраторы спиральные с пониженным коэффициентом трения	117	146	По одному центратору между разбухающими пакерами и муфтами	Обеспечивает вращение хвостовика в процессе спуска в скважину,
Все технические средства оснащаются присоединительными резьбами БТС-114 и должны выдерживать внутреннее избыточное давление не менее 68 Мпа				

Основные проблемы, возникающие при строительстве горизонтальных скважин с МГРП

В процессе строительства горизонтальных скважин с МГРП были зафиксированы следующие проблемы: отказы роторно-управляемых систем, что приводит к незапланированным спуско-подъемным операциям; использование при освоении скважины нерастворимых шаров в частных случаях приводит к тому, что они не выносятся на поверхность потоком жидкости, а это требует дополнительных мероприятий по разбурированию шаров и муфт ГРП с использованием гибких НКТ и привлечением бригад капитального ремонта скважин (КРС).

Особенно хочется отметить, что геонавигация в процессе бурения горизонтальных участков позволила выявить еще одну проблему геологического характера – наличие в разрезе угольных прослоев, которые были причиной нескольких достаточно серьезных осложнений в скважинах, так как уголь является хрупкой и неустойчивой породой, склонной к

осыпанию и обвалообразованию, что могло привести к зашламовыванию ствола скважины, заклиниванию бурильного инструмента и др.

Использование технологии FracPoint при проведении многостадийных ГРП позволяет значительно сократить сроки ввода скважины в эксплуатацию за счет снижения объема заключительных работ по проведению ГРП и оптимизировать затраты на освоение скважины. Также следует использовать растворимые шары, чтобы исключить из процесса освоения разбуривание шаров и, как следствие, загрязнение высокопроводимой трещины после ГРП промывочной жидкостью.

При дальнейшем строительстве скважин на Снежном месторождении следует учитывать угольные прослойки. Заложить время на ликвидацию осложнений, возникающих в связи с осыпанием и обвалообразованием угля, в стоимость скважины, чтобы в дальнейшем не нести убытки за проведение этих операций.

Заключение

В представленной дипломном проекте, а именно в общей и геологической части, представлены географо-экономическая характеристика района работ, геологические условия бурения, газонефтеводоносность, зоны возможных осложнений.

В технической части проекта произведен выбор и обоснование способа бурения, конструкции и профиля проектной скважины, типоразмеров долот по интервалам бурения, режимы бурения для каждого интервала, очистного агента, способа бурения и типа забойного двигателя. Произведен гидравлический расчет промывки скважины. Обоснованы критерии рациональной отработки долот. Разработаны мероприятия по предупреждению геологических осложнений и аварий при сооружении скважины. Произведен расчет бурильной и обсадной колонн, цементирования скважины. Рассмотрена технология спуска обсадной колонны и освоение скважины. По наибольшему весу из рассчитанных колонн выбрана буровая установка.

Рассмотрены вопросы безопасности в рабочей зоне, охраны окружающей среды, чрезвычайные ситуации.

В части финансовый менеджмент отражена структура и организационные формы бурового предприятия, произведен расчёт нормативной продолжительности сооружения скважины, разработан календарный план-график строительства скважины, рассчитана сметная стоимость сооружения скважины.

В специальной части дипломного проекта проанализированы особенности технологии применения многостадийного ГРП для Снежного месторождения

Список использованных источников:

1. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, Екатеринбург ИД «Урал Юр Издат», 2014г.– 152с.
2. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. 3-е переработ. и доп. - М.: Недра, 1990. – 388с.
3. Булатов А.И., Аветистов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн. - М.: Недра, 1996. – 361с.
4. Рязанов В.И. Направленное бурение глубоких скважин. Практик. Пособие, Томск: Изд. ТПУ, 1999. – 84с.
5. Ильский А.П., Шмидт А.П. Буровые машины и механизмы: Учебник. – М.: Недра, 1989. – 194с.
6. Балувев А.А., Митягин А.В., Безруков В.Г. Влияние технологических параметров проводки скважины на их добычные возможности. - // Нефтяное хозяйство. - №9 - 1997. – с.29-31.
7. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидромеханика в бурении. Учебник. – М.: Недра, 1997. – 174с.
8. Ашрафьян М.О., Лебедев О.А., Саркисов Н.М. Совершенствование конструкций забоев скважин. - М.: Недра, 2010. - 156с.
9. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Никитин Б.А. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ: Учебник для вузов - М.: Недра, 2014. - 440с.
10. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - М.: ВНИИТнефть, 2011. - 194с.
11. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн. Томск: Изд. ТПУ, 2013. - 46с.
12. Басаргин Ю.М., Булатов А.И. Заканчивание скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 2000. - 670с.
13. Булатов А.И. Освоение скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 1999. - 472с.

14. Булатов А.И. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. - М.: Недра, 1998. - 196с.
15. Булатов А.И., Аветистов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн. - М.: Недра, 1996. - 361с.
16. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы: Учебное пособие для вузов. - М.: Недра, 1987. - 280с.
17. Вяхирев Р.И. Трубы нефтяного сортамента: Международный транслятор-справочник - М.: Наука и техника, 1997. - 342с.
18. Масленников И.К. Буровой инструмент: Справочник. - М.: Недра, 1989. - 430с.
19. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра, 1988. - 359с.
20. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении: Справочное пособие. - М.: Недра, 1991. - 333с.
21. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. - М.: Недра, 1988. - 279с.
22. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1998. - 359с.
23. Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», 2014. – 82с.
24. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования».
25. ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».
26. ГОСТ 12.1.019-79 «Электробезопасность».
27. ГОСТ 12.1.012-90 "Вибрация. Общие требования безопасности".
28. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы».
29. ГОСТ 12.4.226.99 «Средства индивидуальной защиты при работе на высоте».
30. ГОСТ Р 12.4.241-2007 «Средства индивидуальной защиты органов дыхания дополнительные для работ с радиоактивными и химически токсичными веществами. Общие требования и методы испытаний».

31. СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение"
32. СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование".
33. ГОСТ 12.4.107-82 «Система стандартов безопасности труда».