

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01  
 Нефтегазовое дело Отделение школы (НОЦ): Отделение  
 нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА            ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ НА            НИЖНЕНУТОВСКИЙ ПОД ГОРИЗОНТ ГАЗОНЕФТЯНОГО            МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>

УДК 622.243.23

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Чулума Нантакота Тадеу Элиас		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, Звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, Звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	—		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, Звание	Подпись	Дата
Старший Преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		

## Планируемые результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, в области нефтегазового дела	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли»)
P2	Применять базовые профессиональные знания в области нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли»)
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования в сложных условиях с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P4	Проявлять осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-4, УК-6, УК-8, Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P5	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P6	Ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01  
 Нефтегазовое дело Отделение школы (НОЦ): Отделение  
 нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
11.02.2021 Максимова Ю.А.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Чулума Нантакота Тадеу Элиас

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на нефтяном месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 76-61/с от 17.03.2021
Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геологические условия бурения;</li> <li>2. Глубина по вертикали: по расчету;</li> <li>3. Тип профиля: наклонно-направленный;</li> <li>4. Данные по профилю: длина вертикального участка 50 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 1000 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 65 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, глубину спуска ГНО определить;</li> <li>5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать;</li> <li>6. Способ цементирования: по расчету;</li> <li>7. Способ перфорации: пулевой;</li> <li>8. Минимальный уровень жидкости в эксплуатационной</li> </ol>
---	---

	<p>колонне: до полного опорожнения.</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ       <ol style="list-style-type: none"> <li>1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ</li> <li>1.2. Геологические условия бурения</li> <li>1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)</li> <li>1.4. Зоны возможных осложнений</li> <li>1.5. Исследовательские работы</li> </ol> </li> <li>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ       <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</li> <li>2.2. Обоснование конструкции скважины           <ol style="list-style-type: none"> <li>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</li> <li>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений</li> <li>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</li> <li>2.2.4. Выбор интервалов цементирования</li> <li>2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</li> <li>2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины</li> </ol> </li> <li>2.3. Углубление скважины           <ol style="list-style-type: none"> <li>2.3.1. Выбор способа бурения</li> <li>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</li> <li>2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</li> <li>2.3.4. Расчет частоты вращения долота</li> <li>2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</li> <li>2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</li> <li>2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</li> <li>2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины</li> <li>2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна</li> </ol> </li> <li>2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин           <ol style="list-style-type: none"> <li>2.4.1. Расчет обсадных колонн               <ol style="list-style-type: none"> <li>2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</li> <li>2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений</li> <li>2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине</li> </ol> </li> <li>2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины               <ol style="list-style-type: none"> <li>2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн</li> <li>2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов</li> <li>2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей</li> <li>2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины                   <ol style="list-style-type: none"> <li>2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования</li> <li>2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси</li> </ol> </li> </ol> </li> <li>2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн</li> <li>2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин</li> </ol> </li> <li>2.5. Выбор буровой установки</li> </ol> </li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ГТН (геолого-технический наряд)</li> </ol>

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и Ресурсосбережение</b>	Спицына Любовь Юрьевна, к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
<b>Социальная Ответственность</b>	Фех Алина Ильдаровна, ассистент отделения общетехнических дисциплин
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</b>	
<b>1. Общая и геологическая часть</b>	
<b>2. Технологическая часть</b>	
<b>3. Анализ технологии строительства разведочных скважин на шельфе</b>	
<b>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	
<b>5. Социальная ответственность</b>	

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>				
Доцент ОНД	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б7В	Чулума Нантакота Тадеу Эли ас		

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования: бакалавриат  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года

Форма представления работы

Бакалаврской
--------------

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2021	Общая и геологическая часть	5
27.03.2021	Технологическая часть	40
10.03.2021	Импрегированные вставки в PDC долотах	15
24.04.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и Ресурсосбережение	15
01.05.2021	Социальная ответственность	15
28.05.2021	Предварительная защита работы	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший Ассистент	Максимова Юлия Анатольевна	—		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Чулума Нантакота Гадеу Элиас

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, нормы амортизационных отчислений.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации ставка налога на прибыль 20%

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, оценка готовности проекта к коммерциализации
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение затрат на проектирование (смета затрат)
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

### Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Оценка конкурентоспособности технических решений</li> <li>2. Матрица SWOT</li> <li>3. Альтернативы проведения НИ</li> <li>4. График проведения и бюджет НИ</li> <li>5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</li> </ol>	
---	--

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

### Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, Звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		

### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Чулума Нантакота Гадеу Элиас		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Чулума Нантакота Тадеу Элиас

Школа	Природных Ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/ специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

**Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на нижненутовский подгоризонт газонефтяного месторождения**

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

*Объект исследования: эксплуатационная наклонно-направленная скважина на нефтяном месторождении Тюменской области, Нефтеюганского района*

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

**1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:**

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ.  
Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 30.06.2003).  
3. Указ Президента РФ от 10 апреля 1994 г. № 1200.  
Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".  
ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».  
ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»



	<ul style="list-style-type: none"> <li>–повышенные уровни шума и вибрации;</li> <li>–недостаточное освещение рабочей зоны;</li> <li>–повышенная запыленность и загазованность;</li> <li>–необходимые средства защиты от вредных факторов.</li> </ul> <p>Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно- направленной скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– движущиеся машины и механизмы,</li> <li>– поражение электрическим током;</li> <li>– пожаровзрывоопасность;</li> </ul>
<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<p>3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>–на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);</li> <li>–на гидросферу (сбросы, утечка ГСМ, поглощение бурового раствора);</li> <li>–на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);</li> </ul> <p>3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p>4.1 Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>–техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях);</li> <li>–природного характера (лесные пожары);</li> </ul> <p>4.2 Разработать превентивные меры по предупреждению ГНВП и мероприятия по ликвидации последствий.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно- направленной скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>–неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе;</li> </ul>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, Звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Чулума Нантакота Тадеу Элиас		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 115 страниц, 47 таблиц, 14 рисунков, 35 литературных источников, 42 формулы и 3 приложения.

Ключевые слова: бурение, проектирование, наклонно-направленная скважина.

Объектом исследования является наклонно-направленная скважина (пласты Вендской системы) на газовом месторождении (Сахалинская область).

Целью работы является проектирование наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 1979 метров.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на автоматизации скважин и обеспечении безопасности производственного объекта.

Все технологические решения для строительства скважины приняты с учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважины.

### **Определения, обозначения, сокращения**

- ПВО - противовыбросовое оборудование;
- ВСП – верхний силовой привод;
- ГЗД – гидравлический забойный двигатель;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- СПО – спуско–подъемные операции;
- ТБПК – бурильные трубы с приваренными замками;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- ЦА – цементируемый агрегат;
- КНА – комплект наземной аппаратуры;
- СКД – силовой канал данных;
- ПС – прибор скважинный;
- ИБП – источник бесперебойного питания;
- БИМ – блок БИМ–8;
- БК–5 – блок контроля БК–5;
- КС – кабель скважинный КС–501;
- МС – модуль силовой МС–501;
- МИ – модуль инклинометрический МИ–501;
- МГ – модуль гамма МГ–501;
- БПК – блок передачи команд БПК–1;
- МА – модуль аккумуляторный

## Содержание

Введение .....	15
1 Общая и геологическая часть.....	16
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины .....	16
2 Технологическая часть .....	19
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины .....	19
2.2 Обоснование конструкции скважины .....	22
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин .....	22
2.2.3 Построение совмещенного графика давлений.....	22
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	23
2.2.4 Выбор интервалов цементирования .....	23
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	23
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины .....	25
2.3 Углубление скважины .....	26
2.3.1 Выбор способа бурения.....	26
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента .....	26
2.3.3 Выбор типа калибратора .....	27
2.3.4 Расчёт осевой нагрузки на ПРИ .....	28
2.3.5 Расчет частоты вращения долота.....	29
2.3.6 Расчет требуемых расходов бурового раствора .....	31
2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	32
2.3.8 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны .....	34
2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	37
2.3.10 Выбор гидравлической программы промывки скважины .....	42
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	45
2.4.1 Расчет обсадных колонн.....	45
2.4.4.1 Расчет наружных избыточных давлений.....	45
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений .....	47
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине.....	48
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины.....	49
2.4.2.1 Обоснование способа цементирования .....	49
2.4.2.2 Расчёт объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости .....	50
2.4.2.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования .....	52
2.4.3 Проектирование процессов испытания и освоения скважин .....	54
Выбор типа фонтанной арматуры .....	55

2.5 Выбор буровой установки.....	56
3. Импрегнированные вставки в PDC долотах .....	57
NewTech Services.....	59
Smith bits .....	60
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	63
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия.....	63
4.1.2 Основные направления деятельности предприятия .....	63
4.1.2 Организационная структура управления предприятием .....	64
4.2 Потенциальные потребители результатов исследования .....	65
Технология QuaD .....	68
SWOT-анализ.....	69
4.2.2 Анализ экономической эффективности проведения мероприятия по закачке горячей воды в пласт.....	71
4.2.3 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели .....	72
4.3 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия .....	74
4.3.1 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям .....	79
4.3.2 Обоснование экономической эффективности проведения мероприятия по закачке горячей воды в пласт.....	81
4.3.3 Разработка графика проведения научного исследования .....	84
4.4.1 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	87
5. Социальная ответственность .....	90
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	90
5.1.1 Производственная безопасность .....	90
5.1.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего .....	92
Повышенный уровень общей и локальной вибрации .....	92
5.2 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте .....	93
5.3 Экологическая безопасность.....	95
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	99
Заключение .....	101
Список использованных источников .....	103
Приложения А .....	106
Приложение Б .....	109
Приложение Т .....	115

## Введение

Практическая работа с месторождениями начинается с изучения стратиграфический разреза скважины, после того происходит выбор оборудования, которое будет оптимально подходить под все условия и осложнения разреза. Главными задачами являются скорости выполнения работ и дешевизна.

Наклонно-направленные скважины имеют ряд преимуществ перед вертикальными скважинами, основное из которых – это кратное увеличение дебита за счет повышенной области дренирования, а также доступ к труднодоступным пластам. В связи с этим такие скважины получили широкое распространение.

В данной скважине на интервале 14 - 1587 наблюдаются высокие коэффициенты кавернозности которые достигают до 1,1.

Данный разрез скважины представлен преимущественно алевритами, пески, глинами. Продуктивный пласт представлен алевритами, песчаниками.

В разрезе имеются, только Нефтеносность.

В обоих интервалах продуктивных газовых пластов ожидаются нефтегазоводопроявления и поглощения бурового раствора, при бурении аргиллитов во втором газоносном пласте, возможно осыпание стенок скважины, сальникообразование. Следовательно, необходимо контролировать репрессию на пласт, придерживаться высокой скорости бурения, а также проектировать ясс в компоновку низа бурильной колонны. При прохождении участков, где имеется каменная соль необходимо добавить соль в раствор, для насыщения, чтобы не происходило размывания.

Целью работы является разработка технического проекта на строительство разведочной наклонно-направленной скважины на Нефтеносном месторождении (*Сахалинская область*), полностью соответствующего реальному проекту на скважину.

## **1 Общая и геологическая часть**

### **1.1 Геологическая характеристика разреза скважины**

Проектный стратиграфический разрез представлен в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице А.2.

В таблице А.3 представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице 1.

Разрез скважины слабо породами средне и средними мелкими горными породами, следовательно необходимо проектировать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить породы данной категории.

Продуктивные горизонты 525 - 865, 865 - 1610 слабы такими горными породами как: песчаники, глины, пески, алевролиты и аргиллиты.

Аномально высокие пластовые давления отсутствуют.

В интервале 1535 - метров наблюдается максимальный градиент давления гидроразрыва, который равняется 1,88 МПа/100м.



Таблица 2 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент				Температура ра °С
			Пластового давления	Порового давления	Гидроразрыва пород	Горного давления	
	От (верх)	до (низ)	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	
до М (кровля)	0	45	0.1010	0.1010	0.1520	0.192	-
М-I (кровля )	45	525	0.1010	0.1010	0.1670	0.207	-
I-XII (кровля)	525	1005	0.1017	0.1017	0.1790	0.212	-
XII – XX <sub>2</sub> (кровля)	1005	1355	0.1047	0.1047	0.1800	0.214	47
XX <sub>2</sub>	1355	1374	0.1017	0.1017	0.1830	0.214	47
XX <sub>3</sub>	1374	1535	0.1050	0.1050	0.1870	0.216	53
XX <sub>1</sub>	1535	1587	0.1017	0.1017	0.1880	0.217	54

Таблица 3 – Нефтеносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Подвижность, дарси на сантипуаз	Содержание серы % парафина %	Пластовое давление кгс/см <sup>2</sup>	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Относительная по воздуху плотность газа	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Температура жидкости в колонне на устье скважины при эксплуатации. град.
	от (верх)	до (низ)									
XX <sub>3</sub>	1465	1489	Поров.	0,754	0,3973	0.22/1.29	140	91	0.6130	150	53
XXI <sub>1</sub>	1535	1607	Поров.	0,754	0,3973	0.22/1.29	175	91	0.6130	160	54

## **2 Технологическая часть**

### **2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины**

По техническому заданию данные по профилю: длина вертикального участка 50 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 1000 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 65 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м. В соответствии с техническим заданием, максимальный зенитный угол должен составлять не более 45°. Руководствуясь этим, выбираем J-образный профиль скважины.

Расчёты производились в программе «*бурсофтпроект*») Результаты проектирования представлены в таблице 4.

На графическое изображение вертикальной проекции-развёртки полученного профиля наносим поясняющие надписи, содержащие названия участков, параметры искривления, глубины, а также информацию об устье, забое скважины, границах продуктивного пласта и установки глубинного насосного оборудования (ГНО). Профиль скважины изображён на рисунке 1.

Таблица 4 – Результаты программных расчётов по профилю скважины, Тип профиля , J-образный

Длина по стволу	Угол	X смещение	Z вертикаль	до круга на ближн	до круга на центр	до круга на дальн	Угол ближн кр	угол на центр	Угол дальн кр	Азимут на лев кромку	Азимут на прав кромку	До пласта	Интенсивность по углу, град/10м	AzL	AzR	Пространственная интенсивность, град/100м
0.00	0.00	0.00	0.00	950.00	1000.00	1050.00	31.74	33.07	34.36	357.14	2.86	1536.00	0.00	-2.86	2.86	0.00
50.00	0.00	0.00	50.00	950.00	1000.00	1050.00	32.59	33.94	35.24	357.14	2.86	1486.00	0.00	-2.86	2.86	0.00
604.00	40.00	189.48	570.59	760.52	810.52	860.52	38.23	40.02	41.71	356.47	3.53	965.41	0.72	-3.53	3.53	6.62
1865.00	40.00	1000.03	1536.57	-49.97	0.03	50.03	89.34	-3.44	-89.35	270.04	89.96	-0.57	0.00	-89.96	89.96	2.14
1959.00	40.00	1060.46	1608.58	10.46	60.46	110.46	-8.20	-39.79	-56.69	320.41	39.59	-72.58	0.00	-39.59	39.59	2.04
1979.00	40.00	1073.31	1623.90	23.31	73.31	123.31	14.85	-39.83	-54.52	325.71	34.29	-87.90	0.00	-34.29	34.29	2.02

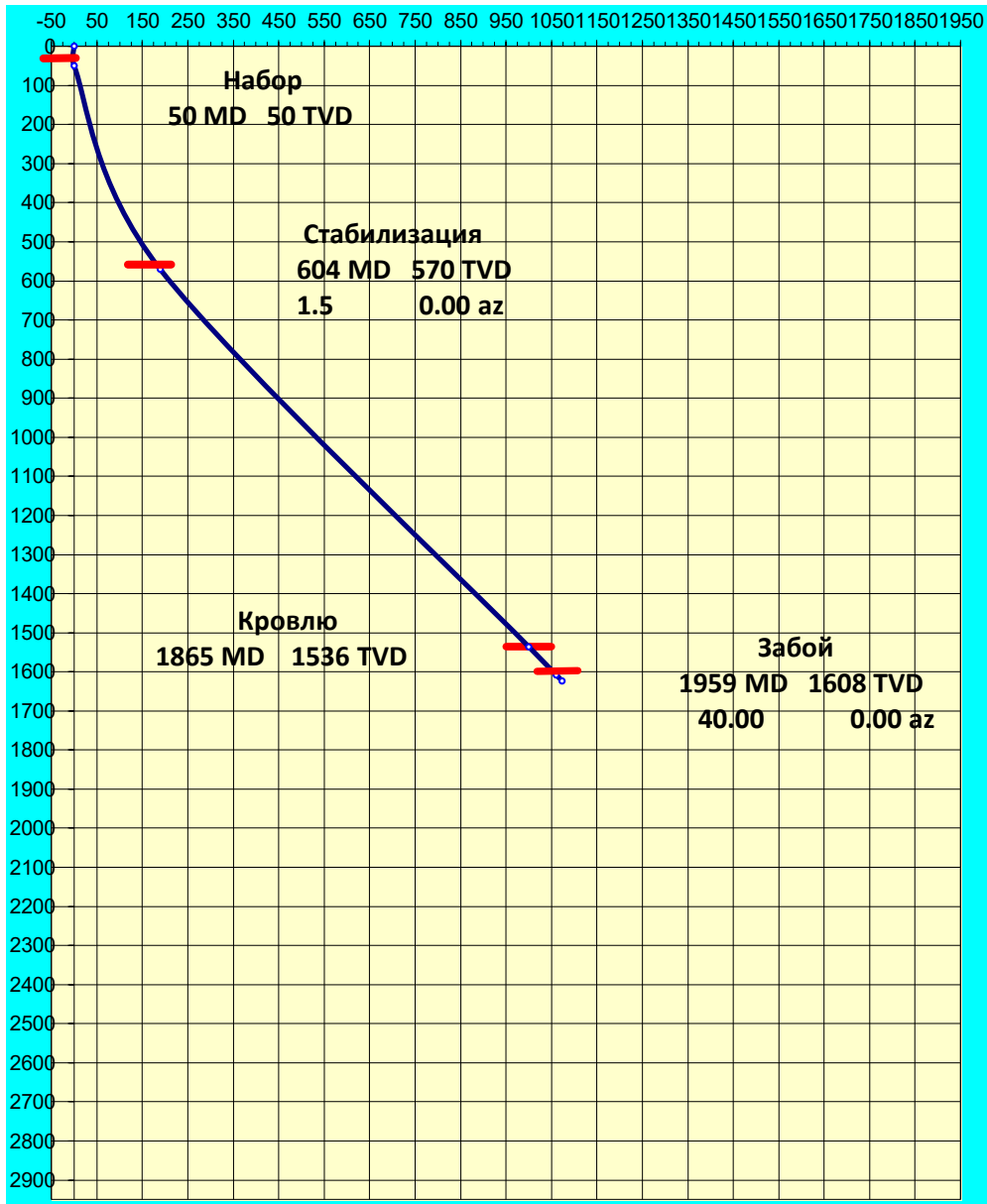


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

Геометрия профиля подобрана по методическим указаниям: участки набора и падения зенитного угла возможно минимальны, участок стабилизации протяжённый – это обуславливается меньшей сложностью проводки скважины.

## 2.2 Обоснование конструкции скважины

### 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

Так как скважина разведочная, то выбираем закрытый тип забоя скважины.

### 2.2.3 Построение совмещенного графика давлений

Построим график совмещенных давлений (Рисунок 2).

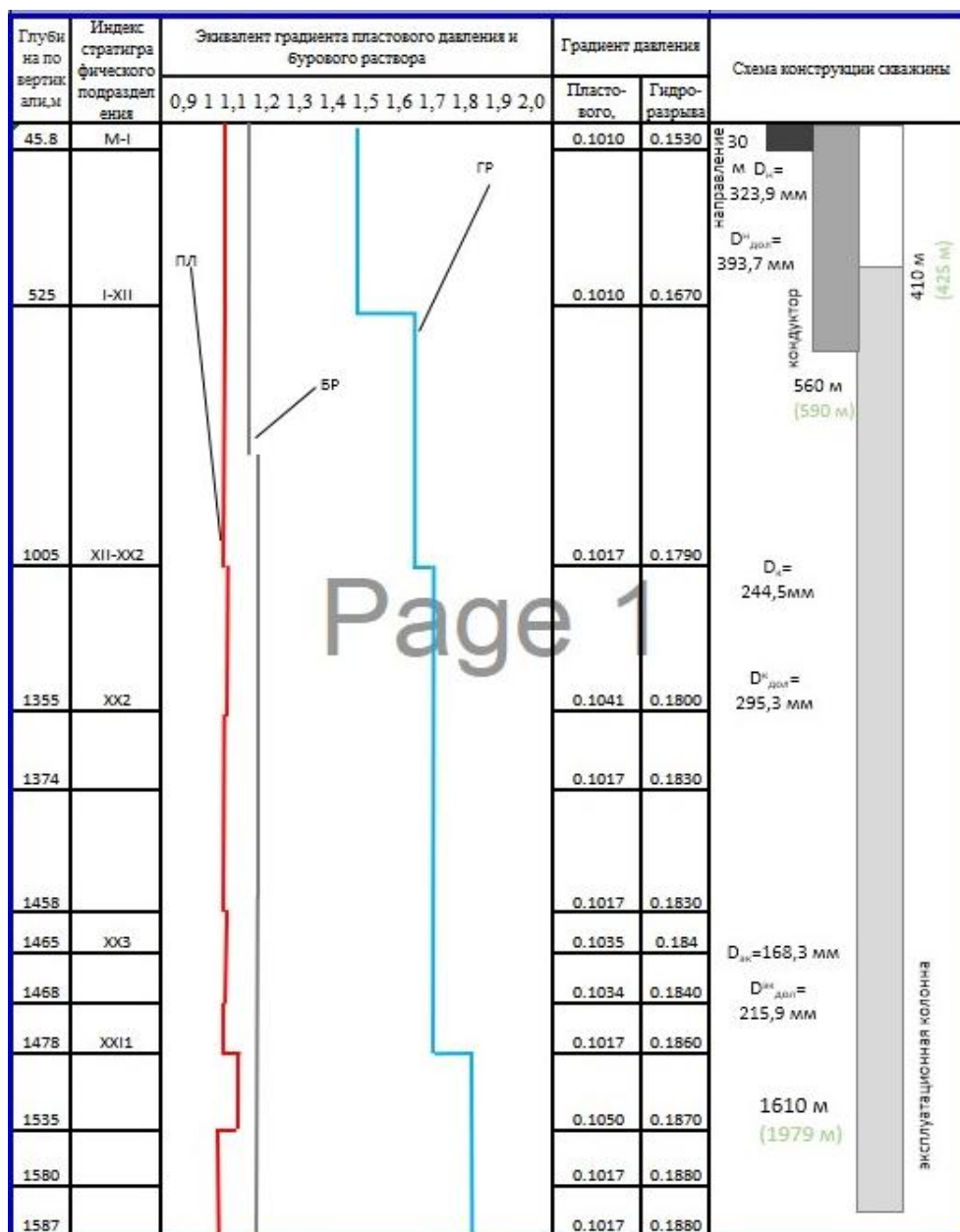


Рисунок 2. График совмещенных давлений

### 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине 30 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 40 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов (Таблица 1), было принято решение спускать кондуктор на 560 м.

Эксплуатационная колонна устанавливается в интервале 560 -1610 м.

### 2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 30 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 560 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяных скважин. Значит интервал цементирования составляет 500 м -1610 м.

### 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

#### *Эксплуатационная колонна*

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный **168,3 мм**.

Исходя из размера обсадной трубы равной **168,3 мм** узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной **187,7 мм**. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром **168,3 мм** равняется **25 мм**. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле 1:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (1)$$

где  $D_{\text{эк м}}$  – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм, равный **187,7 мм**;

$\Delta$  – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм, равный **25 мм**.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 212,7 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен **215,9 мм.**

Внутренний диаметр кондуктора рассчитывается по формуле 2:

$$D_{\text{к вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14), \quad (2)$$

где  $D_{\text{эк д}}$  – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм, равный **215,9 мм**;  
( $10 \div 14$ ) – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора, берем равный **12 мм.**

$$D_{\text{к вн}} = 227,9 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная **244,5 мм**, а её наружный диаметр соединительной муфты равен **269,9 мм.**

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром **244,5 мм** равняется **25 мм.** Значит диаметр долота под кондуктор считаем по формуле 1.

Получаем, что диаметр долота под кондуктор равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 294,9 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен **295,3 мм.**

Внутренний диаметр направления рассчитывается по формуле 2.

$$D_{\text{к вн}} = 307,3 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная **323,9 мм**, а её наружный диаметр соединительной муфты равен **351,0 мм.**

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром **323,9 мм** равняется **39 мм.** Значит диаметр долота под направление считаем по формуле 1.

Получаем, что диаметр долота под направление равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 390 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен **393,7 мм.**



## 2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Определяем максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для нефтяной скважины рассчитывается по формуле 3, для каждого пласта:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (3)$$

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

$g$  – ускорение свободного падения, равное **9,81 м/с<sup>2</sup>**;

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

$$P_{му\ 1\ пл.} = \mathbf{4,26\ МПа};$$

$$P_{му\ 2\ пл.} = \mathbf{4,77\ МПа};$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле 4:

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{му}, \quad (4)$$

где  $k$  – коэффициент запаса, принимаемый **1,1 (10%)**

$$P_{ГНВП\ 1\ пл.} = \mathbf{4,26\ МПа};$$

$$P_{ГНВП\ 2\ пл.} = \mathbf{5,25\ МПа};$$

Давления опрессовки определяется по формуле 5:

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (5)$$

где  $k$  – коэффициент запаса, принимаемый **1,1 (10%)**,

$P_{ГНВП}$  – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.

$$P_{оп\ 1\ пл.} = \mathbf{4,69\ МПа};$$

$$P_{оп\ 2\ пл.} = \mathbf{5,79\ МПа};$$

Из полученных значений берем наибольшее, то есть  **$P_{оп} = 5,79\ МПа$** .

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);

- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК2-21-178x245x245 К1 ХЛ

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: **ОП6-280/80x35**

## **2.3 Углубление скважины**

### **2.3.1 Выбор способа бурения**

Бурение под направление будем производить роторным способом, т.к. в интервале 0-30 метров находятся мягкие породы, требующие большой осевой нагрузки и небольшие скорости.

Бурение остальных интервалов будем производить совмещённым способом с применением ВЗД и ротора, для увеличения механической скорости проходки и достижения высоких технико-экономических показателей. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам скважины

<b>Интервал бурения по вертикали, м</b>		<b>Способ бурения</b>
<b>От</b>	<b>До</b>	
0	30	Роторный
30	590	Роторный + Гидравлический забойный двигатель
590	1979	Роторный + Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)

### **2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента**

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве. Данные о типе размерах используемых долот приведены в таблице 6.

Табл.6 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал		0-30	30-590	590-1979
Шифр долота		393,7 НьюТек Сервисез	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	БИТ 215,9 В 516 У
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393.7	295.3	215.9
Тип горных пород		М	М	М
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 152	3-117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/3
Длина, м		0.4	0.4	0.2
Масса, кг		163	35	20
G, тс	Рекомендуемая	14–28	2–10	2–12
	Максимальная	40	10	12
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	80–440	60–120
	Максимальная	600	440	120

Для бурения интервала [0 – 30] под направление проектируется шарошечное долото марки М (мягких малоабразивных пород), производства “*НьюТек Сервисез*”, имеет зубья шарошек фрезерованные.

Для бурения интервала [30 – 590] большинства сложен метров под кондуктор проектируем долото PDC БИТ 295,3 ВТ 419 СР, производства “*Буринтех*”, имеющее код IADC S123 . для бурения мягких пород.

Для бурения интервала [590 – 1979] под эксплуатационную колонну проектируем долото PDC диаметром 215,9 мм, БИТ 215,9 В 516 У, производства “*Буринтех*”, имеющее код IADC S223 . для бурения мягких пород .

### 2.3.3 Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

Табл.7 – Характеристики опорно-центрирующих элементов КНБК по интервалам

Интервал		0-30	30-590	590-1979
Шифр калибратора		КЛС 390 М	К 295 М	К 215 М
Тип калибратора		С спиральными Лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми Лопастями
Диаметр калибратора, мм		390	295	215
Тип горных пород		М	М	М
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	7 5/8	6 5/8	4 ½
Длина, м		1.1	0.9	0.4
Масса, кг		155	93	62

Для бурения интервала под направление [0 – 30], С спиральными лопастями долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал мягкими горными породами.

Для бурения интервала под кондуктор[30 – 590] С спиральными лопастями долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал мягкими горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну [590 –1979] С спиральными лопастями долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал мягкими горными породами.

#### 2.3.4 Расчёт осевой нагрузки на ПРИ

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

- I. При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:
- II. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях;

Результаты расчётов приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Проектные значения осевой нагрузки на долото

<b>Расчёт из условия допустимой нагрузки на долото</b>			
Интервал, М	0-30	30 – 590	590 – 1979
<b>Исходные данные</b>			
Порода	М	М	М
Д <sub>д</sub> , см	39.37	29.53	21.59
G <sub>пред</sub> , тс	40	10	10
<b>Результаты проектирования</b>			
G <sub>доп</sub> , тс	32	8	8
G <sub>проект</sub> , тс	3	6	7

При бурении интервала под направление, проектируем осевую нагрузку 3 тонн, вследствие наличия только мягких пород. выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении.

При бурении интервала под направление, проектируем осевую нагрузку 6 тонн, на данном интервале появляются мягких пород.

При бурении интервала под эксплуатационную колонну проектируем с, то есть 7 т на данном интервале мягких пород.

### 2.3.5 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения при проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Результаты расчётов представлены в таблице 9.

Таблица – 9 Результаты частоты вращения долота

<b>Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента</b>			
<b>Интервал, М</b>	<b>0-30</b>	<b>30-590</b>	<b>590-1979</b>
<b>Исходные данные</b>			
$V_{л}, \text{ м/с}$	3.4	3.4	2.8
Порода	М	М	М
$D_{д}$	М	0.3937	0.2159
	Мм	393.7	215.9
<b>Результаты проектирования</b>			
$n_1, \text{ об/мин}$	165	220	248
$n_{\text{стат}}, \text{ об/мин}$	40-60	100-180	140-200
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$	60	140	180

При бурении под направление проектируем частоту вращения долота согласно расчётных данных – 60 об/мин.

При бурении под кондуктор проектируем частоту вращения долота согласно статистических данных и рекомендованных производителем рабочих параметров на долото – 140 об/мин.

При бурении под ЭК проектируем частоту вращения долота согласно расчётных данных – 180 об/мин соответственно.

### 2.3.6 Расчет требуемых расходов бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины.

По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 10.

Табл. 10 – Расход бурового раствора

<b>Расчёт необходимого расхода бурового раствора</b>			
Интервал, М	0-30	30-590	590-1979
Исходные данные			
$D_d$ , м	0.3937	0.2953	0.2159
$K$	0.65	0.65	0.65
$K_k$	1	1.1	1.1
$V_{кр}$ , м/с	0.15	0.15	1.15
$V_m$ , м/ч	40	35	30
$d_{бг}$ , м	0.127	0.127	0.127
$d_{нmax}$ , м	0,0206	0.0119	0.0111
$N$	3	6	5
$V_{кпмин}$ , м/с	0.5	0.5	1
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0.02	0.02	0.02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1.18	1.16	1.12
$\rho_{п}$ , г/см <sup>3</sup>	2.62	2.32	2.62
$S$ заб	0.12	0.07	0.04
$S_{max}$	0.11	0.06	0.02
$D_c$	0.63	0.57	0.49
Результаты проектирования			
$Q_1$ , л/с	79	44	24
$Q_2$ , л/с	114	47	50
$Q_3$ , л/с	55	28	24
$Q_4$ , л/с	36	42	33
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q$ , л/с	36-114	28-47	24-50
Запроектированные значения расхода БР			
$Q_{проект}$ , л/с	70	47	40

Для бурения интервала под направление принимаем 70 л/с, не превышающий верхнюю границу статистических значений расхода для принятого типоразмера долота, а также достаточный для вымыва большого количества мягких пород.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимаем 47 л/с, обеспечивающий эффективную очистку забоя скважины от шлама и его вынос на поверхность.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимаем 40 л/с, обеспечивающий эффективную очистку забоя скважины от шлама, стабильную работу ВЗД, и предотвращение осложнений, при этом учитывая возможности оборудования БУ.

### 2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Расчётные параметры для проектирования забойного двигателя по интервалам, представлены в таблице 8.

Таблица 11 – Расчётные параметры для проектирования ГЗД

Выбор и обоснование типа забойного двигателя				
Интервал, М		0-30	30-590	590-1979
Исходные данные				
D <sub>д</sub>	М	0.3937	0.2953	0.2159
	мм	393.7	295.3	215.9
G <sub>ос</sub> , кН		29	59	69
Q, Н*М/кН		1.5	1.5	1.5
Результаты проектирования				
D <sub>зд</sub> , мм		-	236	173
M <sub>р</sub> , Н*М		-	2322	1990
M <sub>о</sub> , Н*М		-	148	108
M <sub>уд</sub> , Н*М/кН		-	37	27

Для бурения интервалов 30 – 590м, 590 – 1979 м будем применять ВЗД Д-240РС, ДРУ2–178РС соответственно, которые обеспечат требуемый момент силы на долоте для разрушения породы, а так же подходит по остальным техническим характеристикам.



Характеристики выбранных ВЗД приведены в таблице 12.

Табл.12 – Технические характеристики запроектированных ВЗД

<b>Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей</b>								
<b>Двигатель</b>	<b>Интервал, м</b>	<b>Наружный диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Вес, кг</b>	<b>Расход жидкости, л/с</b>	<b>Число оборотов, в, об/мин</b>	<b>Максимальный рабочий момент, кН*м</b>	<b>Мощность двигателя, кВт</b>
Д-240РС	30 – 590	240	10.1	2547	55-63	80-440	16.9	70-282
ДРУ2-178РС	590 -1979	178	5	1669	19-40	80-200	25,3	221-565

### 2.3.8 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна комплектуется следующими буровыми элементами: утяжеленных бурильных труб, стальных, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, центраторов.

Бурильная колонна должна удовлетворять следующим требованиям:

- I. Достаточная прочность при минимальном весе, обеспечивающем создание требуемой осевой нагрузки;
- II. Обеспечение герметичности при циркуляции бурового раствора, причём с минимальными гидравлическими потерями;
- III. Минимальные затраты времени при СПО, при этом соединения должны обеспечивать прочность не менее прочности тела трубы, быть взаимозаменяемыми.

#### Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате

Осевая нагрузка  $Q_{\text{ТК}}^c$ , при которой напряжения в теле трубы, зажатой в клиновом захвате, достигает предела текучести, определяется по формуле

$$Q_{\text{ТК}}^c = Q_{\text{ТК}} * C, \quad (6)$$

Табличное значение  $Q_{\text{ТК}}$  для труб 127 мм группы прочности «Е» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 102 и 107 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата  $C=0,9$ .

$$Q_{\text{тк-300}} = 148 \cdot 0,9 = 133,2 \text{ т}$$

$$Q_{\text{тк-400}} = 155 \cdot 0,9 = 139,5 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{133,2}{49,54} = 2,68 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{139,5}{49,54} = 2,81 > 1,15$$

Условия необходимого запаса прочности выполнены. Полученные результаты занесём в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты расчета бурильных труб на прочность

Обозначение	Пояснение	Един.изм	Значение
К	коэффициент, учитывающий влияние сил трения, сопротивления и инерции		1.15
Q1		Кгс	51334
Qкн	вес компоновки низа бурильной колонны	Кгс	5299
$\Delta_p$	перепад давления на забойном двигателе и долоте	кгс/мм <sup>2</sup>	0.68
Fк1	площадь поперечного сечения 1-ой секции БК канала трубы и трубы соответственно	мм <sup>2</sup>	3400
F1			19848
q1	приведенный вес 1м трубы 1-ой секции БК	кгс/м	31.2
L1	длина 1-ой секции БК	М	1922
ρ ж	плотность бурового раствора	г/см <sup>3</sup>	1.13
ρ1	приведенная плотность трубы 1 секции БК	г/см <sup>3</sup>	7.85
Qзд	вес элементов КНБК	Кгс	6190
ρ0	плотность материала УБТ	г/см <sup>3</sup>	7.85

Таблица 14 - Результат расчета БК на статическую прочность

Поперечное сечение	Qp растяг. нагрузка, кгс	G- напряжение растяжения, кгс/мм <sup>2</sup>			запас прочности	
		расчетные	эксплуатац.	Предельные	Расчетные	норматив.
А	6094	0.31	0.32	38	119.01	1.4
В	67440	3.40	3.53	52.7	14.91	1.4

Таблица 15 - Исходные и расчетные данные - при роторном способе бурения

Обозначение	Пояснение	Значение
Е	модуль упругости при растяжении, мПа	206000
І	осевой момент инерции сечения трубы, см <sup>4</sup>	188.1
Дскв.	диаметр скважины, см	23.75
Дз.	диаметр замка, см	16.19
Ддол.	диаметр долота, см	21.59
F	стрела прогиба, см	3.78
Wизг.	момент сопротивления сечения, см <sup>3</sup>	42.31
W	углов. скорость вращения БК, рад./с (90об/мин)	9.42
Q	вес 1 п. метра БК, кгс/см	0.3122
L	длина полуволны, м	10.79
Ga	переменные напряжения изгиба, мПа	14.64
Gm	постоянные напряжения изгиба, мПа	29.29
(KG)д	коэффициент концентрации	6
XG	коэффициент	0.1
(XG)д	коэффициент	0.017
(G-1)д	предел выносливости (в атмосфере), мПа	65
N	коэффиц-т запаса прочности на выносливость	4.30

### 2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Параметры бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

#### *Направление*

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

для бурения верхней части разреза скважины, обычно представленной слабосцементированными песками, глинами и песчаниками (направление). Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой или добавлением понизителя вязкости.

Примерный компонентный состав бентонитового бурового раствора приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Регулятор Ph Сода Каустик	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Структурообразователь Бентонит марки ПБМБ	ие раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80
Регулятор жесткости Сода бикарбонат	язывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Понизитель вязкости Osno-Desco SA	ние вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	0,5-1,5
Утяжелитель Барит	Регулирование плотности	237

После приготовления бентонитовый буровой раствор обеспечивает технологические свойства, приведенные в таблице 17

Таблица 17 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,19
Условная вязкость, с	50 и выше
Содержание песка, %	< 2
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 12

### **Кондуктор**

Данный интервал (30-590м) сложен глинами и песками. Предназначен для массового бурения эксплуатационных и разведочных скважин в различных отложениях. Также по требованию заказчика может применяться для вскрытия продуктивных пластов.

Полимер – это глинистые буровые растворы характеризуются высокой гидрофильностью и псевдопластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига. Примерный компонентный состав полимер-глинистого бурового раствора приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Примерный компонентный состав полимер-глинистого раствора (2 варианта)

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1 ,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	7-15

Продолжение таблицы 18

Высоковязкий понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3-0,5
Смазочная добавка	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,1-0,15
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	0,5-0,6
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5
Утяжелитель	Регулирование плотности	В соответствии с проведенным расчетом по формуле 2.1.

После приготовления полимер-глинистый буровой раствор обеспечивает технологические свойства, приведенные в таблице 19.

Таблица 19 –Технологические свойства полимер-глинистого раствора

<b>Регламентируемые свойства</b>	<b>Значение</b>
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,02-1,03
Условная вязкость, с	30-40
Пластическая вязкость, сПз	15-20
ДНС, дПа	35-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38/35-75
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	8-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

### ***Эксплуатационная колонна***

Интервал бурения эксплуатационной колонны (590-1979м) средне - крупнозернистые песчаниками, глинами и алевролитами. Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей (в качестве кольматанта используются минералы на основе карбоната кальция) эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %, что позволяет снижать затраты времени и средств на освоение скважины. Введение солевого ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при попадании фильтрата в продуктивный пласт, что также способствует сохранению проницаемости коллектора.

Примерный компонентный состав биополимерного бурового раствора приведен в таблице 20



Таблица 20 – Компонентный состав KCL/полимерного (биополимерного) раствора

Класс Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Регулятор щелочности (Ph) Сода Каустик	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,4-0,5
Регулятор жесткости Сода бикарбонат	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь Гаммаксан	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,4-3,6
Понизитель фильтрации Atren Thermo A	Регулятор фильтрации	16-18
Ингибитор (соль) Хлористый калий	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	60-100
Смазочная добавка Atren-FK D	Снижение коэффициента трения в скважине	18-22
Утяжелители, закупоривающие материалы (разного фракционного состава) Atren-Ores	Регулирование плотности, кольматация каналов	50-100
Бактерициды Atren-Bio A	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5
Пенегасители Atren Antifoam B	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5

Данный раствор после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства, представленные в таблице.

Таблица 21 – Технологические свойства КСЛ/полимерного (биополимерного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,07
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6
Содержание песка, %	< 0,5

### 2.3.10 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Гидравлический программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну, и а также аналогично для всех интервалов.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был рассчитан в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач оперативного контроля процесса строительства скважин (*бурсофтпроект*).

Результаты в таблицах 22-24.

Таблица 22 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	30	БУРЕНИЕ	0.78	0.058	ЦЕНТРАЛЬНАЯ	3	20.6	184	139
Под кондуктор									
30	590	БУРЕНИЕ	0.93	0.076	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	11.9	100	204
Под эксплуатационную колонну									
590	1979	БУРЕНИЕ	2.6	0.12	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	11.1	105	323

Таблица 23 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Кол-во	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	30	БУРЕНИЕ	УНБ-600	2	0.95	160	165	0.95	60	35.7	71.4
30	590	БУРЕНИЕ	УНБ-600	2	0.95	160	165	0.95	59	23.5	70.5
590	1979	БУРЕНИЕ	УНБ-600	1	0.95	160	165	0.95	60	20.5	20.5

Таблица 24 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			эл-тах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	30	БУРЕНИЕ	215	230	0	7.6	0.4	13.9
30	590	БУРЕНИЕ	176	65	76.7	26	6.04	6.3
590	1979	БУРЕНИЕ	256	70	117.8	51	7.1	4.6

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн

Для цементирования обсадных колонн предусматривается применять серийно выпускаемые тампонажные материалы, которые должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу. Исходные данные представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$ , кг/м <sup>3</sup>	1030
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр об}$ , кг/м <sup>3</sup>	1050	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$ , кг/м <sup>3</sup>	1820
Плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	839	Глубина скважины, м	1979
Высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	410	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	242
Высота цементного стакана $h_{ст}$ , м	10	Динамический уровень скважины $h_d$ , м	1073.3

#### 2.4.4.1 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – это разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

Рисунках 3 и 4 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

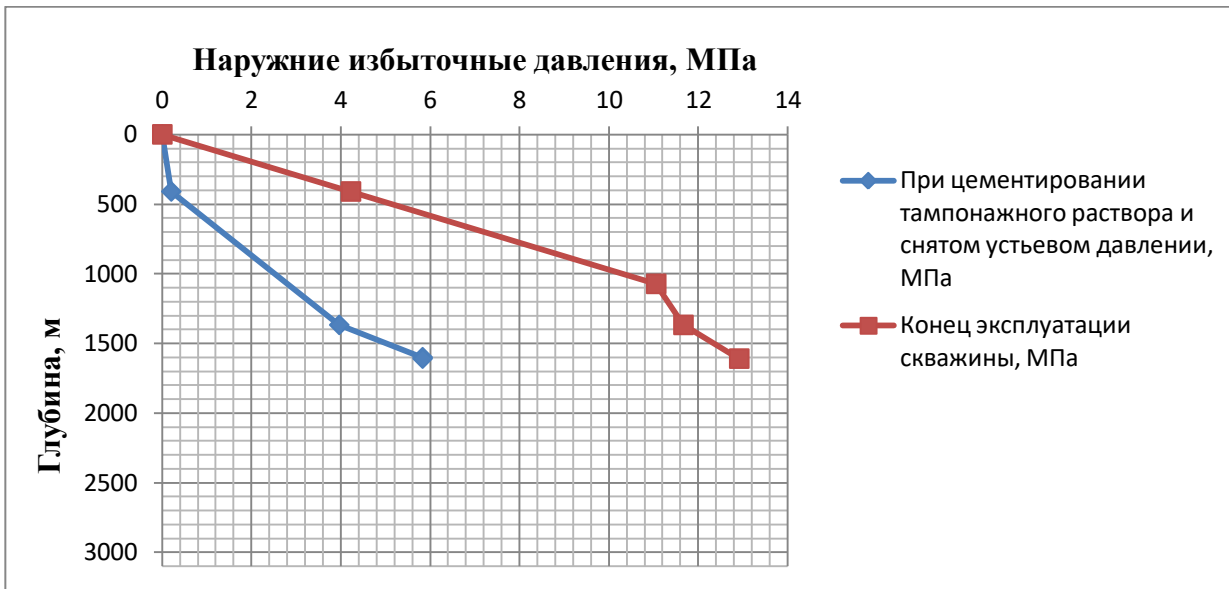


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений, действующих на эксплуатационную колонну

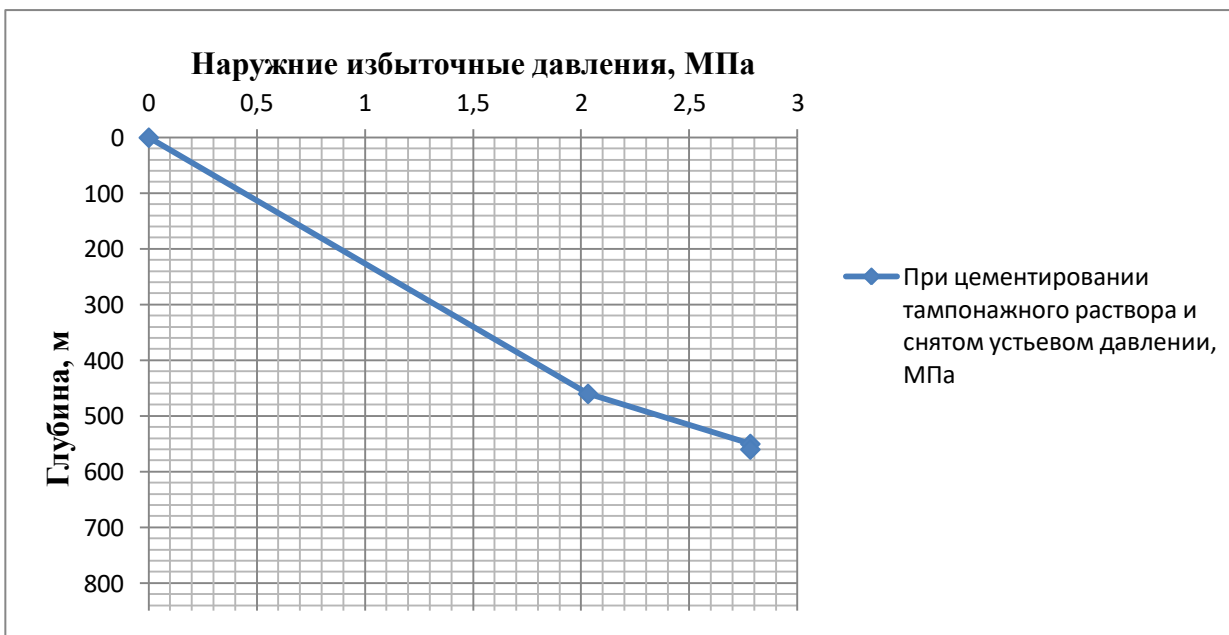


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений, действующих на кондуктор

### 2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – это разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, рассчитывается по формуле (7);

$$P_{ви} = P_в - P_н, \quad (7)$$

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений (рис. 6 и 7).

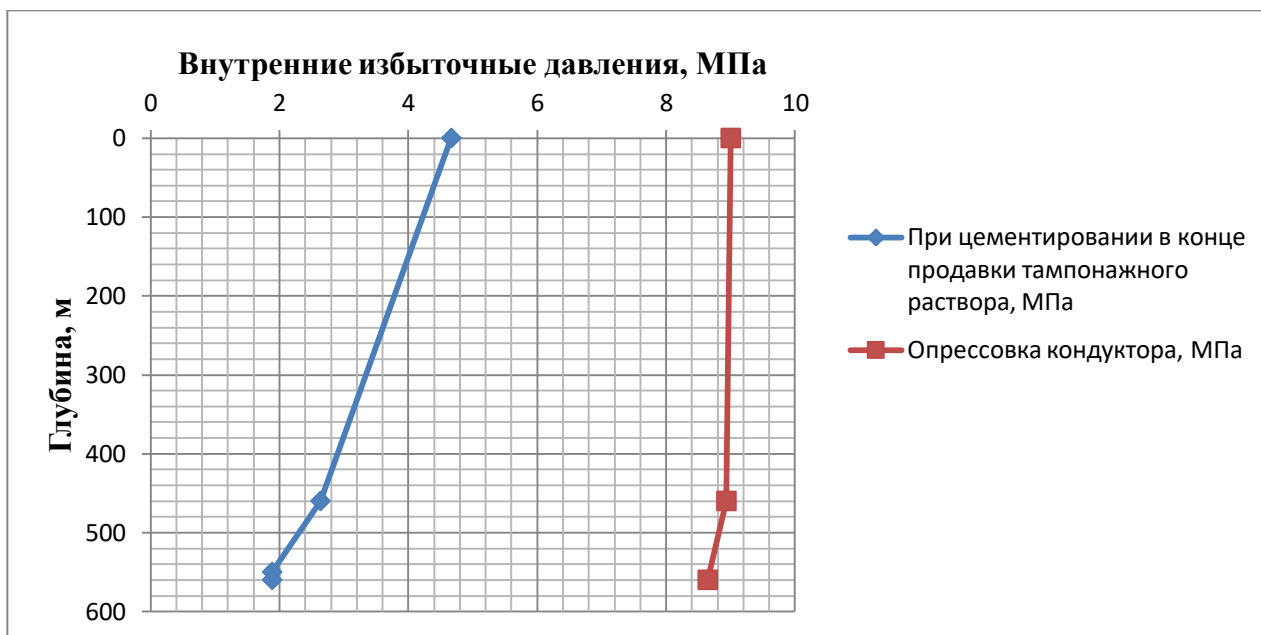


Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений, действующих на эксплуатационную колонну

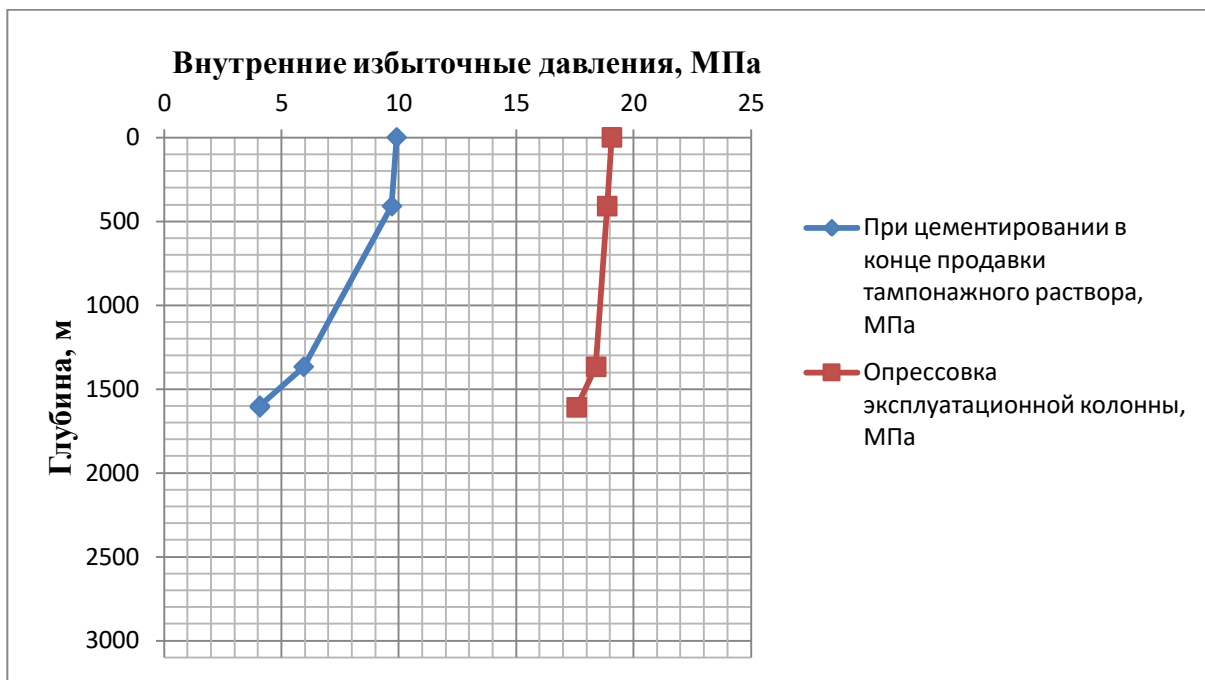


Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений, действующих на кондуктор

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Расчетные сечения обсадной колонны представлены в таблице 26.

Таблица 26 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	30	65,3	2010	2010	0-30
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	590	48,1	27848	27848	0-1030
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Д	8,9	464	36,2	16472	86727	1979-1515
2	ОТТГ	Д	8,9	1515	36,2	70255		1515-0



## 2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

### 2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле (8):

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гп}, \quad (8)$$

Где:  $P_{гс\ кп}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

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

$P_{гп}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора  $P_{гс\ кп}$  определяется по формуле:

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (9)$$

подставив значения из проведённых ранее расчётов получим:

$$P_{гс\ кп} = (9,81 \cdot (1050 \cdot 410 + 1450 \cdot (1610 - 410 - 242) + 1820 \cdot 242)) / 10^6 = 22,17 \text{ Мпа.}$$

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

$$P_{гд\ кп} = \lambda \cdot L = 0,0013 \cdot 1610 = 2,093 \text{ МПа}, \quad (10)$$

где  $L$  – длина скважины по стволу (м);

$\lambda$  – коэффициент гидравлических сопротивлений (МПа/м), выбирается из табличных значений, с учётом диаметра обсадной колонны.

Проверяем условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора:

$$\begin{aligned} P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} &\leq 0,95 \cdot P_{гп} \\ 22,17 + 2,093 &\leq 0,95 \cdot 0,0167 \cdot 1610 \\ 24,26 &\leq 29,06 \end{aligned}$$

условие выполняется, соответственно можно производить прямое одноступенчатое цементирование.

## 2.4.2.2 Расчёт объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

**Объём буферной жидкости** для цементированной эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле (9):

$$V_{б.ж} = S_{к.п.о.с} \cdot V_{в.п} \cdot t \quad (11)$$

Где:  $S_{к.п.о.с} = 0,02094 \text{ м}^2$  – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе;

$V_{кп} = 0,5 \text{ м/с}$  – скорость восходящего потока (0,5–0,8 м/с);

$t = 600 \text{ с}$  – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным  $600 \div 720 \text{ с}$  при ламинарном течении).

$$V_{б.ж.} = 0,02094 \cdot 0,5 \cdot 600 = 6,283 \text{ м}^3$$

**Объём тампонажного раствора**  $V_{тр}$  (в  $\text{м}^3$ ) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (техническая колонна – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{эк д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк н}^2) \cdot (L - L_{тк}) + (D_{тк вн}^2 - D_{эк н}^2) \cdot (L_{тк} - L_1) + D_{эк вн 1}^2 \cdot l_{ст}] / 4 \quad (12)$$

Общий объём тампонажного раствора складывается из объёмов облегчённого раствора и раствора нормальной плотности:

$$V_{тр} = V_{тр обл} + V_{тр норм} \quad (13)$$

Расчитаем объёмы облегчённого раствора и раствора нормальной плотности:

$$V_{тр обл} = \pi \cdot [(D_{к вн}^2 - D_{эк н}^2) \cdot (L_k - L_1) + ((D_{эк д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк н}^2) \cdot (L - h_2 - L_k))] / 4$$

$$V_{тр обл} = 0,785 \cdot [(0,2287^2 - 0,1683^2) \cdot (560 - 410)] +$$

$$((0,2159^2 \cdot 1,1 - 0,1683^2) \cdot (1610 - 242 - 486))] = 23,06 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{тр норм}} = \pi \cdot [(D_{\text{эк в}}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{эк н}}^2) \cdot h_2 + D_{\text{эк вн 1}}^2 \cdot l_{\text{см}}] / 4$$

$$V_{\text{тр норм}} = 0,785 \cdot [(0,2159^2 \cdot 1,1 - 0,1683^2) \cdot 242 + 0,1499^2 \cdot 10] = 4,54 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{тр}} = 23,06 + 4,54 = 27,6 \text{ м}^3$$

**Расчёт необходимого количества продавочной жидкости  $V_{\text{прод}}$  ( $\text{м}^3$ )** выполняется по формуле (14):

$$V_{\text{прод}} = K_{\text{прод}} \cdot \pi \cdot [(D_{\text{эк вн}}^2 \cdot L) - (D_{\text{эк вн 1}}^2 \cdot h_{\text{ст}})] / 4 \quad (14)$$

$$V_{\text{прод}} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot [(0,1476^2 \cdot 1610) - (0,1499^2 \cdot 10)] / 4 = 28,19 \text{ м}^3$$

Учитывая температуры на интервалах цементировании и используемые значения плотности тампонажного раствора нормальной плотности и облегченного, выбираем для цементировании скважины следующие марки цемента:

Для облегченного тампонажного раствора – **ПЦТ-III-Об(4-6)-50**

Для тампонажного раствора нормальной плотности – **ПЦТ-II-50**

Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле (15):

$$G_{\text{сух}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m) \quad (15)$$

- Для цемента нормальной плотности

$$G_{\text{сух}} = (1,03 \cdot 1850 \cdot 3,68 \cdot 10^{-3}) / (1 + 0,48) = 4,74 \text{ т}$$

- Для облегченного

$$G_{\text{сух}} = (1,03 \cdot 1450 \cdot 36,43 \cdot 10^{-3}) / (1 + 1,17) = 25,07 \text{ т}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в  $\text{м}^3$ ) определяется по формуле:

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m \quad (16)$$

- Для цемента нормальной плотности

$$V_{\text{в}} = 1,08 \cdot 4,74 \cdot 0,48 = 2,46 \text{ м}^3$$

- Для облегченного

$$V_{\text{в}} = 1,08 \cdot 25,07 \cdot 1,17 = 31,68 \text{ м}^3$$

Для повышения времени загустевания тампонажного раствора, необходимо добавить в его рецептуру нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) в концентрации 0,41 кг/м<sup>3</sup>.

В качестве буферной жидкости будем использовать водный раствор материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» и «МБП-МВ» в пропорции 1 к 4 к объёму буферной жидкости. Расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м<sup>3</sup>, а «МБП-МВ» – 15 кг/м<sup>3</sup>.

Результаты расчётов представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	7,92	1100	1,6	МБП-СМ	112
			6,4	МБП-МВ	96
Продавочная жидкость	36,65	1020	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	36,43	1450	31,68	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	25 072
				НТФ	14,9
Нормальной плотности тампонажный раствор	3,68	1850	2,46	ПЦТ-II-50	4 737
				НТФ	1,5

#### 2.4.2.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

- В качестве цементировочного агрегата будем использовать – ЦА-320,
- В качестве цементосмесительной машины – УС6-30,
- В качестве осреднительной установки – УСО-20

Необходимое число цементосмесительных машин рассчитывается исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m_2 = G_{\text{сyx}} / G_6 \quad (17)$$

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности

$$m_2 = 4,74 / 13 = 0,36 \quad (18)$$

необходима 1 машина УС6-30

Для приготовления облегченного тампонажного раствора

$$m_2 = 25,07 / 10 = 2,5$$

необходимо 3 машины УС6-30

При принятии выбора цементирующего оборудования и расчетов его количества была разработана технологическая схема цементирующего оборудования, представленная на рисунке 8.

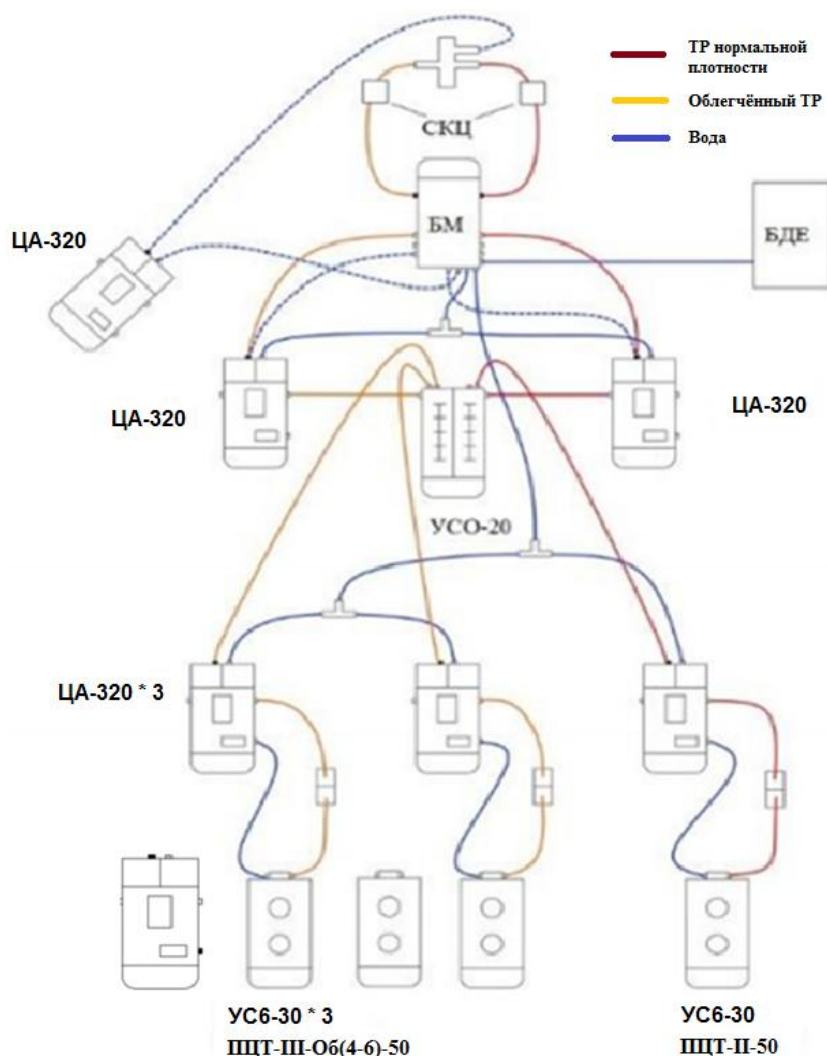


Рис. 8 - Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования

Составные части схемы обвязки: 1 - бетономешалка УС6-30; 2 - смесительный бак; 3 - цементирующий агрегат ЦА-320М; 4 - средняя вместимость УО-16; 5 -

цементировочная установка ЦА-320М (резерв); 6 - подводный водопровод; 7 - автоцистерна; 8 - станция КСКЦ 01; 9 - блок Коллекторы СИН-43; 10 - устье.

### 2.4.3 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

По вторичному вскрытию скважины, необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле (18).

$$\rho_{ж.г} = \frac{(1+k) \cdot \rho_{пл}}{g \cdot h} = 1395 \text{ кг/м}^3 \quad (18)$$

Где :  $k$  – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать  $P_{пл}$  на глубине 0–1200 метров на 10% ( $k=0,1$ ), на глубине более 1200 м на 5% ( $k=0,05$ );

$P_{пл}$  – пластовое давление испытываемого пласта, Па;

$h$  – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле (17).

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внхв} + V_{внэк.}) = 2(62,25) = 124,5 \text{ м}^3 \quad (19)$$

Где  $V_{внхв}$  – внутренний объем хвостовика,  $\text{м}^3$ ;

$V_{внэк}$  – внутренний объем ЭК,  $\text{м}^3$ ;

## Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В слабых породах рекомендуется применять пулевую перфорацию. Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов. Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 28 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 28 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, пули)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
73	пули	Пулевая	ПВКТ	2	пули геофизического

## Вызов притока

Вызов притока методом свабирования, оборудованием для свабирования скважин «СВБ-1»

## Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 16350-50 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АУШГН-50). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчаником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АУШГН-50). При устьевом давлении более 15 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АУШГН-50). Принимаем арматуру фонтанная АУШГН-50х14.

## 2.5 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

<b>Выбор буровой установки</b>			
<b>БУ - 3000 ЭУК-1М</b>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{\text{бк}}$ )	69.56	$[G_{\text{кр}}] \times 0,6 \geq Q_{\text{бк}}$	120 > 65,56
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{\text{об}}$ )	90	$[G_{\text{кр}}] \times 0,9 > Q_{\text{об}}$	180 > 90
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{\text{пр}}$ )	90.4	$[G_{\text{кр}}] / Q_{\text{пр}} > 1$	200/94,4 = 2,21 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{\text{кр}}$ )	<b>200</b>		



### 3. Импрегнированные вставки в PDC долотах

Скорость и коммерческая стоимость бурения непосредственно связана с выбором типа породоразрушающего инструмента. Так, наиболее перспективными долотами для бурения твердых абразивных, а также крепких горных пород являются PDC долота [1].

PDC долота – это лопастной породоразрушающий инструмент режуще-скалывающего типа разрушения горной породы использующие в качестве режущей структуры специальные PDC (Polycrystalline diamond cutters) вставки (рисунок 9). PDC резцы представляют собой синтетические алмазы, спеченные с кобальтом при высокой температуре и высоком давлении. PDC долота выполняются в матричном (сплав карбида вольфрама и кобальта) либо в стальном исполнении. Использование матричных PDC долот предпочтительней долот со стальным корпусом при бурении абразивных горных пород, в которых эрозия корпуса может привести к поломке долота; промыву корпуса; потере режущей структуры с последующим кольцевым износом/кернением долота [2].

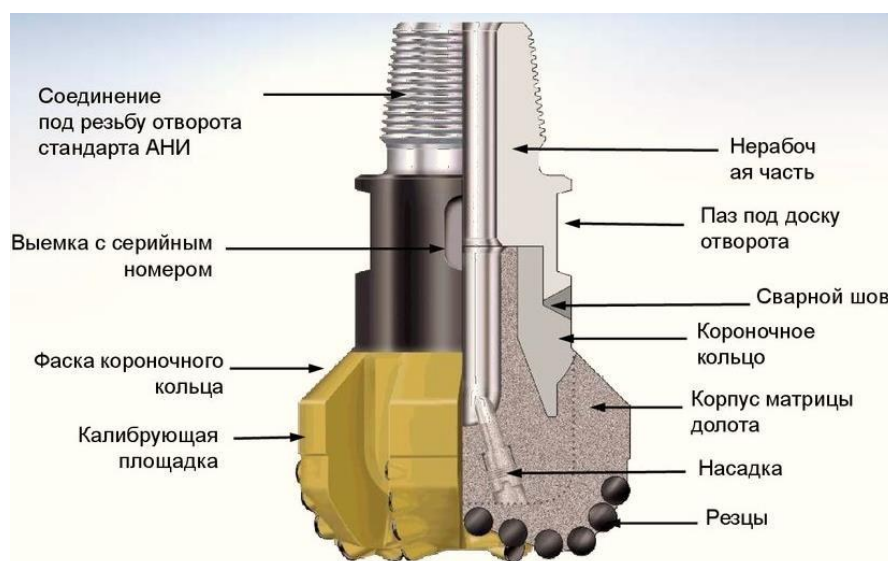


Рисунок 9 – Общая конструкция PDC долота

Стальные корпуса прочнее матричных. из-за возможностей стального материала сложные долотные профили и гидравлические конструкции относительно просты в изготовлении на многоосевом фрезерном станке с компьютерным управлением. Полезной особенностью стальных долот является то, что их можно легко восстанавливать несколько раз, поскольку изношенные или

поврежденные фрезы можно довольно легко заменить. Это является особым преимуществом для подрядных организаций, предоставляющих услуги проката буровых долот, в недорогих условиях бурения [3].

Одним из важнейших элементов PDC долот является импрегнированные алмазные вставки: TSP вставки применяемые, для защиты калибрующей части долота от преждевременного износа, а также специальные вставки измененной геометрии (рисунок 10) [4].



Рисунок 10 – Импрегнированная защита за резцом PDC долот производства фирмы «Tercel» и защита калибрующей части долота компании «Буринтех»

Импрегнированные алмазные вставки можно разделить в зависимости от их назначения:

- для защиты резцов от преждевременного износа (выступают в роли демпфера различного вида вибраций в скважине);

- Вторичный породоразрушающий элемент режущей структуры долота.

Современных решений импрегнированных вставок в PDC долота являются вставки конической формы компании «Шлюмберже» Инк. – Stinger (рисунок 11).



Рисунок 11 – Вставки Stinger

Импрегнированные вставки на лопастях PDC долот создают демпфирующий эффект и равномерное распределение осевой нагрузки между резцами PDC.

### **NewTech Services**

НьюТек Сервисез широко распространены на Российском рынке проката буровых долот. Конструктивные решения НьюТек Сервисез используются для бурения как в условиях Западной Сибири и Поволжья, так и в условиях трапповой интрузии месторождений Восточной Сибири. Одной из особенностей современных сборок лопастный долот является использование импрегнированных вставок PDC вставок на калибрующей поверхности долота. Использование съёмных

импрегнированных вставок позволяет увеличить срок службы PDC долота.

Дополнительной защитой матрицы долота и являются специальные вставки: ограничители резания долота. При бурении мягких абразивных пород внедрение резцов в горную породу осуществляется на всю длину вылета PDC резцов. При этом, в случае стального корпуса – происходит истирание матрицы долота, образуются борозды, приводящие к неремонтопригодности долота, потере вооружения при бурении, внеплановым СПО. Поэтому для защиты матриц долот, в частности, стальных, применяются различного рода защитные вставки.

### **Smith bits**

Рассмотрим одно из последних поколений долот другого известного производителя: Schlumberger ink. – Smith bits. Линейка долот представлена во всех размерах, применяемых для бурения месторождений Западной Сибири, Поволжья, Самарской области. Долота серии «Викинг» предназначены для бурения как в роторных компоновках, так в сочетании с забойными двигателями. Профиль долота подходит для вертикального, наклонно-направленного и горизонтального бурения, обеспечивая стабильность и продолжительность бурения.

Программно-оптимизированной режущей структуры серия Викинг включает различного типа вставки на всей поверхности матрицы долота. Стандартные алмазные вставки (голубой цвет на рисунке 12) используются для защиты калибрующего диаметра: при бурении с использованием ВЗД в условиях повышенных вибраций происходит преждевременный износ калибрующей поверхности долота (рисунке 13).



Рисунок 13 – Износ долот на калибрующей части при бурении с ВЗД

Данные вставки увеличить количество ремонтов на долото до его критического износа, а также увеличить межремонтные период [6].

Другим интересным решением компании Smith bits являются твердосплавные защитные вставки на калибрующей и плечевой частях долота (красным на рисунке 13). Как наибольшая нагрузка при бурении приходится именно на плечевую часть долота, дополнительная защита обеспечивает высокую стойкость долота при сохранении оптимальной МСП.

## **Вывод**

Новые тенденции в модернизации породоразрушающего инструмента приводят к поиску новых решений в области проектирования горно-режущего оборудования. Использование импрегнированных вставок различных типов позволяет повысить долговечность долот, значительно увеличить скорость проходки за счет снижения вероятности выкрашивания и поломки горно-режущего инструмента в случае цилиндрических вставок и создания сети трещин в разрушенной породе при использовании конических вставки.

## **4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия**

#### **4.1.2 Основные направления деятельности предприятия**

На сегодняшний день очень важно в процессе исследования кроме выявления его научной новизны и вклада в развитие отрасли, кроме проведения технических расчётов и разработки новых технологических решений, позволяющих улучшить параметры процесса или установки, ещё и рассмотреть выполняемую работу с точки зрения финансового менеджмента.

Финансовый менеджмент позволяет понять будет ли востребована новая разработка на рынке, целесообразность её внедрения и отвечает на вопросы коммерческой ценности исследования.

Следовательно, главной целью изучаемого раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» считается проектирование и создание современных конкурентоспособных методик и технологий, соответствующих требованиям эффективности и ресурсосбережения [1].

Чтобы достичь указанной цели в настоящей работе были поставлены следующие задачи:

- Выявление коммерческого потенциала и перспективности НИ;
- Применение технологии QuaD
- Осуществление SWOT-анализа;
- Обоснования экономической эффективности проведения мероприятия по закачке горячей воды в пласт.

#### **4.1.2 Организационная структура управления предприятием**

Система организационной структуры управления и сформирована иерархическая система, состоящая из 10 блоков, которые функционируют под руководством генерального директора.

1. Подразделение первого заместителя генерального директора по производству – главного инженера;
2. Подразделение первого заместителя генерального директора по экономике;
3. Подразделение главного геолога;
4. Подразделение заместителя генерального директора по развитию производства;
5. Подразделение заместителя генерального директора по строительству;
6. Подразделение заместителя генерального директора по МТО;
7. Подразделение заместителя генерального директора по кадровой политике;
8. Подразделение заместителя генерального директора по бурению;
9. Подразделение заместителя генерального директора по региональной политике и корпоративным вопросам;
10. Подразделение заместителя генерального директора по безопасности.

Производственный блок сформирован по процессному принципу и состоит из четырех управлений:

1. Главное управление добычи нефти и газа;
2. Управление по подготовке нефти и газа;
3. Управление поддержания пластового давления (ППД);
4. Управление эксплуатации трубопроводов.



## 4.2 Потенциальные потребители результатов исследования

Анализ целевого рынка необходим для исследования потребителей результатов научного исследования, а также стоит дифференцировать его на сегменты.

Под целевым рынком в данном случае понимается доля рынка, в рамках которой будет реализовываться инновационное мероприятие. А сегментом рынка принято считать некую группу лиц, товаров и компаний, которые имеют общие признаки.

В случае исследования технологии тепловых методов увеличения нефтеотдачи будем рассматривать рынок на основе сравнения этой технологии с другими третичными методами. Сегментирование рассмотрим по двум параметрам: по глубине залегания залежи и по вязкости нефти.

Таблица 30 – Карта сегментирования рынка услуг по третичным МУН в зависимости от глубины залежи

		Третичные МУН			
		Тепловые	Газовые	Биологические	Физико-химические
Глубина залегания залежи	до 1000 м				
	1000 – 2000 м				
	Более 2000 м				

Таблица 31 – Карта сегментирования рынка услуг по третичным МУН в зависимости от вязкости нефти

		Третичные МУН			
		Тепловые	Газовые	Биологические	Физико-химические
Глубина залегания залежи	Средневязкие				
	Высоковязкие				
	Сверхвязкие				

В таблицах 30 и 31 для тепловых МУН сегментирование осуществлено с помощью закрашивания ячеек более и менее насыщенным цветом. Чем насыщеннее цвет, тем больше подходит данный МУН к выбранной категории, соответственно, наоборот – чем менее насыщенной цвет, тем меньше подходит технология к рассматриваемой категории. В таблице 2 средневязкие нефти соответствуют значениям от 10 до 50 сПз, высоковязкие – от 50 до 200 сПз, сверхвязкие – более 200 сПз.

Таким образом, по приведенным таблицам можно сделать вывод, что хоть

тепловые методы среди остальных третичных МУН имеют самый маленький диапазон по применяем глубинам, всё же очень востребованы ввиду возможности применения для нефтей с большой вязкостью. Как уже говорилось в начале настоящей работы, доля нормальной нефти становится всё меньше и меньше, при этом остаётся достаточное количество залежей с трудноизвлекаемыми запасами. Одна из основных причин сложности добычи нефти из таких залежей – её высокая вязкость, с чем крайне эффективно справляются тепловые МУН.

#### **4.2.1 Анализ конкурентных технических решений**

Учитывая, что рынок находится в постоянном развитии, необходимо проводить систематический и детальный анализ конкурентной эволюции рынка. Проведение такого анализа поможет компании внести коррективы, чтобы лучше конкурировать с конкурентами. При этом необходимо трезво оценивать сильные и слабые стороны конкурентных проектов.

Оценка конкурентных технических решений с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения дает возможность проанализировать эффективность научной разработки и выявить перспективные направления, а также помогает вносить коррективы в научное исследование на основе сравнения изучаемой технологии с конкурирующими. Для расчета конкурентных технических решений используют формулу, которая имеет следующий вид [1]:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (20)$$

где  $K$  – уровень конкурентных преимуществ конкурента или исследования;  $V_i$  – вес критерия;  $B_i$  – балл  $i$ -го критерия.

Таблица 32 – Карта сопоставления конкурентных технических решений

Единица оценки	Вес критерия	Баллы				Конкурентноспособность			
		Б <sub>т</sub>	Б <sub>г</sub>	Б <sub>б</sub>	Б <sub>ф</sub>	К <sub>т</sub>	К <sub>г</sub>	К <sub>б</sub>	К <sub>ф/х</sub>
Технические аспекты оценки ресурсоэффективности									
Дополнительный прирост добычи	0,2	5	4	5	4	1	0,8	1	0,8
Требуемое количество персонала	0,05	3	4	5	4	0,15	0,2	0,15	0,2
Риск аварии	0,09	3	4	3	3	0,27	0,36	0,27	0,27
Сложность технологии	0,04	2	3	3	2	0,08	0,12	0,12	0,08
Зависимость от условий	0,09	2	4	5	4	0,18	0,36	0,45	0,36
Негативный эффект на посл. Добычу	0,14	4	3	2	4	0,56	0,42	0,28	0,56
Экономические аспекты оценки эффективности									
Стоимость обслуживания технологии	0,1	3	4	5	4	0,3	0,4	0,5	0,4
Себестоимость добываемой нефти	0,14	3	4	2	4	0,42	0,56	0,28	0,56
Конкурентоспособность технологии	0,15	5	3	3	4	0,75	0,45	0,45	0,6
ИТОГО	1	30	33	33	33	3,71	3,67	3,5	3,83

Таким образом, по приведенной таблице видно, что основными особенностями для теплового метода воздействия являются: с точки зрения технических критериев оценки ресурсоэффективности – дополнительная добыча нефти; с точки зрения экономических критериев оценки эффективности – конкурентоспособность (как уже говорилось в предыдущей главе и показано в таблице 25, тепловые МУН – наиболее эффективный метод воздействия на высоковязкую нефть среди других третичных методов увеличения нефтеотдачи). Помимо положительных моментов из приведенной таблицы видно, что по остальным параметрам тепловые МУН уступают.

## Технология QuaD

Суть метода QuaD заключается в расчете средневзвешенных показателей оценки коммерческого потенциала разработки и оценки её качества. Оценка по данной технологии подразумевает использование 100 бальной шкалы.

Далее стоит отметить, что при оценке качества и перспективности проекта в соответствии с технологией QuaD, необходимо использовать формулу представленную ниже.

$$P_{cp} = \sum V_i \cdot B_i \quad (21)$$

где  $P_{cp}$  – конкурентные преимущества конкурента или предлагаемой разработки;

$V_i$  – вес критерия;

$B_i$  – балл  $i$ -го критерия.

Важно подчеркнуть, что совокупная величина всех критериев оценки должна быть равна 1.

Далее необходимо имеющиеся данные представить в виде таблицы 33.

Таблица 33– Карта сопоставления конкурентных технических решений на основании QuaD

Единица оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительная величина (3/4)	Средневзвешенная величина (5x2)
Критерии оценки качества разработки					
Дополнительный прирост добычи	0,2	85	100	0,85	17
Требуемое количество персонала	0,05	45	100	0,45	2,25
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
Стоимость обслуживания технологии	0,1	55	100		5,5
Себестоимость добываемой нефти	0,13	45	100		6,3
Конкурентоспособность технологии	0,15	90	100		14
ИТОГО	1				65

Важным показателем в данной технологии является показатель Пср, поскольку именно на его основе появляется возможность судить о возможностях разработки, а вместе с тем и об уровне качестве исследования. На основании таблицы 26 видно, что данный показатель составил 64,5.

Таким образом, можно резюмировать, что перспективность данной разработки находится на уровне немного выше среднего. Из этого значения можно сделать вывод о количестве необходимых в проект инвестиций. Помимо этого, технология QuaD позволяет рассмотреть различные особенности термического метода воздействия, понять, на что уделить внимание, какие параметры установок развивать.

### **SWOT-анализ**

SWOT-анализ - это всесторонний анализ для любого исследования. SWOT-анализ необходим в том случае, когда стоит изучить внешнюю и внутреннюю среды исследуемого проекта. При этом важно отметить, что данный анализ состоит из ряда стадий.

На первой стадии описываются сильные и слабые стороны проекта, определяются его возможности и угрозы [1].

После разработки 4 полей SWOT проводится следующий шаг аналитической работы.

На второй стадии сильные и слабые стороны проекта сопоставляются с внешней средой.

Обычно SWOT-анализ упрощается для заполнения так называемой "матрицы SWOT-анализа". Преимущества и недостатки, а также возможности и угрозы рынка перечислены в соответствующих единицах матрицы. Матрица SWOT-анализа предоставляет менеджерам структурированное информационное поле, в котором они могут осуществлять стратегическую навигацию и принимать решения.

SWOT-анализ обычно начинается с изучения возможностей компании и рисков микросреды. Основная цель SWOT исследования микроокружения – понять новые маркетинговые возможности. Бизнес-возможности ранжируются в соответствии с их привлекательностью и вероятностью успеха. Компания, работающая наиболее эффективно, способна создать максимальную ценность продукта для потребителя.

Таблица 34 – Матрица сильных и слабых сторон проекта

Сильные стороны							
		C1	C2	C3	C4	C5	C6
Возможности	B1	+	+	-	+	-	0
	B2	-	+	-	+	-	-
	B3	+	-	-	-	-	+
	B4	-	-	-	-	-	+
	B5	+	+	-	+	-	0
Слабые стороны							
Угрозы	У1	+	+	-	-	-	0
	У2	-	+	0	-	0	-
	У3	0	0	-	+	+	-
	У4	0	+	-	-	-	+
	У5	+	+	-	+	-	+

Далее приведены результаты анализа таблицы 5, по которым можно определить направление реализации НИ: B1C1C2C4, B5C1C2C4. После полученных данных следует третий этап SWOT-анализа. Он заключается в совмещении первых двух этапов, а его результаты представляются в виде итоговой таблицы SWOT-анализа, находящейся в приложении А. Таким образом, проведённый SWOT-анализ помогает определить дальнейший вектор развития работы и структуру проекта – его внешнюю и внутреннюю среду. Например, по таблице выше можно сделать заключение, что ввиду уменьшающегося количества легкодоступной нефти будет расти спрос на трудноизвлекаемую нефть. Однако тепловые методы требуют значительных материальных затрат, а также исследований перед применением, что говорит о необходимости не широкого распространения уже имеющихся устаревших технологий, а о попытке внедрить на волне повышения спроса новые методы и установки. Такая стратегия позволит не только в дальнейшем повсеместно распространить методы термического воздействия и захватить рынок высоковязкой нефти, но и потенциально использовать разработанные методы для

добычи нормальной нефти или при разработке других случаев трудноизвлекаемой нефти (не только высоковязкой).

#### 4.2.2 Анализ экономической эффективности проведения мероприятия по закачке горячей воды в пласт

Прирост дебита не означает, что данное мероприятие окупилось, для этого необходим анализ экономической эффективности, который позволяет оценить прибыль или убыток при внедрении данной техники и технологии. В данном разделе будут приведены экономические расчёты для теплового метода интенсификации притока воздействием горячей воды на пласт в течении трёх лет. Будут проведены следующие расчёты:

1. Вычисление эффективности затрат на проведение мероприятия;
2. оценка чувствительности проекта.

Таблица 35 – Исходные показатели для выполнения расчета экономической эффективности мероприятия

Наименование	Единица измерения	Величина показателя
Стоимость инновационной меры	тыс.руб.	3370
Годовая нефтедобыча	тыс. т	450
Среднегодовая стоимость основных производственных фондов	млн. руб.	6944,5
Сокращение среднегодового производства	ед	0,03
Средний коэффициент добычи нефти из нефтяных скважин	ед	0,94
Себестоимость нефтедобычи	руб/т	1989
Цена за одну тонну нефти	руб	36662,7
Номинальные переменные затраты как процент от цены на нефть	%	58,1
Дисконтная ставка	%	13
Число скважин, на которых применялись инновационные разработки	ед	27
Среднее количество сотрудников	чел	170
Среднее увеличение суточной добычи на скважину после начала инновационной деятельности	т/сут	1,5
Период действия технологии	лет	3

### 4.2.3 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели

Подчеркнем, что внедрение инновационной разработки в процесс нефтедобычи, будет иметь положительный эффект, следовательно, повысится объем добытой нефти. Для прогнозирования данного показателя применяется формула, которая представлена ниже.

$$\Delta Q(q) = \Delta q \cdot T \cdot K_{\text{э}} \cdot N \quad (22)$$

Где:  $\Delta q$  – среднее увеличение суточной добычи на скважину после начала инновационной деятельности, т/сут.;

$T$  – период эксплуатации скважины в год, сут. В рамках данной работы, данный показатель будет равен 365 дней;

$N$  – число скважин, на которых применялись инновационные разработки, ед.;

$K_{\text{э}}$  – средний коэффициент добычи нефти из нефтяных скважин, ед.

$$\Delta Q(q) = 1,5 \cdot 365 \cdot 0,94 \cdot 27 = 13895,5 \text{ т} \cdot \text{скв} \quad (21)$$

Стоит отметить прямую взаимосвязь нефтедобычи и производительности труда персонала. Для того, чтобы оценить данное соотношение необходимо воспользоваться формулой, приведенной ниже.

$$\Delta \text{ПТ} = \frac{\Delta Q \cdot C_{\text{н}}}{\text{Ч}_{\text{ппп}}} \quad (23)$$

где  $\Delta \text{ПТ}$  – увеличение производительности труда, руб./чел.;

$\Delta Q$  – прирост нефтедобычи, т;

$C_{\text{н}}$  – цена 1 тонны нефти, руб. (в рамках данной работы стоимость одной тонны нефти учитывается на 02.05.2021 г.)

$\text{Ч}_{\text{ппп}}$  – среднее количество персонала, чел.;

$$\Delta \text{ПТ} = \frac{13895,5 \cdot 36662,7}{170} = 2\,996\,744 \text{ руб./чел} \quad (24)$$

Вместе с тем, при повышении объемов нефтедобычи соответственно увеличится показатель. Для расчета фондоотдачи используют следующую формулу:

$$\Delta \Phi_{\text{отд}} = \frac{\Delta Q_{\text{т}} \cdot C_{\text{н}}}{\Phi_{\text{опф}}} \quad (25)$$

где  $\Delta \Phi_{\text{отд}}$  – прирост фондоотдачи;

$\Phi_{\text{опф}}$  – среднегодовая стоимость основных производственных фондов, руб.



$$\Delta\Phi_{\text{отд}} = \frac{13895,5 \cdot 36662,7}{6944,5 \cdot 10^6} = 0,07 \text{ т} \cdot \text{СКВ} \quad (25)$$

Сокращение себестоимости нефтедобычи обусловлено увеличением или снижением условно-постоянных затрат на единицу продукции. Для того чтобы рационально проанализировать данный показатель и рассчитать его, применим формулу, указанную ниже.

$$\Delta C = Z_{\text{пост}} \cdot \left( \frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right) \quad (26)$$

где  $\Delta C$  – сокращение себестоимости нефтедобычи;

$Z_{\text{пост}}$  – условно-постоянные затраты нефтедобычи, руб.;

$$Z_{\text{пост}} = Q \cdot C \cdot \frac{100 - D_{\text{у/пер}}}{100}$$

где  $C$  – себестоимость нефтедобычи, руб./тонну;

$D_{\text{у/пер}}$  – номинальные переменные затраты как процент от цены на нефть, %

$Q$  – годовая нефтедобыча, тыс. т.

$$Z_{\text{пост}} = 450 \cdot 1989 \cdot \frac{100 - 58,1}{100} = 375\,026 \text{ тыс. руб}$$

$$\Delta C = 375\,026 \cdot \left( \frac{1}{450} - \frac{1}{450 + 13,9} \right) = 27 \text{ руб/т}$$

Также очевидным является тот факт, что повышение абсолютной прибыли взаимосвязано с повышением объемов реализации добытой нефти.

$$\Delta\Pi_{\text{рп}} = \Delta Q_{\text{р}} \cdot (C_{\text{н}} - (C - \Delta C)) \quad (27)$$

где  $\Delta\Pi_{\text{рп}}$  – прирост прибыли от реализации добытой нефти, руб.;

$\Delta Q_{\text{р}}$  – дополнительно реализованная нефть, тонн;

$C$  – себестоимость нефтедобычи, руб./тонн;

$\Delta C$  – сокращение себестоимости нефтепродуктов, руб./тонн.

$$\Delta\Pi_{\text{рп}} = 13\,895,5 \cdot (36662,7 - (1989 - 27)) = 482,2 \text{ млн. р}$$

Чистая прибыль тесно взаимосвязана с прибылью от реализации нефти, и на основании произведенных ранее расчетов, можно сказать, что она также увеличится.

$$\Delta\Pi_{\text{ч}} = \Delta\Pi_{\text{рп}} - H_{\text{пр}} \quad (28)$$

где  $H_{пр}$  – показатель налога на прибыль предприятия, руб.

$$\Delta\Pi_q = 482,2 - (482,2 \cdot 0,2) = 385,8 \text{ млн. руб.}$$

Таким образом, были рассчитаны все технико-экономические показатели внедрения инновационной разработки нефтедобычи.

#### 4.3 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

В связи с тем, что нефтедобыча сокращается в последующие годы после внедрения инновационной разработки, то величину избыточной добычи нефти рассчитаем далее:

$$\Delta Q(q) = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N \quad (29)$$

$$\Delta Q_2 = 1.455 \cdot 365 \cdot 0.94 \cdot 27 = 13,48 \text{ тыс. т}$$

$$\Delta Q_3 = 1.411 \cdot 0.94 \cdot 27 = 13,07 \text{ тыс. т}$$

где  $\Delta q$  – прирост среднесуточного дебита, т/сут.

Стоит отметить, что расчет увеличения среднесуточного дебита в течение 2 и 3 года проводится на основании среднегодового коэффициента снижения нефтедобычи.

$$\Delta q_2 = \Delta q_1 - (\Delta q_1 \cdot K_{п}) \quad (30)$$

$$\Delta q_3 = \Delta q_2 - (\Delta q_2 \cdot K_{п})$$

$$\Delta q_2 = 1.5 - (1.5 \cdot 0.03) = 1.455 \text{ т/сут}$$

$$\Delta q_3 = 1,455 - (1,455 \cdot 0,03) = 1,411$$

Для того, чтобы рассчитать показатель прироста выручки от внедрения инновационного мероприятия за  $t$ -й год, как правило, используют формулу, которая имеет следующий вид:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_{н} \quad (31)$$

где  $\Delta Q$  –дополнительная нефтедобыча в  $t$ -м году, тонн;

$C_{н}$  – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 13,89 \cdot 36662,7 = 509\,449 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta B_2 = 13,48 \cdot 36662,7 = 494\,165 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta B_3 = 13,07 \cdot 36662,7 = 479\,341 \text{ тыс.руб.}$$

Данный показатель рассчитывается для каждого временного периода, для

последующего анализа инновационной разработки.

Показатель текущих затрат включает в себя два аспекта затрат: затраты на внедрение разработки, а также условно-переменные затраты. Для расчета данного критерия используем формулу указанную ниже.

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп}t} + Z_{\text{мер}} \quad (32)$$

где  $\Delta Z_{\text{доп}}$  – условно-переменные затраты на дополнительную нефтедобычу в t-м году, руб.;

$Z_{\text{мер}}$  – затраты на реализацию проекта, руб.

$$\Delta Z_{\text{доп}t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot \frac{D_{\text{у/пер}}}{100} \quad (33)$$

где  $C$  – себестоимость нефтедобычи, руб./тонну;

$D_{\text{у/пер}}$  – объем условно-переменных затрат, %

$$\Delta Z_{\text{доп}1} = 13,89 \cdot 1989 \cdot \frac{58,1}{100} = 16\,057,8 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{доп}2} = 13,48 \cdot 1989 \cdot \frac{58,1}{100} = 15\,576,1 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{доп}3} = 13,07 \cdot 1989 \cdot \frac{58,1}{100} = 15\,108,8 \text{ тыс. руб.}$$

Для того, чтобы рассчитать затраты на внедрение инновационного мероприятия воспользуемся формулой, следующего вида:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{мер}} \cdot T_{\text{разр}} \cdot N_{\text{н.скв}} + C_{\text{об}} \quad (34)$$

$C_{\text{мер}}$  – стоимость реализованного мероприятия за весь период (за три года 91 000 тыс руб.)

где  $N_{\text{н.скв}}$  – число скважин, для которых происходит внедрение инновационного решения, ед.

$C_{\text{об}}$  – стоимость котельного оборудования KSK SGB-H12 500. Результаты расчётов котельной установки для 27 скважин, в которые закачивается горячая вода представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Результаты расчетов для котельной установки KSK SGB-H-12 500 на месторождении X

Параметры	KSK SGB-H-12 500
Удельная энергия, для поддержания расхода, Вт/кг	0,82
Время выработки энергии для нагрева воды при заданном расходе, ч	309
Время на максимальной мощности для 27 скважин, ч	4624
Расход топлива за этой время, кг	3 190 069
Затраты на топливо, тыс. Руб	75 000
Затраты на электроэнергию, тыс. Руб	16 000
Затраты на электроэнергию, тыс. Руб	91 000

$$Z_{\text{мер}} = 3370 \cdot 1000 \cdot 27 + 19\,000\,000 = 109\,990 \text{ тыс. руб.} \quad (34)$$

$Z_{\text{мер}}$  было найдено для всего рассматриваемого периода: 3года.

Таким образом, рассчитаем общие затраты, которые обусловлены дополнительной нефтедобычей за t-й год. Для этого применяется формула:

$$\Delta Z_1 = \Delta Z_{\text{доп1}} + Z_{\text{мер}} = 126\,047,8 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизационные отчисления обычно распределяются на все года по равным долям, однако в формуле при определении  $Z_{\text{мер}}$  включены затраты на оборудования, поэтому общие затраты в первый год значительно выше затрат второго и третьего года.

$$\Delta Z_2 = \Delta Z_{\text{доп2}} = 15\,576,1 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta Z_3 = \Delta Z_{\text{доп3}} = 15\,108 \text{ тыс. руб.}$$

В деятельности любого предприятия важно правильно и корректно рассчитывать величину налогов. В связи с этим считаем необходимым рассчитать налогооблагаемую прибыль за t-й год. Результатом данных расчетов станет показатель налога на прибыль. В данном случае применяется формула указанная ниже.

$$\Delta \Pi_{\text{н/облт}} = \Delta B_t - \Delta Z_t \quad (35)$$

где  $\Delta B_t$  – прирост выручки от реализации в  $t$ -м году, руб.;

$\Delta Z_t$  – текущие затраты в  $t$ -м году, руб.

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл1}} = 383\,401,3 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл2}} = 478\,589,6 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл3}} = 464\,231 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем величину налога на прибыль за  $t$ -й год:

$$\Delta H_{\text{прт}} = \frac{\Delta\Pi_{\text{н/облт}} \cdot N_{\text{пр}}}{100} \quad (36)$$

где  $N_{\text{пр}}$  – ставка налога на прибыль, %

$$\Delta H_{\text{пр1}} = 252\,576,3 \cdot 0,2 = 76\,680,3 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta H_{\text{пр2}} = 478\,589,6 \cdot 0,2 = 95\,717,9 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta H_{\text{пр3}} = 464\,589,6 \cdot 0,2 = 92\,846,4 \text{ тыс. руб.}$$

На основании нижеприведенной формулы можно произвести расчет прироста годовых денежных средств. Таким образом, рассчитаем данный показатель для всех 3х лет.

$$\Delta ДП_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - H_t = \Delta\Pi_{\text{н/облт}} - H_t$$

$$\Delta ДП_1 = 306\,721,1 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta ДП_2 = 382\,871,7 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta ДП_3 = 371\,385,5 \text{ тыс. руб.}$$

Также важным показателем при оценке инновационных проектов является поток наличных денежных средств. Он рассчитывается как разница прироста годовых денежных средств и капитальных вложений за исследуемый период. Как правило, период равен одному календарному году.

$$ПДН_t = \Delta ДП_t - KB_t$$

$$ПДН_1 = \Delta ДП_1 = 306\,721,1 \text{ тыс. руб.}$$

$$ПДН_2 = \Delta ДП_2 = 382\,871,7 \text{ тыс. руб.}$$

$$ПДН_3 = \Delta ДП_3 = 371\,385,5 \text{ тыс. руб.}$$

По формуле указанной ниже определяется накопленный поток наличных денежных средств:

$$\text{НПДН}_t = \sum \text{ПДН}_t$$

$$\text{НПДН}_1 = \Delta\text{ДП}_1 = 306\,721,1 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{НПДН}_2 = \Delta\text{ДП}_1 + \Delta\text{ДП}_2 = 389\,592,8 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{НПДН}_3 = \Delta\text{ДП}_1 + \Delta\text{ДП}_2 + \Delta\text{ДП}_3 = 1\,060\,978,3 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет дисконтированного потока наличных денежных средств производится на основании формулы, указанной далее.

$$\text{ДПДН}_t = \frac{\Delta\text{ДП}_t}{(1+i)^t} \quad (37)$$

где  $i$  – дисконтная ставка.

Данный показатель также рассчитывается по каждому временному периоду отдельно. Таким образом, мы получили три показателя.

$$\text{ДПДН}_1 = \frac{202\,061,1}{1 + 0,13} = 271\,434,6 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ДПДН}_2 = \frac{382\,871,7}{1 + 0,13} = 299\,844,7 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ДПДН}_3 = \frac{371\,385,5}{1 + 0,13} = 257\,388,8 \text{ тыс. руб.}$$

На основании нижеприведенной формулы рассчитывается чистая текущая стоимость:

$$\text{ЧТС}_t = \sum \text{ДПДН}_t \quad (38)$$

$$\text{ЧТС}_1 = \text{ДПДН}_1 = 271\,434,6 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ЧТС}_2 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 = 571\,279,3 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ЧТС}_3 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 = 828\,668 \text{ тыс. руб.}$$

Для большей наглядности и удобства аналитической части экономической эффективности реализации проекта, все полученные результаты сведем в таблицу 37.

Таблица 37– Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Прирост добычи нефти, тыс. Тонн	13,9	13,5	13,1
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	509 449,2	494 165,7	479 340, 7
Текущие затраты, тыс. руб.	126 047,8	15 576,1	15 108,8
Прирост прибыли, тыс. руб.	383 401,3	478 589,6	464 231,9
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	76 680,3	95 717,9	92 846,4
Накопленный поток наличных денежных средств, тыс. руб.	306 721,1	689 592,8	1 060 978,3
Дисконтированный поток наличных денежных средств, тыс. руб.	271 434,6	299 844,7	257 388,8
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	271 434,6	571 279,3	828 668,1

#### 4.3.1 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Для того, чтобы проанализировать чувствительность NPV необходимы следующие показатели: сокращение объёма нефтедобычи, повышение капиталовложений, сокращение или повышение текущих расходов.

Таблица 38 – Анализ чувствительности проекта

Наименование	Базисный ЧТС	Изменённое значение ЧТС, тыс. р.	Разница	В %	Отношение изменения ЧТС (%) к изменению (%) параметра
Сокращение объёма нефтедобычи на 20%	271434,6	201573,9	-69860,7	25,7	1,3
Повышение капиталовложений на 20%	271434,6	258551	-12883,6	4,7	0,2
Рост текущих затрат на 20%	271434,6	253587,1	-17847,5	6,6	0,3
Снижение текущих затрат на 20%	271434,6	289282,1	17847,5	6,6	0,3

Полученные данные необходимы для изображения лучевой диаграммы, которая отражена на рисунке 14. Данная диаграмма является комплексной системой

графиков, которые изменяются при одном независимом показателе. Таким образом, происходит оценка финансово-экономических показателей.

Таблица 39 – Двустороннее влияние изменяемых параметров на значение ЧТС

	-20%	0	20%
Объем	1,3	0,0	-1,3
Капиталовложения	-0,2	0,0	0,2
Текущие затраты	-0,3	0,0	0,3

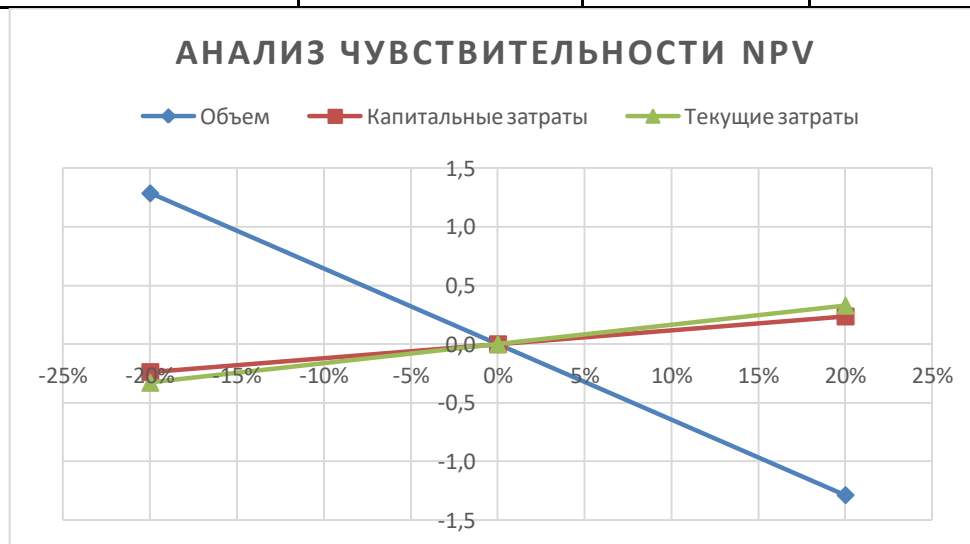


Рисунок 14- Анализ чувствительности NPV проекта

Помимо этого, вывод по эффективности мероприятия можно сделать по индексу прибыльности – PI. PI представляет собой показатель относительной рентабельности будущих операций и приведенную стоимость всех доходов на единицу инвестиций.

$$PI = \frac{NPV}{Z_{\text{мер}}} = \frac{\sum_{t=1}^{T_{\text{разр}}} ДПДН_t}{Z_{\text{мер}}} = 7,5 \quad (39)$$

Поскольку индекс прибыльности больше 1, то значит данное вложение в мероприятие по закачке горячей воды в пласт является эффективным.

Далее рассчитаем срок окупаемости проекта по формуле:

$$PI = \frac{Z_{\text{мер}}}{ДПДН_{\text{ср}}} = \frac{Z_{\text{мер}}}{\frac{\sum_{t=1}^{T_{\text{разр}}} ДПДН_t}{T_{\text{разр}}}} = 146 \text{ дней}$$



#### **4.3.2 Обоснование экономической эффективности проведения мероприятия по закачке горячей воды в пласт**

Результаты расчётов показали, что при внедрении мероприятия увеличивается рентабельность разработки месторождения X. Изначально перспектива проекта была оценена с помощью QuaD технологии, согласно которой рентабельность оценивается чуть выше средней. Существенным минусом данного мероприятия является высокая себестоимость продукции, в следствии чего угрозой данному проекту может служить разработка кардинально новой технологии, которая будет экономичнее и эффективнее изучаемой, также отраженной в SWOT анализе. Несмотря на существенные затраты, мероприятие может окупиться меньше чем за полгода, с учётом цены 1т нефти = 36662,7 р.  $PI = 7,5$  также доказывает эффективность проведения данного мероприятия.

Кроме того, проведенное исследование чувствительности проекта к возможным изменениям, которое наглядно демонстрирует, что основным и самым зависимым для рентабельности проекта параметром является дополнительная добыча нефти. Этот и подобные факты говорят о правильности распределения оценок веса параметра в анализе конкурентных технических решений и технологии QuaD.

Также анализ чувствительности даёт данные о слабых сторонах и потенциальных угрозах при использовании термического воздействия горячей водой. Так по изменению экономических показателей при увеличении капитальных затрат на 20% можно отследить степень влияния данного параметра на проект в целом: по таблице 9 видно, что разница ЧТС составит 12883,6 тыс. руб. в то время как увеличение текущих затрат на 20% ведёт к уменьшению ЧТС на 17 847,5 тыс. руб.

## Приложение А

Таблица 40 – Итоговая таблица SWOT – анализа

	<p><b>Сильные стороны НИ:</b></p> <p>С1. Высокая эффективность при разработке залежей нефти с высокой вязкостью;</p> <p>С2. Высокая конкурентоспособность;</p> <p>С3. Наличие государственных льгот при разработке залежей нефти высокой вязкости;</p> <p>С4. Набирающая тенденции популярность технологии за счёт сокращения количества легкодоступной нефти;</p> <p>С5. Наличие на рынке труда квалифицированного персонала;</p> <p>С6. Наличие ряда разнообразных типов данного метода.</p>	<p><b>Слабые стороны НИ:</b></p> <p>Сл1. Высокая себестоимость добываемой нефти;</p> <p>Сл2. Узкая применяемость каждого типа данной технологии (по геолого-технологическим условиям);</p> <p>Сл3. Сложность и малое удобство технологии;</p> <p>Сл4. Высокий риск аварии в случае, если не проведено достаточное количество исследований и моделирований;</p> <p>Сл5. Требуется дополнительные агрегаты – переоборудование кустовой площадки и фонтанной арматуры*;</p> <p>Сл6. Дорогостоящее переоборудование для использования технологии сильно увеличивает срок окупаемости;</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Появление дополнительного спроса на данную технологию;</p> <p>В2. Осуществление дополнительных НИ в данной сфере;</p> <p>В3. Использование современных материалов и научных достижений для нивелирования слабых сторон технологии**;</p> <p>В4. Использование данной технологии для разработки баженовской свиты;</p> <p>В5. Удешевление</p>	<p>За счет снижения в мире запасов легкодоступной нефти нефтяная отрасль обратит свой взор на нефти высокой вязкости, при добыче которых данная технология наиболее эффективна;</p> <p>При увеличении спроса на данную технологию возможно проведение дополнительных исследований, которые смогут нивелировать имеющиеся недостатки;</p> <p>Помимо этого, за счет явления описанного в предыдущем пункте, государство может снизить налоги на нефти высокой вязкости, что приведет</p>	<p>Использование новых материалов для перекрытия недостатков технологии повысит как срок окупаемости, так и себестоимость нефти, в то время, когда они и так высоки.</p>

<p>себестоимости добываемой тепловыми методами нефти за счет дополнительного снижения налогов на нефть высокой вязкости</p>	<p>в росту исследований в изучаемой сфере.</p>	
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Увеличение конкуренции за счет переспециализации технологий-аналогов на добычу нефтей высокой вязкости;</p> <p>У2. Сложившаяся из-за пандемии 2020-2021 года ситуация на рынке нефти;</p> <p>У3. Переход на альтернативные источники энергии;</p> <p>У4. Разработка кардинально новой технологии, которая будет экономичнее и эффективнее изучаемой;</p> <p>У5. Ограничения на экспорт новых разработок в исследуемой области ввиду политической ситуации.</p>	<p>Большая база данных технологии в сфере добычи нефтей высокой вязкости не позволит быстро вытеснить тепловые методы с рынка в случае появления других технологий;</p> <p>Разработка новых технологий требует денег и времени, при этом совершенствование уже имеющейся технологии, показавшей высокую эффективность при добыче вязких нефтей кажется более рациональной идеей.</p>	<p>Узкая специализация не позволит в перспективе конкурировать данной технологии с технологиями-аналогами, которые начнут занимать рынок высоковязкой нефти;</p> <p>Низкая рентабельность разработки залежей изучаемой технологией может стать причиной появления альтернативных источников энергии;</p> <p>Проблемы, связанные с установками для проведения технологии могут привести к появлению совершенно других устройств для добычи нефтей высокой вязкости.</p>

\* – Для использования термических методов воздействия требуется специальная теплостойкая арматура, термоизолированные НКТ и прочее.

\*\* – Например, улучшенная термоизоляция НКТ позволит применять термическое воздействия для залежей на больших глубинах, что увеличит спектр возможностей применения технологии.

### 4.3.3 Разработка графика проведения научного исследования

При выполнении дипломных работ студентам в основном становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем. Поэтому наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

*Диаграмма Ганта* – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (40)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;  
 $T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;  
 $k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}; \quad (41)$$

где  $T_{\text{кал}}$  – календарные дни,  $T_{\text{кал}} = 365$ ;

$T_{\text{вд}}$  – выходные дни,  $T_{\text{вд}} = 52$ ;

$T_{\text{пд}}$  – праздничные дни,  $T_{\text{пд}} = 14$ .

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 53 - 14} = 1,22$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе  $T_{ki}$  необходимо округлить до целого числа.

Все рассчитанные значения необходимо свести в таблицу (табл. 41).


Таблица 41 - Результаты расчета трудоёмкости работ на этапах НИР

Содержание подэтапа		Tmin	tmax	t <sub>о</sub> ж <sub>і</sub>	Ч <sub>і</sub>	T <sub>р</sub>	T <sub>Кі</sub>
Получение и анализ задания	Рук.	1	2	1,4	2	0.7	1
	Студ.						
Утверждение технического задания	Студ.	18	20	18, 8	1	18.8	23
Подбор и изучение литературы	Рук.	3	6	4,2	2	2.1	3
	Студ.						
Разработка структурной Схемы	Студ.	18	22	19, 6	1	19.6	24
Разработка принципиальной схемы прибора	Рук.	12	14	12,8	2	6.4	8
	Студ.						
Расчет принципиальной Схемы	Студ.	15	17	15, 8	1	15.8	20
Разработка элементов конструкции измерителя диаметра	Рук.	2	3	2,4	2	1.2	1
	Студ.						
Безопасность и экономичность Производства	Студ.	10	14	11, 6	1	11.6	14
Подведение итогов	Студ.	5	7	5,8	1	5.8	7
Оформление отчетной документации о проделанной работе	Рук.	1	1	1	2	0.5	1
	Студ.						
Итого:	Рук.	85	106	93,4		10.9	14
	Студ.					82.5	102

На основе табл. 42 строится календарный план-график. График строится

Таблица 42 Календарный план – график проведения НИР

№ раб	Вид работ	Должность исполнителя	Тк, кал.дн.	Продолжительность выполнения работ, дни														
				февраль		март		апрель			май			июн				
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1			
1	Получение и анализ задания	Р, И	1															
2	Утверждение технического задания	И	18															
3	Подбор и изучение литературы	Р, И	5															
4	Разработка структурной схемы	И	18															
5	Разработка принципиальной схемы прибора	Р, И	12															
6	Расчет принципиальной схемы	И	15															
7	Разработка элементов конструкции измерителя диаметра	Р, И	2															
8	Безопасность и экономичность производства	И	10															
9	Подведение итогов	И	5															
10	Оформление отчетной документации о проделанной работе	Р, И	1															

 –руководитель

 –студент

#### 4.4.1 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

**Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования** получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования (см. табл. 42). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

*Интегральный финансовый показатель* разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (42)$$

Где:  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{ri}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения;

Таблица 43 научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты НТИ	37232.5
2. Затраты на специальное оборудование	28750
3. Затраты по основной заработной плате	89104.5
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	10692.5
5. Отчисления вовнебюджетные фонды	27044.9
6. Накладные расходызатраты на Электроэнергию	185.48
7. Бюджет затрат НТИ	193010

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} = \frac{160025.5}{193010} = 0.83$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{193010}{160025.5} = 1.21$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля).

### Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов

исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i; \quad (42)$$

Где:  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b_i^a, b_i^p$  – балльная оценка  $i$ -го варианта выполнения разработки, установленный экспертным методом согласно выбранной шкале оценок;

$n$  – число параметров сравнения.

Рекомендуется рассчитывать интегральный показатель ресурсоэффективности в виде таблицы (таблица 44).

Таблица 44 Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Факторы	Весовой коэффициент параметра	Исп.1		Исп.2	
		Б	$I_{pi}$	Б	$I_{pi}$
Конкурентоспособности					
Надежность	0,3	5	1,5	5	1,5
Быстродействие	0,1	4	0,4	3	0,3
Точность	0,1	5	0,5	4	0,4
Малогабаритность	0,4	5	2	4	1,6
Портативность	0,1	5	0,5	3	0,3
Итого	1,0		4,9		4,1



## Использование

1: Метод тени параллельного луча Использование;

2: Метод тени расходящегося луча;

$$I_{p-исп1} = 5*0,3 + 4*0,1 + 5*0,1 + 4*0,4 + 5*0,1 = 4,9;$$

$$I_{p-исп2} = 5*0,3 + 3*0,1 + 4*0,1 + 4*0,4 + 3*0,1 = 4,1$$

**Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки** ( $I_{исп.i}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{исп.1}^{Финр}} \cdot I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{исп.2}^{финр}}$$

$$I_{исп.1} = \frac{4,9}{0,83} = 5,90$$

$$I_{исп.2} = \frac{4,1}{1,21} = 3,38$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов реализации разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (см. Таблицу 45) и выбрать наиболее подходящий вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{ср}$ ):  $\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} = 1,74$

Таблица 45 Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0.83	1.21
2	Интегральный показатель ресурсо эффективности разработки	4.9	4.1
3	Интегральный показатель эффективности	5.90	3.38
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1.75	

При сравнении значений интегральных показателей эффективности можно получить, что теневой метод в параллельном пучке более эффективен в бакалаврской работе по технической задаче с точки зрения финансовой и ресурсной эффективности.

## **5. Социальная ответственность**

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [17].

К данному методу организации трудового процесса не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца [18;19].

Во избежание несчастных случаев рабочие места должны быть максимально защищены от воздействия неблагоприятных факторов и обеспечивать достаточный обзор рабочих зон [22].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [24].

#### **5.1.1 Производственная безопасность**

При основных технологических процессах на буровой установке имеет место проявление действия ряда опасных и вредных производственных факторов. В рамках данного раздела будут рассмотрены наиболее вероятные и пагубные. Опасные и вредные факторы предоставлены в таблице 46.

Таблица 46 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень вибрации	-	+	+	Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [25] Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования [25]
2. Повышенный уровень шума	-	+	+	Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ Р ИСО 9612-2013 Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах [26]
3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте	+	+	+	ПБ 08-624-03[27]
4. Повышенная загазованность рабочей зоны	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88[28] Требования к загазованности воздуха устанавливаются СанПиП 2.04.05-91 [35] Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования
5. Движущиеся части и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91[29]

### **5.1.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего**

#### **Повышенный уровень общей и локальной вибрации**

На буровой установке используются различные машины и механизмы, которые являются источниками вибрации (буровые насосы, вибросита, электромоторы и др.). Вибрации вызывают поражение нервной и сердечно-сосудистой систем, утомление, головные боли, тошноту, появление внутренних болей, ощущение тряски внутренних органов, расстройство аппетита, нарушение сна, а также спазмы сосудов.

Для снижения вредного воздействия вибраций на буровой необходимо использовать средства индивидуальной защиты, производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, своевременно смазывать вращающиеся детали, производить контроль за плотным креплением оборудования к основаниям, а также отдельных частей его между собой.

Допустимые уровни вибрации контролируются по ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования [25].

#### **Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума**

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др. В соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 9612-2011 производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА. Мерами для устранения негативного воздействия шума подразумевают использование наушников, вкладышей и коллективных средств защиты.[26].

## **5.2 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте**

Работа на буровой установке ведется круглосуточно, что указывает на недостаток естественной освещенности в ночное время суток. Конструкция БУ меняется в зависимости от метеоусловий, так, при повышенных ветровых нагрузках и сильно низких температурах установка имеет корпус закрытого типа, что вызывает недостаток естественной освещенности и днём.

Воздействие данного фактора может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека, вызывании усталости центральной нервной системы.

Согласно документу ГОСГОРТЕХНАДЗОРа России «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» рабочие зоны буровой площадки должны обеспечивать освещенность[27]:

- роторного ствола - 100 лк;
- пути движения талевого блока - 30 лк;
- помещения вышечного и насосного блоков - 75 лк;
- превенторной установки - 75 лк;
- лестниц, маршей, сходов, приемного моста - 10 лк;

### **Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны**

Запыленность и загазованность рабочей зоны на территории БУ возникает в результате работы бурового и вспомогательного оборудования, поступления пластовых флюидов из скважины, использовании химических реагентов при приготовлении буровых растворов. Загазованность может вызвать развитие различных заболеваний, раздражение, заболевание дыхательных путей. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), которые контролируются согласно требованиям ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице общие

санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [28]. ПДК вредных примесей в воздухе предоставлены в таблице 47.

Таблица 47 - ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м <sup>3</sup>	Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м <sup>3</sup>
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие: Углеводороды Диоксид серы	–	Пары нефти, бензина	10
	100	Сероводород	3
	10	Оксиды серы	10
	9000	Меркаптаны	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СанПиП 2.04.05-91 [35]. СИЗ органов дыхания - респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [21].

#### **Движущиеся части и механизмы**

На всех этапах работ на буровой площадке, работник подвержен риску механического воздействия, получения травм (ушибов, порезов, переломов). Каждый работник должен иметь соответствующую квалификацию, и выполнять только тот перечень работ, к которым имеется допуск.

Основным источником являются крупногабаритные вращающиеся механизмы и оборудование, а также транспортные средства.

Требования к работе с движущимися механизмами согласно ГОСТ 12.2.003-91: конструкция оборудования должна исключать возможность их самопроизвольного смещения, движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены, должны быть установлены защитные устройства: ограждения, концевые выключатели, ремонт и обслуживание проводятся только в отключенном состоянии, в зоне работы и обслуживания вывешиваются предупреждающие надписи и знаки, используются сигнальные цвета, согласно ГОСТ 12.4.026-2003.

Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: защитная каска, защитные очки, защитные сапоги [29].

### **5.3 Экологическая безопасность**

#### **Защита атмосферы**

Выполнение комплекса работ, связанных с бурением скважины, сопровождается воздействием машин и механизмов, технических сооружений и технологических процессов на окружающую среду. Основными источниками выбросов являются двигатели автотракторной техники и стационарных силовых установок.

При испытании скважины происходит загрязнение атмосферного воздуха продуктами сжигания получаемого природного газа, возможно загрязнение почвы нефтью.

Несомненно, наиболее разрушительное воздействие на окружающую среду происходит в период аварийных выбросов пластовых флюидов, а, следовательно, компонентов бурового раствора при неуправляемом фонтанировании.

Однако, уже до начала вскрытия продуктивных горизонтов скважина оборудуется специализированным противовыбросовым оборудованием, способным воспрепятствовать спонтанному фонтанированию скважины.

Прямой контроль загрязнения атмосферного воздуха включает в себя периодические измерения загрязнения воздушной среды на строительной площадке.

Нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ представлены в таблице 48.

Таблица 48 – Нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ.

Наименование вещества	Выброс веществ сущ. положение на 2018 г.		ПДВ	
	г/с	т/год	г/с	т/год
Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	0,0007120	0,002062	0,0007120	0,002062
диНатрий карбонат	0,0000001	0,000008	0,0000001	0,000008
Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	5,2702947	12,748897	5,2702947	12,748897
Азот (II) оксид (Азота оксид)	4,5373702	10,971262	4,5373702	10,971262
Углерод (Сажа)	0,9741292	2,230151	0,9741292	2,230151
Сера диоксид-Ангидрид сернистый	1,8478658	4,178052	1,8478658	4,178052
Дигидросульфид (Сероводород)	0,0001901	0,000142	0,0001901	0,000142
Углерод оксид	11,3476870	25,923429	11,3476870	25,923429
Метан	0,6261631	0,036454	0,6261631	0,036454
Бенз/а/пирен(3, 4-Бензпирен)	0,0000191	0,000047	0,0000191	0,000047
Ацетальдегид	0,0006600	0,057410	0,0006600	0,057410
Формальдегид	0,1913742	0,522241	0,1913742	0,522241
Керосин	4,8385052	11,244201	4,8385052	11,244201
Углеводороды предельные C12-C19	0,0370761	0,026619	0,0370761	0,026619
Пыль неорганическая: 70-20% SiO <sub>2</sub>	0,0249122	0,054976	0,0249122	0,054976

При разработке мероприятий по сокращению выбросов целесообразно учитывать следующие мероприятия общего характера: регулярный контроль за точным соблюдением регламента производства, регулярный контроль во времени за работой спецтехники и агрегатов, использование высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ, проектной документацией предусматривается контроль за герметичностью циркуляционной системы, шламовых и буровых насосов, трубопроводов водопароснабжения и другого технологического оборудования [30, 31].



## **Защита гидросферы**

В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными горизонтами, загрязняя их химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

Наибольший вклад в загрязнение поверхностных водных объектов обычно вносит сброс сточных вод и загрязняющих веществ с прилегающей к водному объекту территории.

Следовательно, в соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86[34] сброс сточных вод на рельеф должен отсутствовать. Сброс сточных вод в поверхностные водоемы проектом также не предусматривается.

Основными потенциальными источниками загрязнения водной среды являются: склады ГСМ, блоки приготовления буровых и технологических растворов, продукты испытания скважины и др. Попадание загрязняющих веществ в водоем (прямое или путем смыва с площадки водосбора) может происходить в результате их утечки через неплотности, нарушения обваловки, непосредственного сбора в окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций.

Мероприятиями, обеспечивающими рациональное использование и охрану подземных и поверхностных вод от загрязнения, являются:

- размещение площадки за пределами водоохраных зон водных объектов
- устройство обваловки площадки по периметру
- сбор поверхностных сточных вод с последующим вывозом на обезвреживание
- конструкция и обвязка бурового оборудования, исключающая утечки жидкости через сальниковые узлы при бурении
- предупреждение перетоков флюидов между пластами и через устья в

окружающую среду, за счёт надёжного разобщения водонефтегазосодержащих горизонтов;

- использование экологически малоопасных проектных рецептур буровых растворов по всем интервалам бурения;

- ведение мониторинга поверхностных и подземных вод

### **Защита литосферы**

При подготовке площадки для строительства скважин происходит вырубка деревьев, уничтожение или повреждение почвенного слоя, создание искусственных неровностей, засорение почвы производственным мусором и отходами. Во время бурения возможно загрязнение почвы химическими реагентами бурового раствора и углеводородами при их поступлении из скважины и аварийных разливах.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке [33]. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94[30]. Поверхность такой амбара подвергается технической и биологической рекультивации. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов [34]. По окончании бурения жидкие отходы должны утилизироваться путем их закачки в нефтесборный коллектор.

## 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 49.

Таблица 49 - Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

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

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [27]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

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

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [27]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [20].

**Выводы:** В ВКР были рассмотрены правовые нормы трудового законодательства и эргономические требования к проектируемой рабочей зоне. Анализированы и описаны вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть при строительстве скважины. Разработаны, обеспечивающие снижение влияние выявленных опасных и вредных факторов на работающих. Выявлены возможные источники загрязнения окружающей среды и пути их решения. Был произведен краткий анализ возможных ЧС, а также выявлены причины, последствия и меры по ликвидации наиболее вероятной чрезвычайно ситуации.

## **Заключение**

В выпускной квалификационной работе представлены технологические решения на строительство наклонно-направленной скважины, с длиной по стволу 1979 метров на газовом месторождении (*Сахалинская область*).

Все расчеты были произведены согласно типовым расчетным схемам и правилам.

В процессе проектирования был построен четырех-интервальный профиль скважины, для успешной его проводки было решено применять ротор под направление и отбор керна и винтовой забойный двигатель (ВЗД), для бурения интервалов под кондуктор, техническую и эксплуатационные колонны.

При расчете цементирования технической обсадной колонны, 500 -1610 метров, для безопасности и надежности было принято решение зацементировать техническую колонну до устья.

Литологическая характеристика разреза показала, что он мягк хомогенными породами, с слабтью и абразивностью. Было принято решение использовать биополимерный безглинистый буровой раствор, который используются для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хомогенных отложениях, а также наклонно-направленных участков скважин. Так же он отлично подойдет для отбора керна.

Так как продуктивный пласт имеет низкую проницаемость менее 0,79 мкм<sup>2</sup> и мягкие породы, в техническом задании было принято решение использовать пулевую перфорацию, для этого был запроектирован перфоратор ПВКТ 70. Так как протяжённость интервала перфорации более 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на НКТ.

В специальной части мы рассмотрели класс PDC долот их конструкции и особенности исполнения. Проанализировали расширители и импрегнированные вставки в PDC долота.

В результате выяснили, что, основным преимуществом бицентричных долот, над расширителями является то, что при бурении бицентричными долотами

получается достичь высокой механической скорости бурения.

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

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

## Список использованных источников

1. Бессон А. Новый взгляд на режущие элементы долот / А. Бессон, Б. Брюс, Э. Дрейк и др. // Нефтегазовое обозрение. – 2002. – Т.7 №2. – С. 4–31.
2. База поставщиков топливно-энергетического комплекса информация о партнерах компаний ТЭК [Электронный ресурс]. – Электронные данные. – Томск, 2020г. – [https://www.tek-all.ru/companies/127/serv\\_prod/p1471/](https://www.tek-all.ru/companies/127/serv_prod/p1471/).
3. Лебедев Л.В. Производство и испытание первых российских поликристаллических алмазных резцов для буровых долот / Л.В. Лебедев, А.Я. Закиров // ПРОНефть. Профессионально о нефти. – 2017. – №4. – С. 2-7.
4. Каталог буровых долот НПП «Буринтех» – 47 с.
5. Каталог буровых долот NewTech Services – 54 с.
6. Каталог буровых долот «Smith» – 47 с.
7. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm) (дата обращения: 30.05.2020).
8. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1983 N 82/5-87).
9. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.
10. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.
11. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.
12. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ.

13. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2003 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 30.06.2003). 3. Указ Президента РФ от 10 апреля 1997 г. № 1200;

14. Федеральный закон «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» от 17.12.2001 № 173-ФЗ.

15. ГОСТ 12.2.033-79 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».

16. ГОСТ 12.2.032-77 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»

17. МР 2.2.7.2129-07 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотопливаемых помещениях

18. ГОСТ 12.1.003-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

19. ГОСТ Р 12.4.213-99 (ИСО 4869-3-89) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества

20. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

21. РД 10-525-04 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.

22. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2005 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

23. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от



24.07.2011 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

24. ППБО-86 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.

25. Постановление Правительства Российской Федерации №390 от 25.04.2012 «О противопожарном режиме».

26. ГОСТ Р 12.3.050-2018 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности.

27. РД 39-133-20 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше.

28. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

29. РД 08-492-02 «Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов».

30. ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции».

## Приложения А

### Геологическая характеристика скважины

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент каверзности интервалов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве			Коэффициент каверзности интервала
от (кровля)	до (подошва)	Название	индекс	угол		азимут, град.	
				град	мин.		
14	865.8	Верхненутовский подгоризонт	$N_{1-2nt_2}$	7	10	-	до глубины 120 м - 1.00, ниже - 1.10
865.8	1619.5	Нижненутовский подгоризонт	$N_{1nt_1}$	2	7	-	1.10
1462.2	1587.8	Верхненутовский подгоризонт	$N_{1nt_1}$	2	7	-	1.10

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического разреза	Интервал, м		Горная порода	Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
$N_{1-2} nt_2$ пласты М-I (кровля)	14	525	Пески,песчаник, глины	пески серые, средне и крупнозернистые, кварцевые,рыхлые с единичным просодиями слабо уплотнённых песчаников и глин
$N_{1-2} nt_2$ пласты I-IX (кровля)	525	865	Пески,песчаник, глины	серые , средне - крупнозернистые, кварцевые, рыхлые, с редкими просодиями серых глин
$N_{1-2} nt_1$ пласты IX-XXI <sub>1</sub> Глинистый пласт	865	1610	песчаник,алевролиты,глина	серые, мелко - среднезернистые, слабо уплотнённые, серые, песчаные, серые, средне- мелкозернистые, хорошо отсортированные, алевроитовые, глинистые, серые , светло ,вверху - мягкие, слабо песчаные, внизу - плотные , аргиллитоподобные
$N_{1-2} nt_1$ Глинистый пласт, пласты XX <sub>3</sub> -XXI <sub>1</sub> Глинистый пласт, пласты	1462.2	1587.8	песчаник,алевролиты,глина	серые, мелко - среднезернистые, слабо уплотнённые, серые, песчаные, серые, средне- мелкозернистые, хорошо отсортированные, алевроитовые, глинистые, серые , светло ,вверху - мягкие, слабо песчаные, внизу - плотные , аргиллитоподобные

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, м.Дарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести $\frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$	Твёрдость $\frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
$N_{1-2} nt_2$ пласты М-I (кровля)	14	525	Пески, песчаник	-	-	-	-	-	-	-	-	-	М
$N_{1} nt_1$ , I-VIII; IX-XXI <sub>1</sub> (кровля)	525	1535	песчаник, алевролиты, глины	1.9-2.62	18.6-21.7	7.9-166	20-24	0.9-15.1	-	-	-	-	М
$N_{1} nt_1$ X XXX <sub>1</sub> -XXI <sub>1</sub> проект	1535	1610	песчаник, глины	2.02-2.62	24	294	18	10.8	-	-	-	-	М
$N_{1} nt_1$ кровля XX <sub>3</sub> -XXI <sub>1</sub>	1462	1535	песчаник, алевролиты, глины	1.9-2.62	18.6-21.7	7.9-166	20-24	0.9-15.1	-	-	-	-	М

Таблица А.3 – Прочие Осложнения

Интервал, м		Вид (название осложнения)	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
От (верх)	до (низ)		
140	1610.5	Желобообразования; Посадки и затяжки бурильной колонны во время спускоподъемных операций углах наклона ствола более 45 градусов; Обрушения шлама со шламовых наносов на стенках скважины в процессе бурения и спускоподъемных операций.	Заклинки бурильной колонны в желобных выработках; образование шламовых наносов в стволе скважины, ввиду недостаточной для выноса шлама проработки с промывкой снизу-вверх; см. таблицу 4.10
590	1610.5		

## Приложение Б

Таблица Б.1 – Проектируемые КНБК по интервалам бурения секции под направление 0 – 30 метров

№ п/п	Типоразмер, шифр	Масса,	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба низ	Тип соединения низ/Тип соединения верх	Сумм вес, т
		Кг				Резьба верх		
1	393,7НьюТек Сервисез	250	0,65	393,7	-	3-152	Нипель	0,250
	Переводник П- 177/171	93	0,517	225	100	3-177/3-171	Муфта/Муфта	0,093
	КЛС 390 М	515	2	390	80	3-177/3-177	Нипель/Муфта	0,261
	Переводник М- 171/161	61	0,538	225	73	3-171/3-161	Нипель/Муфта	0,061
	УБТС2-203	2568	12	203	80	3-161/3-161	Нипель/Муфта	2,568
	Переводник П- 161/163	90	0,53	225	76	3-161/3-163	Нипель/Муфта	0,09
	Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375	240	80	3-163/3-163	Нипель/Муфта	0,043
	Переводник П- 163/162	87	0,521	225	76	3-163/3-162	Нипель/Муфта	0,087
	СБТ ТБ ПК- 127х9,19 Е	31,2	13	127	108	3-162/3-162	Нипель/Муфта	0,472

Таблица Б.2 – Проектируемые КНБК по интервалам бурения секции под кондуктор 30 – 590 метров

2	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	35	0,4	295,3	-	3-152	Нипель	0,035
	Переводник П- 152/171	93	0,517	240		3-152/3-171	Муфта\Муфта	0,093
	К 295 М	93	0,9	295	80	3-152/3-152	Нипель/Муфта	0,138
	Д-240РС	2547	10,1	240		3-171/3-163	Нипель/Муфта	2,547
	Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48	240	55	3-163/3-163	Нипель/Муфта	0,105
	Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375	240	55	3-163/3-163	Нипель/Муфта	0,043
	Переводник П- 163/152	87	0,521	225	101	3-163/3-71	Нипель/Муфта	
	К 295 М	93	0,9	295	80	3-171 3-171	Нипель Муфта	0,138
	Переводник П- 171/161	87	0,521	225	101	3-171/3-163	Нипель/Муфта	0,087
	УБТС2-203	214	24	203	80	3-161/3-161	Нипель/Муфта	5,136
	Переводник П- 161/147	60	0,517	225	100	3-161/3-147	Нипель/Муфта	0,06
	УБТС2-178	156	6	178	80	3-147/3-147	Нипель/Муфта	0,936
	Переводник П- 147/162	63	0,527	225	100	3-147/3-162	Нипель/Муфта	0,063
	СБТ ТБПК-127x9,19 Е	31,2	383	127	108	3-162/3-162	Нипель/Муфта	13,519

Таблица Б.3 – Проектируемые КНБК по интервалам бурения секции под эксплуатационную колонну 590 – 1979 метров

3	БИТ 215,9 В 713 У	24	0,4	215.9		3-117	Нипель	0,024
	Переводник П-117/133	37	0,47	172	80	3-117/3-133	Муфта/Муфта	0,037
	К 215 М	62	0,4	215	70	3-117/3-117	Нипель/Муфта	0,058
	Переводник М 133-117	30	0,46	172	80	3-133/3-117	Нипель/Муфта	0,03
	ДРУ2-178РС	1669	5	178		3-117/3-133	Нипель/Муфта	1,669
	Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84	172	66	3-133/3-133	Нипель/Муфта	0,103
	Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93	172	55	3-133/3-133	Нипель/Муфта	0,098
	Переводник П-133/147	31	0,51	172	78	3-133/3-147	Нипель/Муфта	0,031
	УБТС2-178	156	42	178	80	3-147/3-147	Нипель/Муфта	6,552
	Переводник П-147/162	63	0,527	171,4	80	3-147/3-162	Нипель/Муфта	0,063
	СБТ ТБПК-127х9,19 Е	31,2	1922	127	108,6	3-162/3-162	Нипель/Муфта	40,872

Таблица Б.4 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
Бурение	0	1979	ПК-127х9,19 Е	127	Е	9,19	3-162	1922	60,02	69,56	1,91	2,01



Таблица Б.5 – Результаты расчета потребного объема бурового раствора

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
От	До					
0	30	30	393,7	-	1,1	7,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 0,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 4,2
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> = 0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>2</sub> = 11,2
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						<b>V<sub>бр</sub> = 57,5</b>
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
От	До					
30	560	530	295,3	303,9	1,1	50,0
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 4,0
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 31,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> = 2,1
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>2</sub> = 62,5
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						<b>V<sub>бр</sub> = 63,7</b>
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						<b>V<sub>3</sub> = 126,2</b>
Тех. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
От	До					
560	1610	1050	215,9	224,5	1,1	130,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 2,4
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 87,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> = 9,6
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>2</sub> = 162
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						<b>V<sub>бр</sub> = 203,7</b>
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						<b>V<sub>3</sub> = 365,7</b>

Таблица Б.6 – Результаты расчеты потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Итого	
			кг	Кг	уп	Кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг
Бентонит	Структурообразователь	1000	3730	4	–	–	–	–	–	–	3730	4
Карбонат натрия Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Регулятор жесткости	25	48	2	161	7	205	9	108	5	522	21
NaOH	Регулятор Ph	25	43	5	90	4	116	5	61	3	309	13
ИКД	Понизитель вязкости	200	53	1	-	-	-	-	-	-	53	1
NaCl	Ингибитор	25	–	–	20064	803	25687	1028	13496	540	59247	2371
ПАЦ ВВ	Регулирования фильтрации и вязкости	25	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ПАЦ НВ	Регулирования фильтрации, без влияния на реологию	25	–	–	3411	137	4367	175	2294	92	10072	403
Смазка (биолуб green)	Снижение коэффициента трения	160	–	–	4013	25	5137	33	2699	17	11849	75
Ксантановая смола (TechnoGEL)	Структурообразователь	25	–	–	702	29	899	45	486	24	2087	84
Пенегаситель (ПЕНТА 461)	Предотвращение пенообразования	200	–	–	80	4	103	1	54	1	237	2
CaCO <sub>3</sub>	Утяжелитель	1000	–	–	10232,64	11	13100	14	45346,56	46	68680	67
Бактерицид	Предотвращение биоразложения	1000	–	–	80,256	1	103	1	54	1	237	1

## Приложение Т

Таблица Т.1 – Нормативная карта строительства скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление									
Бурение	393,7 НьюТек Сервисез	0	30	525	0,02	30	1	1	0,75
Промывка (ЕНВ)									0,055
СПО и наращивание (ЕНВ)									0,7
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									0,9
Смена вахт									0,1
Ремонтные работы									0,3
Итого									8,835
Кондуктор									
Бурение	БурТех 15 1/2" БТ6916МА-095	30	590	500	0,027	590	2	16,63	16,63
Промывка (ЕНВ)									0,4
СПО и наращивание (ЕНВ)									4,04
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									4,3

Продолжение таблицы Т.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									4,1
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,3
Крепление (ЕНВ)									24,8
Смена вахт									0,5
Ремонтные работы									1,82
Итого									50,94
Эксплуатационная колонна									
Бурение	БИТ 215,9 В 516 У	590	1610	1979	0,07	1610	1	158,06	158,06
Промывка (ЕНВ)									1,1
СПО и наращивание (ЕНВ)									14,3
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									6,75
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,94
Крепление (ЕНВ)									35,6
Смена вахт									1,1
Ремонтные работы									4,2
ГТИ									6,8
Итого									228,85
Итоговое время на бурение									296,8
Подготовительные работы									87
Вышкомонтажные работы									1198

Таблица Т.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб.	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4	516,6	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	–	–	0,37	51,13	2,18	301,25	5,85	808,41	6,6	912,05
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	15,34	–	90,38	–	242,52	–	273,62
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	17,95	4	71,8	–	0	–	0	–	0	–	0
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	–	–	0,37	5,33	2,18	31,39	5,85	84,24	6,6	95,04
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	1,6	–	9,42	–	25,27	–	28,51
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,44	0,37	93,56	2,18	551,23	5,85	1479,2	6,6	1668,88

Продолжение таблицы Т.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	1443	4	5772	0,37	533,91	2,18	3145,74	5,85	8441,6	6,6	9523,8
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	244,6	–	–	–	0	–	0	–	0	6,6	1614,4
Прокат ВЗД	сут	175,44	–	–	–	0	2,18	382,46	5,85	1026,3	–	0
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут	240,95	–	–	–	0	2,18	525,27	5,85	1409,6	–	0
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	15,7	–	–	0,37	5,81	2,18	34,23	5,85	91,85	6,6	103,62
Эксплуатация ДВС,	сут	10,9	–	–	0,37	4,03	2,18	23,76	5,85	63,77	6,6	71,94
Плата за подключенную мощность	сут	149,48	–	–	0,37	55,31	2,18	325,87	5,85	874,46	6,6	986,57
Эксплуатация спецтранспорта	сут	177,6	4	710,4	0,37	65,71	2,18	387,17	5,85	1038,9	6,6	1172,2

Продолжение таблицы Т.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>Зависящие от объема работ</b>												
Бентонит	уп	6,1	–	–	4	24,32	–	–	–	–	–	–
Карбонат натрия Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	уп	20,4	–	–	2	40,82	7	142,87	9	–	5	102,05
NaOH	уп	4,6	–	–	5	22,95	4	18,36	5	22,95	3	13,77
ИКД	уп	2,8	–	–	1	2,8	–	–	–	–	–	–
KCl	уп	4,4	–	–	–	–	803	3533,2	1028	4523,2	540	2376
ПАЦ ВВ	уп	12,2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ПАЦ НВ	уп	9,06	–	–	–	–	137	1241,22	175	1585,5	92	834,1
Смазка (биолуб green)	уп	8,1	–	–	–	–	25	201,75	33	266,31	17	137,2
Ксантановая смола (TechnoGEL)	уп	21,1	–	–	–	–	29	611,61	45	949,05	24	506,2
Пенегаситель (ПЕНТА 461)	уп	408,3	–	–	–	–	4	1633,04	1	408,26	1	408,26
Бактерицид (Септор БДУ-500)	уп	559,7	–	–	–	–	1	–	1	559,63	1	559,6
CaCO <sub>3</sub>	уп	13,9	–	–	–	–	11	–	14	194,32	46	638,5
Долото 490 Глобур	шт	1985,7	–	–	1	1986,1	–	–	–	–	–	–

Таблица Т.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб измерения	Направление		Кондуктор		ТК		ЭК	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
<b>Затраты, зависящие от времени</b>										
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,2	0,75	103,64	1,15	158,92	1,35	186,56	1,78	245,98
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	0,75	10,80	1,15	16,56	1,35	19,44	1,78	25,63
Социальные отчисления, 30%				3,24		4,97		5,83		7,69
Содержание бурового оборудования	сут	252,9	0,75	189,65	1,15	290,79	1,35	341,36	1,78	450,1
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут									
		22,9	0,75	17,15	1,15	26,29	1,35	30,86	1,78	40,69
Эксплуатация ДВС,	сут	10,9	0,75	8,18	1,15	12,54	1,35	14,72	1,78	19,3
Плата за подключенную мощность	кВт/сут т	149,5	0,75	112,11	1,15	171,90	1,35	201,80	1,78	266,07
Эксплуатация спецтранспорта	сут	178,1	0,75	133,1	1,15	204,24	1,35	239,76	1,78	316,13
<b>Затраты, зависящие от объема работ</b>										
Обсадные трубы 426x10 Д	т	2,13	731,8	–	–	–	–	–	–	2,13
Обсадные трубы 323,9x9,5 Д	т	–	–	50,616	17431,14	–	–	–	–	–



Продолжение таблицы Т.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Обсадные трубы 245x8,9 Д	т	–	–	–	–	93,2	32203,3	–	–	–
Обсадные трубы 168,3x8	т	–	–	–	–	–	–	91,44	31582,58	–
БКМ-446	т	1	142,57	–	–	–	–	–	–	1
ЦКОДМ-425	шт	1	398,94	–	–	–	–	–	–	1
ПЦ-426/491	шт	4	126,40	–	–	–	–	–	–	4
ПРП-Ц-426	шт	1	70,45	–	–	–	–	–	–	1
БКМ-322	шт	–	–	1	74,77	–	–	–	–	–
ЦКОДМ-324	шт	–	–	1	142,00	–	–	–	–	–
ЦТГМ-324/394	шт	–	–	21	735,00	–	–	–	–	–
ПЦ-324/394	шт	–	–	8	252,80	–	–	–	–	–
ПРП-Ц-324	шт	–	–	1	35,40	–	–	–	–	–
БКП-Вр-146	шт	–	–	–	–	–	–	1	80,70	–
ЦКОДУ-146	шт	–	–	–	–	–	–	1	63,00	–
ПЦ-2-146/216	шт	–	–	–	–	–	–	61	1018,70	–
ЦТГ-146/216	шт	–	–	–	–	–	–	42	846,72	–
ПРП-Ц-Н 129,1	шт	–	–	–	–	–	–	1	17,70	–
ПРП-Ц-В 129,1	шт	–	–	–	–	–	–	1	9,84	–
МБП-С	шт	545,31	390	406,26	280,32	246,3	169,9	94	64,86	565,3
МБП-МВ	шт	450,68	441,7	346,66	339,7268	211,25	207	109,66	107,5	450,68
ПЦТ - II – 50	шт	6,54	189	9,4	271,66	–	–	–	–	6,54
ПЦТ - III - Об (4) – 51	шт	–	–	31,68	855,36	–	–	–	–	–
ПЦТ - II - Об(4) – 51	шт	–	–	–	–	5,86	179,3	28,1	858,3	–
ПЦТ - II – 51	шт	–	–	–	–	26,41	749,4	14,11	400,2	–

Продолжение Т.3

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>
НТФ	кг	2,8	3,4	23,3	26,9568	15,6	18,2	20,47	23,949 9	2,8
Итого затрат на крепление по этапам	кг	–	3103,3	–	21379,0	–	36321	–	36520 ,1	–
Итого затрат на крепление	т	97323								

Таблица Т.4 – Сводный сметный расчет

Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1985 года, руб	Стоимость в текущих ценах, ру
1	2	3
1. Подготовительные работы к строительству скважины		
Обустройство площадки	64 931	17 216 986
Рекультивация перед планировкой	16 584	3 615 312
Итого		20 832 298
2. Строительство и монтаж бурового оборудования		
Строительство и монтаж	142 221	31004178
Разборка и демонтаж	13 084	2852312
Итого		33856490
3. Бурение и крепление скважины		
Бурение скважины	85 786	18701357
Крепление скважины	97 323	21216366,04
Итого		39917723
4. Испытания скважины на продуктивность		
Испытание по окончанию бурения	32 548	7095464
Итого		7095464
5. Промыслово-геофизические работы		
Затраты на промыслово-геофизические работы	22145	4827610
6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (5,4% от пунктов 1 и 2)	12788,334	2787856,8
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	947,284	206507,9
Эксплуатация котельной и паровой установки	30 255	6595590
Итого		9589955,1
Итого прямых затрат		116 119 539
7. Накладные расходы		
Накладные расходы (25% на итог прямых затрат)	133164,6	29029884,91
8. Плановые накопления;		
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)	46607,6	10160459,71
9. Прочие работы и затраты		
Зарплаты, надбавки	54645,86	11912797,48
Транспортировка буровых бригад	4632,5	1009874,2

Продолжение таблицы Т.6

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
Сооружение водяной скважины	4746,92	1034828,56
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)	1424,8613	310 620
Амортизация жилого городка	1365,9	297764,02
Итого		14 565 884
10. Резерв средств на непредвиденные расходы		
Затраты на непредвиденные работы и затраты (5% от пунктов 1-9, за вычетом транспортировки бригад)	38962,332	8493788,4
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		178 369 556
ВСЕГО с учетом НДС (18%)		210476076,4