

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 С            ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА КОВАЧИНСКУЮ СВИТУ            ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>

УДК 622.243.23-024.17(1-198.6)

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Щепетков Михаил Сергеевич		

#### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		

#### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	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:

Руководитель ООП	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»)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
 Бурение нефтяных и газовых скважин  
 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	Щепеткову Михаилу Сергеевичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Ковачинскую свиту газоконденсатного месторождения

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

##### Исходные данные к работе

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

1. Геологические условия бурения
2. Особые условия бурения: –
3. Интервал отбора керна: -
4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком
5. Данные по профилю:  
 Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр.  
 Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр,  
 зону установки ГНО выбрать. Максимальная

	<p>интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м</p> <p>6. Отход / длина горизонтального участка ствола: 900 метров / 500 метров</p> <p>7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать</p> <p>8. Диаметр хвостовика: 140 мм</p> <p>9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый</p> <p>10. Конструкция забоя (выбрать): фильтр и манжетное цементирование 200 м от забоя до головы хвостовика</p> <p>11.Способ освоения скважины: ГРП в зоне фильтра, МГРП в зацементированной зоне</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>	<p>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ</p> <p>1.2. Геологические условия бурения</p> <p>1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)</p> <p>1.4. Зоны возможных осложнений</p> <p>1.5. Исследовательские работы</p> <p>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</p> <p>2.2. Обоснование конструкции скважины</p> <p>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</p> <p>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4. Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины</p> <p>2.3. Углубление скважины</p> <p>2.3.1. Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4. Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1. Расчет обсадных колонн</p> <p>2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины</p> <p>2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн</p> <p>2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов</p> <p>2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объёма буферной, продавочной жидкостей</p> <p>2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины</p>

	2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<b>Спицына Любовь Юрьевна</b>
<b>Социальная ответственность</b>	<b>Фех Алина Ильдаровна</b>

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**


<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Щепетков Михаил Сергеевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: Бакалавриат  
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2021	1 Общая и геологическая часть	5
27.03.2021	2. Технологическая часть проекта	40
10.04.2021	3. Методы снижения трения при бурении скважин с большим отходом от вертикали	15
24.04.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2021	5. Социальная ответственность	15
28.05.2021	6. Предварительная защита	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Щепеткову Михаилу Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

<b>Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины (пласт Р2) с горизонтальным окончанием на Ковачинскую свиту газоконденсатного месторождения</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объект исследования: технический проект на строительство наклонно-направленной скважины</i>  <i>Область применения: Камчатский край</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ТК РФ Статья 297;</li> <li>– ТК РФ Статья 298;</li> <li>– ТК РФ Статья 299;</li> <li>– ТК РФ Статья 302;</li> <li>– ГОСТ 12.2.049-80;</li> <li>– СанПиН 1964-79;</li> <li>– ГОСТ 12.2.032-78;</li> <li>– СП 2.2.2.1327-03.</li> </ul>
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенный уровень общей и локальной вибрации;</li> <li>– Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума;</li> <li>– Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте;</li> <li>– Повышенная запыленность и</li> </ul>

	загазованность рабочей зоны – Движущиеся части и механизмы.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Атмосфера: – Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей; – Выбросы при ГНВП. Гидросфера: – Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом. Литосфера: – Вырубка деревьев; – Повреждение или уничтожение почвенного слоя; – Засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные ЧС: – ГНВП; – Пожары и взрывы на БУ; – Лесные пожары; – Взрывы и возгорание ГСМ. Наиболее типичная ЧС: – ГНВП.

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	Щепетков Михаил Сергеевич		



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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7В	Щепеткову Михаилу Сергеевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Бурение нефтяных и газовых скважин

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметы на строительство скважины</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы, согласно справочникам единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20% Страховые взносы 30% Налог на добавленную стоимость 20%</i>

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>1. Основные направления деятельности и организационная структура предприятия</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>2. Нормативная карта строительства скважины</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины</i>

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

1. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>
2. <i>Нормативная карта</i>
3. <i>Расчет сметы на строительство скважины</i>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б7В	Щепетков Михаил Сергеевич		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 118 страницы, 32 таблицы, 16 рисунков, 32 литературных источника, 5 приложений.

Ключевые слова: бурение, проектирование, горизонтальная скважина, хвостовик, газоконденсат.

Объектом исследования является газоконденсатное месторождение Камчатского края.

Целью работы является проектирование наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком с применением хвостовика.

Цель работы достигается путем выполнения ряда задач:

- 1) анализ технической документации, отраслевых норм и правил при проектировании строительства скважины;
- 2) анализ геологических условий бурения;
- 3) проектирование профиля скважины согласно требованиям технического задания;
- 4) выбор и расчёт оптимальных параметров конструкции скважины;
- 5) проектирование бурильной колонны, компоновки низа бурильной колонны, обсадной колонны;
- 6) проектирование процессов крепления и заканчивания скважины.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 3206 метров, мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважины и техническом сопровождении этих процессов.

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

## **Определения, обозначения, сокращения**

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

**ГНО** – глубинно-насосное оборудование;

**ГНВП** – газонефтеводопроявление;

**ПГМЦ** – пакер гидравлический для манжетного цементирования;

**ВЗД** – винтовой забойный двигатель

**СНС** – статическое напряжение сдвига;

**ПРИ** – породоразрушающий инструмент;

**КНБК** – компоновка низа бурильной колонны;

**УБТ** – утяжеленная бурильная труба;

**БТ** – бурильная труба;

**НУБТ** – немагнитная утяжеленная бурильная труба;

**ГРП** – гидроразрыв пласта;

**НТФ** – нитрилотриметилфосфоновая кислота;

**МГРП** – многостадийный гидравлический разрыв пласта;

**КПД** – коэффициент полезного действия;

**ГСМ** – горюче-смазочные материалы;

**БР** – буровой раствор;

**КРС** – капитальный ремонт скважин;

**ПВО** – противовыбросовое оборудование;

**ТК** – техническая колонна;

**ЭК** – эксплуатационная колонна;

**ПП** – продуктивный пласт.

## Оглавление

Введение	15
1 Общая и геологическая часть.....	17
1.1 Геологические условия бурения.....	17
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения.....	19
1.3 Зоны возможных осложнений.....	19
2 Технологическая часть.....	20
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины.....	20
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	22
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	22
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	22
2.2.3 Определение числа колонн и глубины их спуска.....	23
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	25
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	25
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн.....	26
2.3 Проектирование процессов углубления.....	27
2.3.1 Выбор способа бурения.....	27
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	28
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото.....	29
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	29
2.3.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора.....	30
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	32
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны.....	34
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	37
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	41

2.4	Проектирование процессов заканчивания скважин .....	43
2.4.1	Расчет обсадных колонн на прочность .....	43
2.4.2	Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	50
2.4.3	Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	53
2.4.3.1	Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов .....	55
2.4.1	Проектирование процессов испытания и освоения скважины.....	59
2.5	Выбор буровой установки .....	60
3	Способы уменьшения трения при бурении скважин с большим отходом от вертикали б1	
3.1	Трудности бурения скважин с большим отклонением по вертикали. б1	
3.2	Обзор методов снижения трения при бурении скважины с большим отходом от вертикали.....	64
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	70
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия .....	70
4.1.1	Основные направления деятельности предприятия .....	70
4.1.2	Организационная структура предприятия.....	71
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.....	72
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	72
4.3	Линейный календарный график выполнения работ .....	78
4.4	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли	79
5	Социальная ответственность.....	81
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	81

5.2	Производственная безопасность.....	83
5.3	Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего .....	84
5.3.1	Повышенный уровень общей и локальной вибрации .....	84
5.3.2	Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	85
5.3.3	Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте .....	86
5.3.4	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.....	87
5.3.5	Движущиеся части и механизмы .....	88
5.4	Экологическая безопасность.....	89
5.4.1	Защита атмосферы.....	89
5.4.2	Защита гидросферы.....	90
5.4.3	Защита литосферы.....	90
5.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	92
	Заключение	93
	Список использованной литературы.....	96
	Приложение А.....	99
	Приложение Б .....	106
	Приложение В.....	108

## Введение

В современном мире, наклонно-направленное и горизонтальное бурение активно набирает обороты. Компании по всему миру продолжают ежегодно увеличивать долю сооруженных горизонтальных скважин. К примеру, в российской компании «Газпромнефть» процент горизонтальных скважин на 2020 год составлял 86,7% от общего объёма эксплуатационного бурения.

Исходя из расчётов финансового менеджмента, представленных в данной работе, строительство наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием весьма затратно, и может достигать сотни миллионов рублей. Несмотря на высокую стоимость, горизонтальное бурение всё больше выходит из рамок ситуационного выбора, к обычной практике. Всё это обуславливается увеличением площади дренирования пласта и площади контакта ствола скважины с продуктивным пластом, и как следствие, более высоких дебитах.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка технологических решений по строительству наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Ковачинскую свиту газоконденсатного месторождения.

В разрезе скважины присутствует 5 водоносных пластов и 1 газоносный пласт.

Средние дебиты по целевому пласту, не превышают 100 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Возможные осложнения по разрезу включают в себя поглощения бурового раствора в верхних интервалах скважины до глубины 860 метров. Также возможны осыпи и обвалы стенок скважины от устья до шапки целевого пласта. Также, в разрезе присутствуют прихватоопасные зоны и участки возможного нефтегазоводопроявления при несоблюдении проектных показателей бурового раствора.

В процессе вскрытия гравийно-галечных отложений возможно грифообразование на интервале 5-10 метров относительно устья.



## **1 Общая и геологическая часть**

### **1.1 Геологические условия бурения**

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице А.1 приложения А.

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

Сведения о физико-механических свойствах горных пород по разрезу скважины представлены в таблице А.3 приложения А.

Прогноз температур и давлений по разрезу скважины отображены в таблице 1.

Разрез скважины представлен породами от мягких до твёрдых, поэтому необходимо проектировать соответствующий породоразрушающий инструмент для каждого интервала, позволяющий бурить в определённой категории прочности и абразивности пород.

Продуктивный пласт – ковачинская свита сложена туфопесчаниками, туфоалевролитами, туфоагриллитами, гравелитами плотностью от 2,3 до 2,8 г/см<sup>3</sup>. Максимальная температура наблюдается на интервала продуктивного пласта - 100°С.

Аномально высокие давления по разрезу скважины отсутствуют. Интервалов несовместимых по условию бурения согласно градиентам пластового и давления гидроразрыва пород не наблюдается.

Однако, в разрезе присутствует большое количество участков осложнений, что подразумевает проектирование технической колонны. Также, стоит придерживаться рекомендаций по поддержанию проектных значений плотности бурового раствора.

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент				Температура
			Пластового давления	Порового давления	Гидроразрыва пород	Горного давления	
	от (верх)	до (низ)	кгс/см <sup>2</sup> на м	кгс/см <sup>2</sup> на м	кгс/см <sup>2</sup> на м	кгс/см <sup>2</sup> на м	°С
1	2	3	4	5	6	7	8
Q	0	110	0,1	0,1	0,152	0,2	12
N <sub>2em</sub>	110	860	0,1	0,1	0,152	0,2	30
N <sub>1er</sub>	860	1290	0,103	0,103	0,155	0,21	50
N <sub>1et</sub>	1290	1750	0,104	0,104	0,155	0,22	70
N <sub>1il+kk</sub>	1750	2030	0,104	0,104	0,160	0,23	81
N <sub>1kl</sub>	2030	2350	0,104	0,104	0,170	0,23	94
P <sub>2</sub>	2350	2550	0,105	0,105	0,170	0,23	100

## 1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Газоводоносность по разрезу скважины представлена в таблице 2 и 3

Таблица 2 – Водоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут
от	до			
0	110	поровый	1,0	-
110	860	поровый	1,003	-
900	1290	поровый	1,003-1,011	80
1290	1750	поровый	1,008	80
2450	2520	поровый	1,016	1,2-2,3

Таблица 3 – Газоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Относительная плотность по воздуху
от	до			
2350	2450	поровый	100.000	0,616

## 1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезе представлены в таблице А.4 приложения А.

Осложнения в виде осыпей и обвалов наблюдаются в интервале с 0 метров до шапки газового целевого пласта 2350 метров и являются наиболее распространёнными в разрезе наряду с ГНВП. Вид наиболее часто проявляемого флюида – вода. Потенциально проявляющий продуктивный пласт не содержит сероводорода. При несоблюдении проектных параметров бурового раствора и увеличении репрессии на пласт > 20% сверх гидростатического давления, возможны поглощения бурового раствора. В разрезе присутствуют прихватоопасные зоны, которые могут появиться вследствие обвала неустойчивых пород или перепада давления и желообразования.

## **2 Технологическая часть**

### **2.1 Обоснование и расчет профиля скважины**

Согласно техническому заданию по проектированию профилю, необходимо соблюдать следующие параметры траектории: Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 градусов. Максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более 60 градусов. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м.

Отход / длина горизонтального участка ствола: 900 метров / 500 метров.

Проектируется пяти интервальный профиль скважины, данные проектирования представлены в таблице Б.1 приложения Б. Спроектированный профиль скважины представлен на рисунке 1.

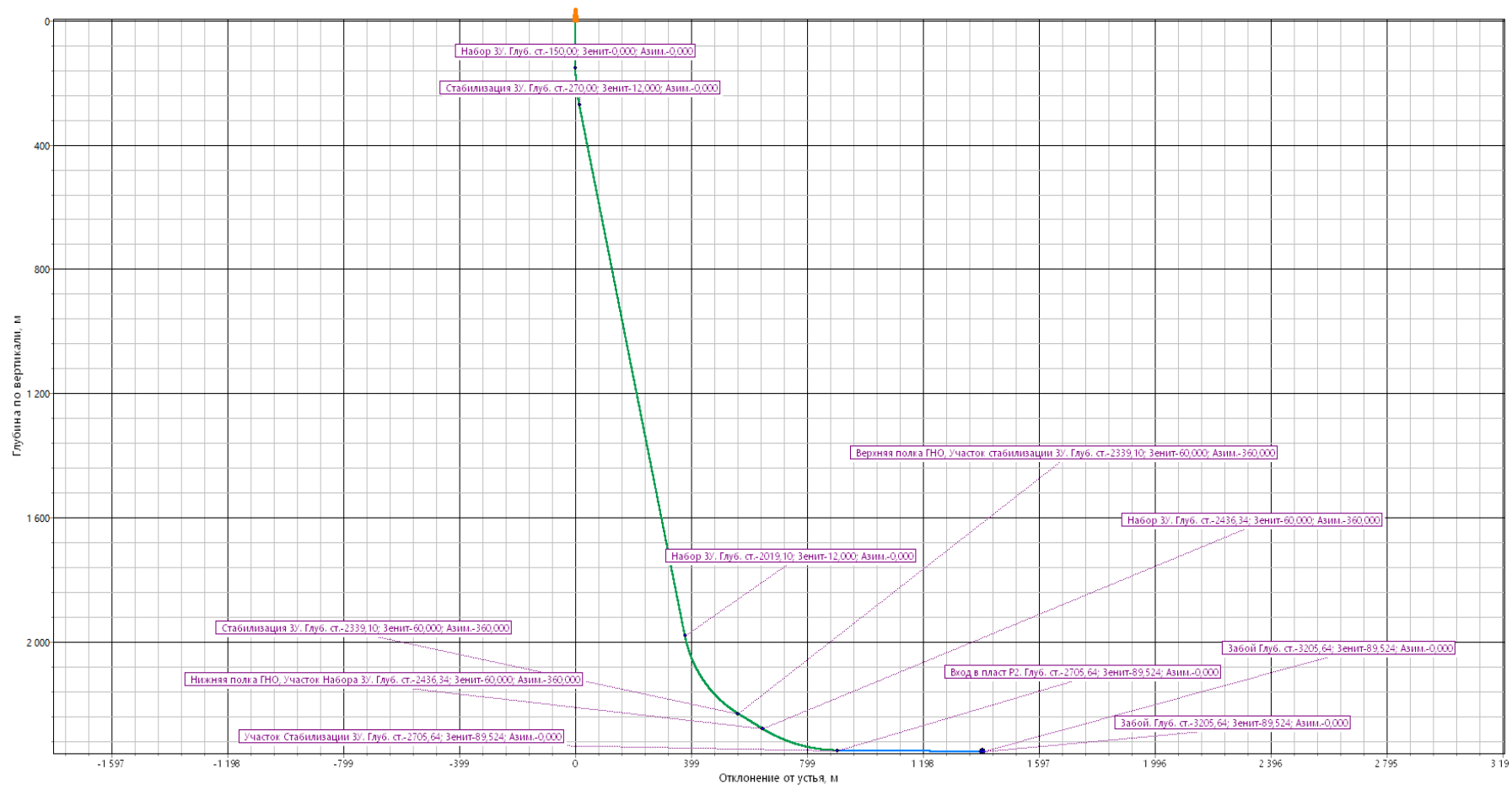


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

## **2.2 Обоснование конструкции скважины**

### **2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя**

Согласно техническому заданию, выбираем открытый тип забоя с манжетно-цементируемым фильтр-хвостовиком (200м от забоя скважины до головы хвостовика). Диаметр хвостовика – 140мм.

Проектируется муфта манжетного цементирования ММЦ1.140, предназначенная для манжетного цементирования обсадных колонн и хвостовиков.

Выбираем подвеску ПХРЦ 102/140, предназначенную для спуска, подвески и герметизации хвостовика в скважине. Данный тип подвески имеет в своём составе ПГМЦ, обеспечивающий герметизацию межтрубного пространства. В нашем случае манжетного цементирования, ПГМЦ следует активировать путём пуска шара и его прокачки до посадки в седло пакера.

### **2.2.2 Построение совмещенного графика давлений**

Основная цель совмещенного графика давлений – выявить потенциально несовместимые по условию участка бурения. [1]

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.

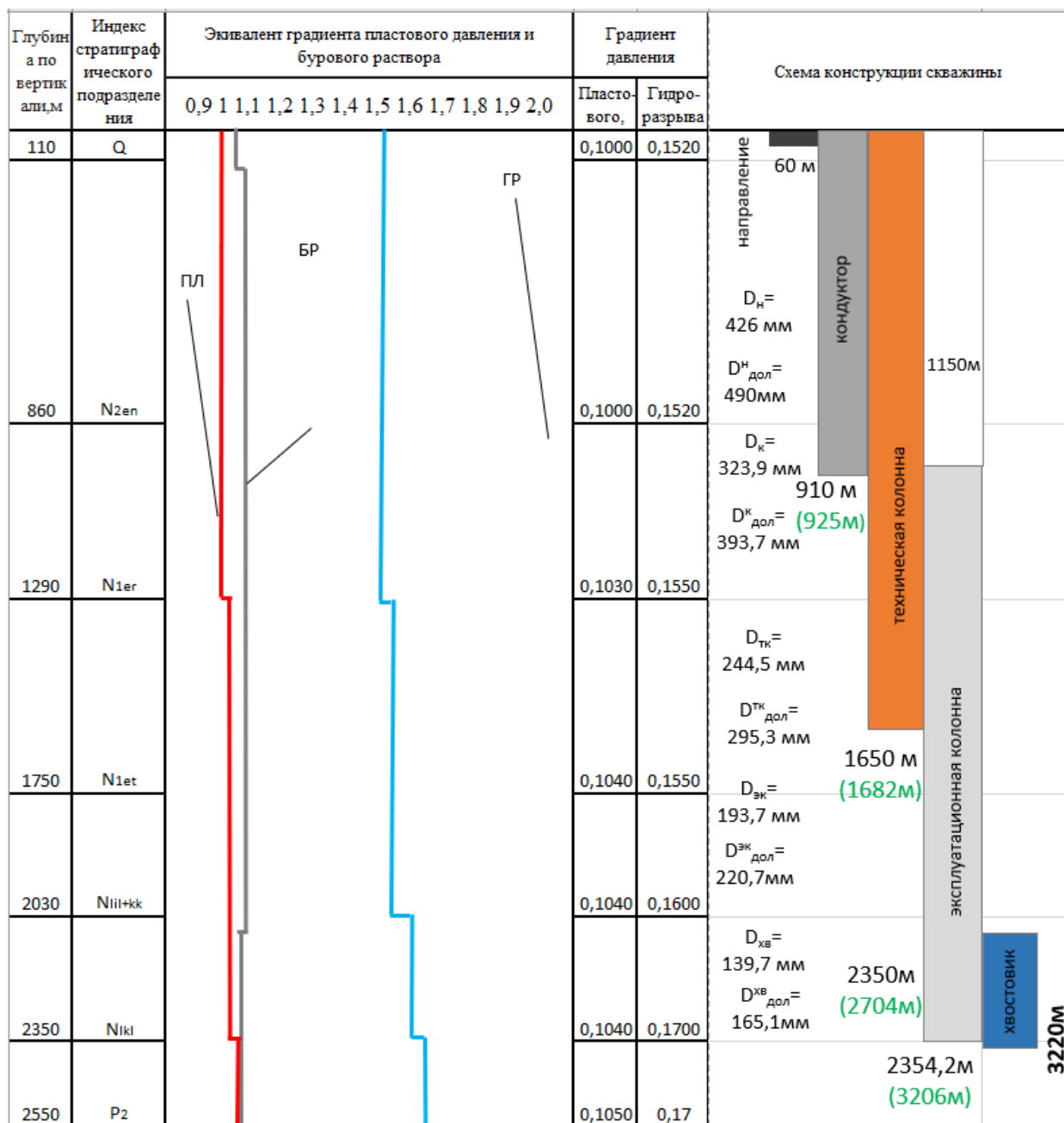


Рисунок 2 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Анализ графика показывает, что несовместимые по условию бурения интервалы отсутствуют.

### 2.2.3 Определение числа колонн и глубины их спуска

Берём рекомендуемое, достаточное, по всемирному опыту бурения значение 60 м для направления.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент

пластового давления, градиент давления гидроразрыва. Согласно данным по разрезу скважины, на глубине от 2350 м до 2450 по вертикали располагается газовый пласт. Соответственно, необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны для данного продуктивного пласта и выбрать принимаемую глубину кондуктора.

Таблица 4 – Расчет глубины спуска кондуктора

Параметр	Значение параметра
Индекс пласта	P <sub>2</sub>
Глубина кровли, м	2350
Градиент пластового давления, кгс/см <sup>2</sup> на м	0,104
Градиент давления гидроразрыва, кгс/см <sup>2</sup> на м	0,155
Относительная плотность газа по воздуху	0,616
<b>Расчетные значения</b>	
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	244,4
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	255,75
Значение параметра e <sup>s</sup>	1,04
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	234,08
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м	1650
Требуемый запас	1,09
Окончательная глубина спуска колонны, м	1650

Расчётная величина 1650 м превышает максимально-допустимую глубину спуска кондуктора. Исходя из этого, принимаем решение спускать кондуктор на 910 м, для перекрытия первичных возможных осложнений в виде поглощений бурового раствора и техническую колонну на глубину 1650 м для предотвращения осыпей и обвалок стенок скважины.

При наличии хвостовика в конструкции скважины, эксплуатационную колонну рекомендуется спускать до входа в пласт – 2704 м.

Интервал спуска хвостовика обоснован совокупностью нескольких факторов: необходимая протяженность горизонтального участка ствола, а также согласно правилам нефтяной и газовой промышленности, подвесное и герметизирующее устройство потайной колонны должно устанавливаться выше башмака предыдущей



колонны не менее чем на 250 м для газовых скважин [2]. Итоговый интервал спуска хвостовика 2450-3206 м (по стволу).

#### 2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности»:

- направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0-60 м и 0-925 м соответственно;
- техническая и эксплуатационная колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на 500 м – 425-1682 м и 1182-2704 м соответственно.
- Хвостовик цементируется манжетным способом от забоя до головы хвостовика на 200м (3006-3206м).

#### 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		внешний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр долота на интервале, мм
	расчетная по вертикали	запроектированная по вертикали	расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	60	60	60	60	0-60	0-60	426,0	490,0
Кондуктор	1650	910	1682	925	60-910	120-925	323,9	393,7

Продолжение таблицы 5

Техническая колонна	1650	1650	1682	1682	910-1650	925-1682	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2350	2350	2704	2704	1161-2350	1182-2704	193,7	220,7
Хвостовик	2354	2354	3206	3206	-	3006-3206	139,7	165,1

**2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн**

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны  $P_{оп}$ , которое должно превышать возможное давления, возникающее при ГНВП и открытых фонтанов и определяется по формуле:

$$P_{он} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (1)$$

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

$P_{ГНВП}$  – давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{МУ}, \quad (2)$$

где  $P_{МУ}$  – максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для газовой скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{МУ} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (3)$$

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

$s$  – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot H, \quad (4)$$

где  $H$  – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м;

$\gamma_{отн}$  – относительная плотность газа по воздуху.

Таблица 6 – Расчет давления опрессовки колонны для газовых пластов

Параметр	Обозначение параметра	Значение параметра
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	24,44

## Продолжение таблицы 6

Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	2350
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	$P_{му}$	21,17
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ГНВП}$	23,28
Давление опрессовки колонны, Мпа	$P_{оп}$	25,61
Коэффициент запаса	$k$	1,10
Степень основания натурального логарифма	$s$	0,14
Основание натурального логарифма	$e$	2,70
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,616

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: ОКК2-35-146x245x324 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-350/80x35.

### 2.3 Проектирование процессов углубления

Проектирование технологии процессов углубления включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, режимов бурения, типов бурового раствора, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы промывки.

#### 2.3.1 Выбор способа бурения

Под направление выбираем роторный способ бурения. Выбор обусловлен относительно непродолжительным интервалом, поэтому использование ВЗД нерентабельно. Результаты выбора способа бурения каждого интервала представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор способа бурения под каждый интервал

Обсадная колонна	Интервал бурения по стволу, м		Способ бурения
	от	до	
Направление	0	60	роторный (СВП)
Кондуктор	60	925	ВЗД + СВП
Техническая колонна	925	1682	ВЗД + СВП
Эксплуатационная колонна	1682	2704	ВЗД + СВП
Хвостовик	2704	3206	ВЗД+СВП

Бурение интервалов под кондуктор, хвостовик, техническую и эксплуатационную колонну будет осуществляться совмещенным способом с применением винтового забойного двигателя с силовым верхним приводом для набора необходимого зенитного угла, а также снижения негативного воздействия на трубы.

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервалов под направление и кондуктор выбраны шарошечные долота компании Глубур и Уралбурмаш соответственно. Шарошечные долота позволяют обеспечить устойчивость долота при прохождении вертикальных участков, а также высокую скорость проходки в мягких породах.

В интервалах технической, эксплуатационной колонны и хвостовика будут использоваться долота PDC. Такой тип долот позволит улучшить качество процесса набора угла за счёт лучшей управляемости, а также достигнуть максимальной механической скорости бурения.

Таблица 8 – Характеристика породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал	0–60	60-925	925-1682	1682-2704	2704-3206	
Шифр долота	Глубур 490 М-ЦВ	Уралбурмаш 393,7 СТ-ЦГВ	БИТ 295,3 ВН 416	БИТ 220,7 ВТ 416 У	БИТ 165,1 ВТ 613	
Тип долота	Шарошечное	Шарошечное	PDC	PDC	PDC	
Диаметр долота, мм	490,0	393,7	295,3	220,7	165,1	
Тип горных пород	М	С	МС	СТ	С	
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 - 177	3 - 171	3 - 152	3 - 117	3-88
	API	6 5/8 FH	6 5/8 FH	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg	3 1/2 reg
Длина, м	0.65	0,455	0.40	0.385	0.28	

Продолжение таблицы 8

Масса, кг		300	163	150	125	70
G, тс	Рекомендуемая	15-31	17-35	2-10	2-10	2-10
	Предельная	31	35	10	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	40-300	60-400	60-400	60-400
	Предельная	300	300	400	400	400

где G – осевая нагрузка, тс; N – частота вращения, об/мин

### 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

Результаты проектирования осевой нагрузки на ПРИ по интервалам представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Параметр	Значение параметра				
Интервал, м	0-60	60-925	925-1682	1682-2704	2704-3206
<b>Исходные данные</b>					
$D_{\text{д}}$ , см	49,0	39,37	29,53	22,07	16,51
$G_{\text{пред}}$ , т	31	35	10	10	10
<b>Результаты проектирования</b>					
$G_{\text{доп}}$ , т	24,8	28	8	8	8
$G_{\text{проект}}$ , т	8	7	8	6	7

где  $D_{\text{д}}$  – диаметр долота, см;

$G_{\text{пред}}$ ,  $G_{\text{доп}}$ ,  $G_{\text{проект}}$  – предельная, допустимая и проектная осевая нагрузка соответственно, т.

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех типов долот производится расчет из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота. Расчет ведется по формуле:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_{\text{л}}}{D_{\text{д}}}, \quad (5)$$

где  $V_{\text{л}}$  – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

$D_{\text{д}}$  – диаметр долота, м.

После получения расчетных значений частот вращения долота производится сопоставление с фактическими значениями частоты вращения, применяемыми на производстве. Результаты представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчета частоты вращения долота

Параметр		Значение параметра				
Интервал, м		0-60	60-925	925-1682	1682-2704	2704-3206
<b>Исходные данные</b>						
$V_{л}, \text{ м/с}$		3,4	1,8	1,7	1,2	1,5
$D_{\text{д}}$	м	0,490	0,3937	0,2953	0,2207	0,1651
	мм	490,0	393,7	295,3	220,7	165,1
<b>Результаты проектирования</b>						
$n_1, \text{ об/мин}$		133	87	110	104	174
$n_{\text{стат}}, \text{ об/мин}$		40-60	140-220	140-260	220-320	200-300
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		40	120	140	300	260

где  $n_{\text{стат}}$  – статистическое значение частоты вращения долота, об/мин;

$n_{\text{проект}}$  – проектное значение частоты вращения долота, об/мин.

### 2.3.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Расчет расхода промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины осуществляется по формуле:

$$Q_1 = K \cdot S_{\text{заб}}, \quad (6)$$

где  $K$  – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м<sup>2</sup> забоя;

$S_{\text{заб}}$  – площадь забоя, м<sup>2</sup>, определяется по формуле:

$$S_{\text{заб}} = 0,785 \cdot D_{\text{д}}^2 \quad (7)$$

Расход раствора  $Q_2$  при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность определяется по формуле:

$$Q_2 = (V_{\text{кр}} \cdot S_{\text{max}} + (V_M / 3600) \cdot S_{\text{заб}} \cdot \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{\text{см}} - \rho_p}) \cdot 1000, \quad (8)$$

где  $V_{\text{кр}}$  – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с;

$V_M$  – механическая скорость бурения, м/ч;

$\rho_n$  – плотность разбуриваемой породы, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_p$  – плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{см}$  – плотность раствора со шламом, г/см<sup>3</sup>;

$S_{max}$  – максимальная площадь кольцевого пространства, м<sup>2</sup>,  
рассчитывается по формуле:

$$S_{max} = 0,785 \cdot (D_c^2 - d_{\delta m}^2), \quad (9)$$

где  $d_{\delta m}$  – минимальный диаметр бурильных труб запроектированной компоновки, м.

$D_c$  – диаметр скважины, м, определяется по формуле:

$$D_c = D_o \cdot \sqrt{K_K}, \quad (10)$$

где  $K_K$  – коэффициент каверзости.

Расчет минимального расхода бурового раствора  $Q_3$  из условия предотвращения прихватов ведется по формуле:

$$Q_3 = S_{max} \cdot V_{KII \min} \cdot 1000, \quad (11)$$

где  $V_{KII \min}$  – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с.

Значение  $S_{max}$  берется из расчетов Q2.

Минимальный расход раствора  $Q_4$ , исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, ведется по формуле:

$$Q_4 = 0,785 \cdot n \cdot d_{n \max} \cdot 0,75 \cdot 1000, \quad (12)$$

где  $n$  – число насадок (промывочных отверстий);

$d_{n \max}$  – максимальный внутренний диаметр насадки м.

Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Параметр	Значение параметра				
	0-60	60-925	925-1682	1682-2704	2704-3206
<b>Исходные данные</b>					
$D_d$ , м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207	0,1651
$K$	0,65	0,5	0,6	0,4	0,5
$K_k$	1,2	1,1	1	1,1	1,1
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,13	0,14	0,1	0,13
$V_m$ , м/ч	40	35	30	25	20
$d_{от}$ , м	0,127	0,127	0,127	0,127	0,089
$d_{мах}$ , м	0,0222	0,0191	0,0159	0,0127	0,0087
$n$	1	3	6	6	6
$V_{кмин}$ , м/с	0,5	0,5	0,75	1	1
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,122	1,156	1,273	1,279	1,279
$\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>	2	2	1,96	2,27	2,35
<b>Результаты проектирования</b>					
$Q_1$ , л/с	123	61	41	15	11
$Q_2$ , л/с	118	64	27	16	8
$Q_3$ , л/с	88	55	42	26	15
$Q_4$ , л/с	13	34	56	45	31
<b>Запроектированные значения расхода бурового раствора</b>					
$Q_{проект}$ , л/с	45	60	56	40	14
<b>Области допустимого расхода бурового раствора</b>					
$\Delta Q$ , л/с	13-123	34-64	26-56	15-45	8-31

### 2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Диаметр забойного двигателя  $D_{зд}$  в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле:

$$D_{зд} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_0. \quad (13)$$

Выбираемый забойный двигатель должен развивать мощность, которая будет тратиться на работу долота под действием осевой нагрузки и на преодоление трения в опорах. Требуемый крутящий момент  $M_p$  определяется по формуле:

$$M_p = M_o + M_{уд} \cdot G_{ос}, \quad (14)$$

где  $M_o$  – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н·м;

$M_{уд}$  – удельный момент долота, Н·м/кН;

$G_{ос}$  – осевая нагрузка на долото, кН.



Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_o \quad (15)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{yo} = Q + 1,2 \cdot D_o, \quad (16)$$

где  $Q$  – расчетный коэффициент (принимается 1,5), Н·м/кН.

В таблице 12 представлен результат проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 12 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Параметр		Значение параметра				
Интервал, м		0-60	60-925	925-1682	1682-2704	2704-3206
<b>Исходные данные</b>						
$D_o$	м	0,490	0,3937	0,2937	0,2159	0,1651
	мм	490,0	393,7	293,7	215,9	165,1
$G_{oc}$ , кН		78	69	78	59	69
$Q$ , Н·м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
<b>Результаты проектирования</b>						
$D_{зo}$ , мм		–	315	236	177	132
$M_p$ , Н·м		–	3544	3046	1757	1546
$M_o$ , Н·м		–	197	148	110	83
$M_{yo}$ , Н·м/кН		–	49	37	28	21

Выбранные забойные двигатели должны соответствовать рассчитанным ранее параметрам и представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Технические характеристики запроектированных ВЗД

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН·м	Мощность двигателя, кВт
ДР-286.3.60	60-925	286	13,2	3445	47-95	120-270	15,8	70-290
ДРУ-240РС	925-1682	240	10,1	2547	30-75	40-160	16,9	70-282
ДРУ2-178РС	1682-2704	178	5	1669	19-40	80-200	25,3	221-565
ДРЗ-127М.7/8.26	2704-3206	127	5,7	418	10-20	78-162	3,0-5,5	17-65

### 2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

Для определения коэффициента запаса прочности в клиновом захвате используется табличное значение  $Q_{TK}$  с применением коэффициента обхвата  $C=0,9$ .

Коэффициент запаса прочности в клиновом захвате вычисляется по формуле:

$$N_{300;400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{Б.Т.}}, \quad (17)$$

где  $Q_{КНБК}$  и  $Q_{Б.Т.}$  – масса КНБК и бурильной колонны соответственно.

В таблице Б.3 приложения Б представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате. Результаты расчета бурильных колонн на прочность приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчётов бурильных колонн на прочность (с использованием ПО «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Длина, м	Масса, т			КЗП		
							1 м трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Направление												
0-60 Бурение КНБК №1	Долото	490,0	–	–	–	0,65	–	0,300	0,300	–	–	–
	Калибратор	490,0	100,0	–	–	0,88	–	0,465	0,765	–	–	–
	УБТ	229,0	100,0	–	–	6	0,2730	1,638	2,403	–	–	–
	УБТ	203,0	80,0	–	–	6	0,2150	1,290	3,693	–	–	–
	УБТ	159,0	71,0	–	–	12	0,1770	2,124	5,817	–	–	–
	УБТ	146,0	68,0	–	–	24	0,1030	2,472	8,289	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Р	10,47	0,0335	0,335	8,640	3,50	>10	>10
Кондуктор												
60-925 Бурение КНБК №2	Долото	393,7	–	–	–	0,46	–	0,163	0,163	–	–	–
	Калибратор	393,7	80,0	–	–	0,67	–	0,138	0,301	–	–	–
	Двигатель	286,3	–	–	–	13,2	–	3,445	3,746	–	–	–
	НУБТ	203,0	80,0	–	–	8,47	0,2350	1,990	5,736	–	–	–
	УБТ	203,0	80,0	–	–	12	0,2150	2,580	8,316	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	6	0,1770	1,062	9,378	–	–	–
	Яс гидрав.	171,0	80,0	–	–	5,6	–	0,682	10,06	–	–	–
	УБТ	146,0	80,0	–	–	12	0,1030	1,236	11,30	–	–	–
БТ	127,0	108,6	9,2	Р	886	0,0319	27,68	38,98	1,08	8,89	5,74	
Техническая колонна												
925-1682 Бурение КНБК №3	Долото	295,3	–	–	–	0,4	–	0,150	0,150	–	–	–
	Калибратор	295,0	80,0	–	–	0,53	–	0,062	0,212	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	10,14	–	2,547	2,759	–	–	–
	НУБТ	203,0	80,0	–	–	8,47	0,2350	1,990	4,749	–	–	–

Продолжение таблицы 14

	Калибратор	295,0	80,0	–	–	0,53	–	0,062	4,811	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	8	0,1770	1,416	6,227	–	–	–
	Яс гидрав.	172,0	80,0	–	–	5,6	–	0,682	6,909	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	24	0,1030	2,472	9,381	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Р	900	0,0319	28,75	38,13	1,26	9,09	8,57
	УБТ	146,0	80,0	–	–	12	0,1030	1,236	39,36	–	–	–
	БТ	127,0	101,6	12,7	Р	712,3 7	0,0436	31,07	70,44	1,66	6,59	5,69
Эксплуатационная колонна												
1682-2704 Бурение КНБК №4	Долото	220,7	–	–	–	0,39	–	0,125	0,125	–	–	–
	Калибратор	220,0	80,0	–	–	0,5	–	0,040	0,165	–	–	–
	Двигатель	178,0	–	–	–	5	–	1,669	1,834	–	–	–
	НУБТ	178,0	80,0	–	–	8	0,1100	0,880	2,714	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	18	0,1770	3,186	5,900	–	–	–
	Яс гидрав.	172,0	80,0	–	–	5,6	–	0,682	6,582	–	–	–
	УБТ	146,0	80,0	–	–	24	0,1030	2,472	9,054	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Р	1400	0,0319	44,72	53,77	1,03	6,44	6,96
	УБТ	146,0	80,0	–	–	40	0,1030	4,120	57,89	–	–	–
БТ	127,0	101,6	12,7	Р	1203	0,0436	52,45	110,34	1,20	4,21	4,08	
Хвостовик												
2704-3206 Бурение КНБК №5	Долото	165,1	–	–	–	0,28	–	0,070	0,070	–	–	–
	Калибратор	163,0	80,0	–	–	0,25	–	0,024	0,094	–	–	–
	Двигатель	127,0	–	–	–	5,74	–	0,418	0,512	–	–	–
	НУБТ	100,0	71,4	–	–	5,3	0,1000	0,530	1,042	–	–	–
	УБТ	120,0	71,4	–	–	54	0,0640	3,456	4,498	–	–	–
	Яс гидрав.	120,0	71,4	–	–	5,5	–	0,320	4,818	–	–	–
	УБТ	120,0	71,4	–	–	54	0,0640	3,456	8,274	–	–	–
	БТ	88,9	70,1	9,4	Р	3081	0,0217	66,95	75,22	1,51	3,18	3,63

### 2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для бурения четвертичных отложений требуется достаточно вязкий буровой раствор с умеренной водоотдачей. Бентонитовый раствор отлично подходит для бурения верхних интервалов. Такой раствор в отложениях неустойчивых пород формирует стабилизирующую эти породы 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.

Плотность бурового раствора считается по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \text{ кг / м}^3, \quad (18)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым[2].

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

$L$  – глубина скважины по вертикали, м.

Результаты расчётов плотностей бурового раствора под каждый интервал представлен в таблице 15.

Таблица 15

Интервал	Плотность, кг/м <sup>3</sup>
Направление	1122
Кондуктор	1279
Техническая колонна	1279
Эксплуатационная колонна	1273
Хвостовик	1156

В качестве производителя химических реагентов, была выбрана нефтесервисная компания «Мирикко»

Компонентный состав бурового раствора для разбуривания интервала 0-60 м под направление представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Компонентный состав бентонитового раствора

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

Для бурения интервала под кондуктор и техническую колонну был выбран полимерный инкапсулированный буровой раствор. В данных интервалах преобладают глины и алевролиты. Системы инкапсулированных буровых растворов проявляют свои ингибирующие свойства, когда полимер присоединяется к глинам на стенках скважины и препятствует обычным явлениям гидратации и дисперсии. Анионные карбоксильные группы прикрепляются к положительным зарядам по краям частиц глин. В силу того, что полимер имеет высокий молекулярный вес и разветвленную полимерную цепочку, он эффективно обволакивает глинистые частицы. Таким образом, на стенках ствола скважины образуется покрытие, препятствующее проникновению воды в глины.

Компонентный состав полимерного бурового раствора представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Компонентный состав полимерного бурового раствора

Торговая марка	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Миррико	Регулятор щелочности (Ph) Сода Каустик	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,4-0,5
Миррико	Регулятор жесткости Сода бикарбонат	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Миррико	ПАВ Сульфанол	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Миррико	Структурообразователь Гаммаксан	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	0,3-0,4
Миррико	Высоковязкий понизитель фильтрации Оснопак HV-O	Регулятор фильтрации, реологических свойств	1-1,2
Миррико	Низковязкий понизитель фильтрации Оснопак LV-O	Регулятор фильтрации	4-5
Миррико	Синтетический понизитель фильтрации Atren Thermo A	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	0,8-1
Миррико	Смазочная добавка Atren-FK D	Снижение коэффициента трения в скважине	9-10
Миррико	Утяжелитель Барит	Регулирование плотности	40-45

Интервал эксплуатационной колонны и хвостовика сложен песчаниками, аргелитами, глинами и алевролитами. Принято решение бурить данные интервалы КС/полимерными буровыми растворами. 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. Компонентный состав КС/полимерного раствора представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Компонентный состав КС1/полимерного бурового раствора

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

Технологические параметры применяемых буровых растворов приведены в таблице 19.



Таблица 19 – Технологические параметры буровых растворов

Параметр	Значение параметра		
	бentonитовый	полимерный (инкапсулированный)	KCL/полимерный (биополимерный)
СНС <sub>1</sub> , дПа	6-10	10-40	30-40
СНС <sub>10</sub> , дПа	12-20	20-60	40-70
Условная вязкость, с	50-80	40-60	40-50
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	<12	<6	<6
pH	8-8,5	8-10	8-10
П, %	<2,0	<0,5	<0,5
ДНС, дПа	12-20	50-90	60-100
ПВ, сПз	10-12	12-35	12-15

### 2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах 20-22 соответственно.

Таблица 20 – 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		
<b>Под направление</b>									
0	60	БУРЕНИЕ	0,209	0,024	ЦЕНТРАЛЬНАЯ	1	22,2	115,6	396,6
<b>Под кондуктор</b>									
60	925	БУРЕНИЕ	0,444	0,049	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	19,1	68,9	212,2
<b>Под техническую колонну</b>									
925	1682	БУРЕНИЕ	0,893	0,082	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	15,9	47	93,2
<b>Под эксплуатационную колонну</b>									
1682	2704	БУРЕНИЕ	1,356	0,104	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	12,7	52,5	83
<b>Под хвостовик</b>									
2704	3206	БУРЕНИЕ	0,91	0,065	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	36,2	13,7

Таблица 21 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					К П Д	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	60	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	180	184,3	0,95	64	22,37	44,75
60	925	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	170	203,3	0,95	95	29,6	59,2
925	1682	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	150	266	0,95	115	27,97	55,94
1682	2704	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	150	266	0,95	82	19,94	39,88
2704	3206	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	95	140	309,7	0,95	65	13,83	13,83

Таблица 22 – Распределение потерь давления 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				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	60	БУРЕНИЕ	111,1	88,6	0	12,4	0,1	10
60	925	БУРЕНИЕ	140,1	35,8	24,5	66,5	3,2	10
925	1682	БУРЕНИЕ	223,7	16,7	67,1	120,9	9	10
1682	2704	БУРЕНИЕ	195	20,8	34,1	100,5	29,6	10
2704	3206	БУРЕНИЕ	153,1	9,9	4,1	98	38,4	2,7

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Для расчета осадных колонн на прочность, необходимо рассмотреть основные случаи, когда наружное или внутреннее избыточное давление достигает максимальных значений. В результате данных расчетов будет подобрана группа прочности и толщина стенки обсадных труб. Которая позволит выдерживать заданные нагрузки.

В таблице 23 приведены основные параметры для расчета давлений при цементировании, плотность буферной жидкости принимаем  $1030 \text{ кг/м}^3$ , продавка осуществляется водой, ее плотность  $1000 \text{ кг/м}^3$ .

Таблица 23 – Интервалы цементирования тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементирования облегченным тампонажным раствором ( $\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$ ), м		Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности( $\rho = 1800 \text{ кг/м}^3$ ), м	
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу
Направление	–	–	0-60	0-60
Кондуктор	0-810	0-823	810-910	823-925
Техническая колонна	410-1550	414-1580	1550-1650	1580-1682
Эксплуатационная колонна	1180-2250	1201-2376	1280-2350	1303-2704
Хвостовик	–	–	–	3006- 3206

#### 2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

На рисунке 3 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой скважины.

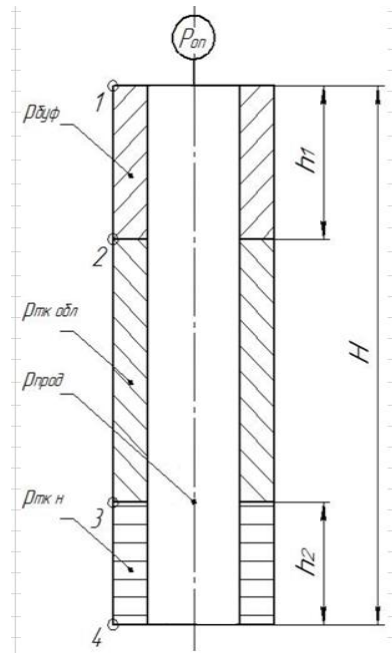


Рисунок 3 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой скважины

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении.

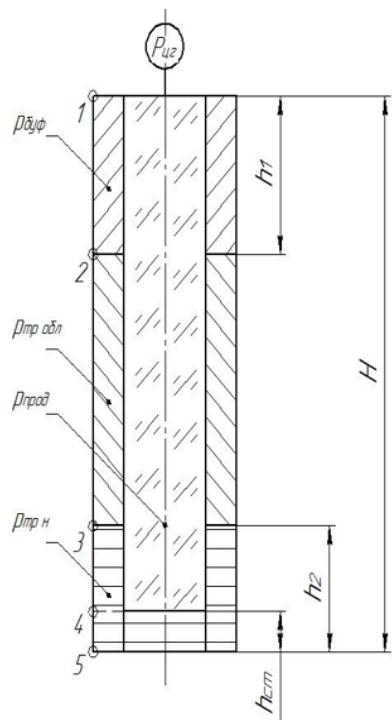


Рисунок 4 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

На рисунке 5 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

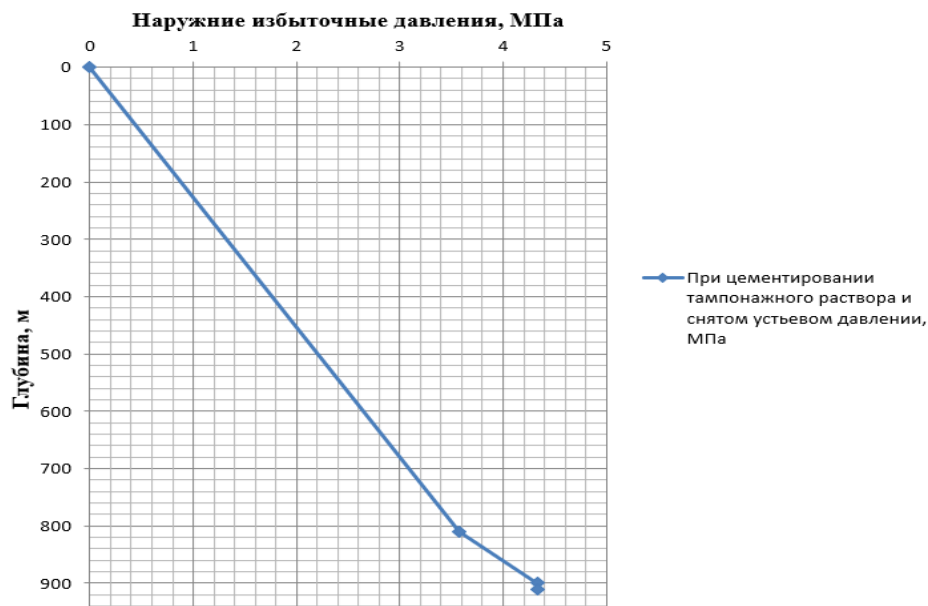


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании технической колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 6.



Рисунок 6 – Эпюра наружных избыточных давлений для технической колонны

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на

устье давления, а также в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 7.

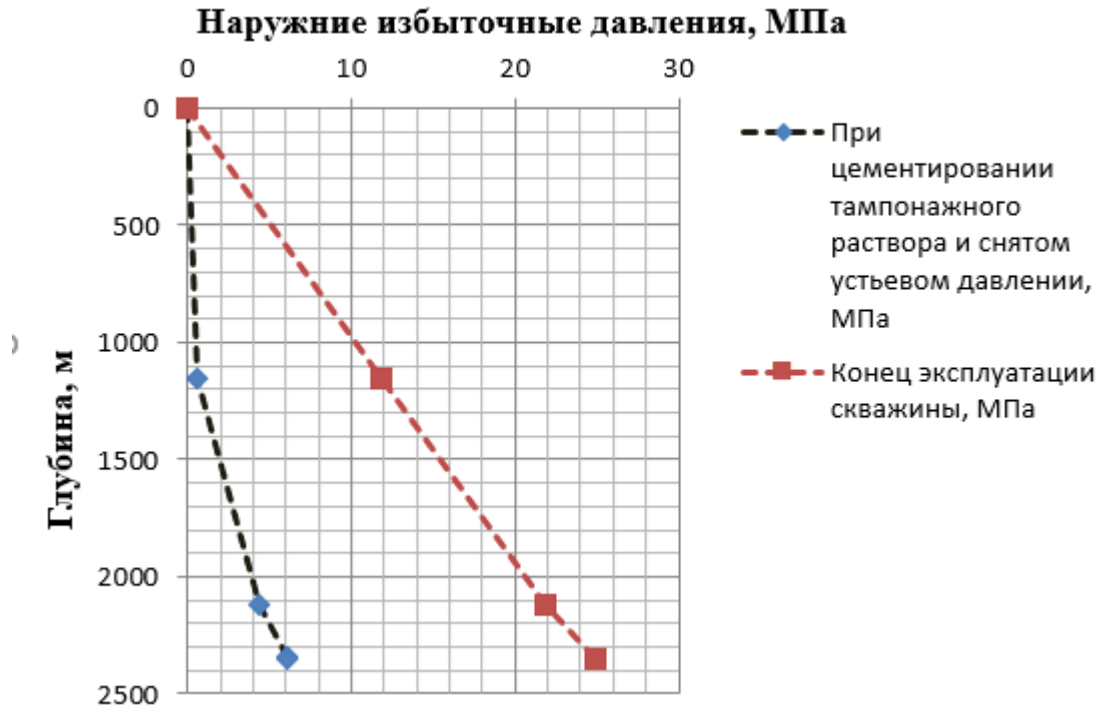


Рисунок 7 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 8.



Рисунок 8 – Эпюра наружных избыточных давлений для хвостовика

### 2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

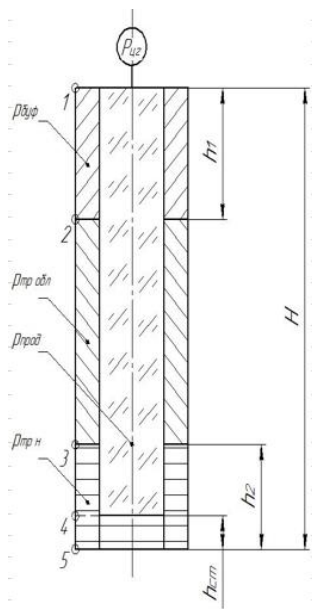


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

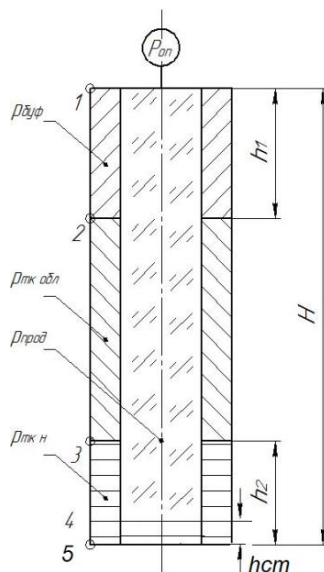


Рисунок 10 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Внутренние избыточные давления при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 11.

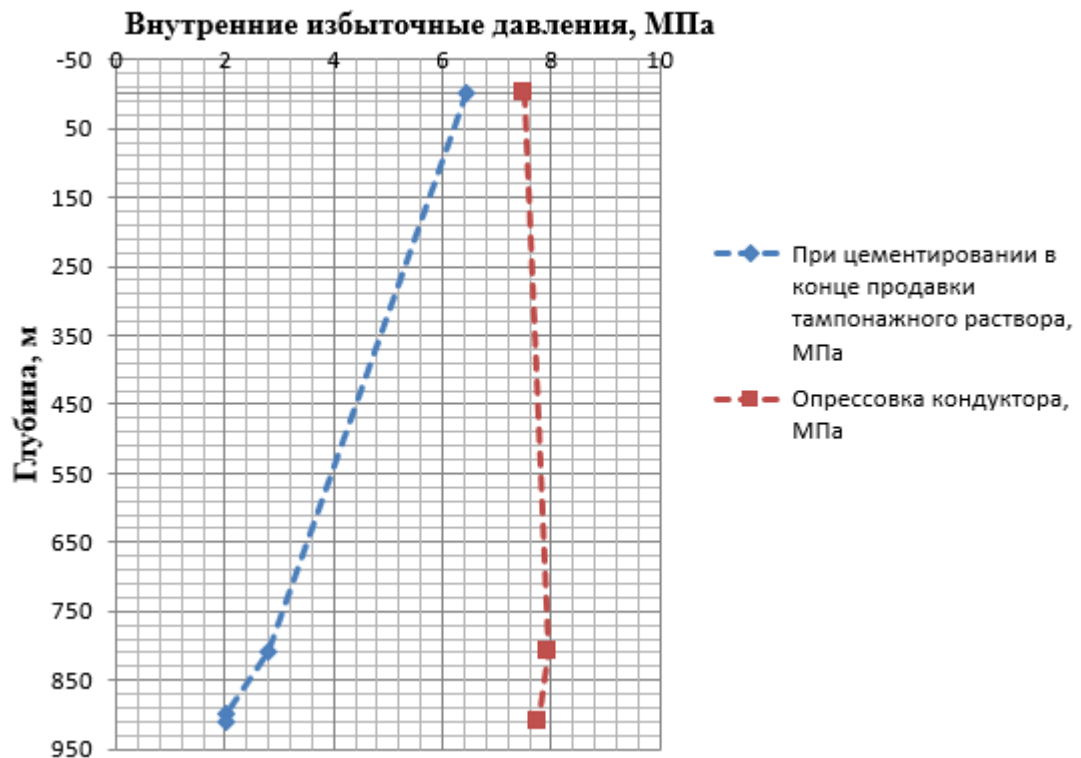


Рисунок 11 – Эпюра внутренних избыточных давлений для кондуктора

Внутренние избыточные давления при цементировании технической колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 12.

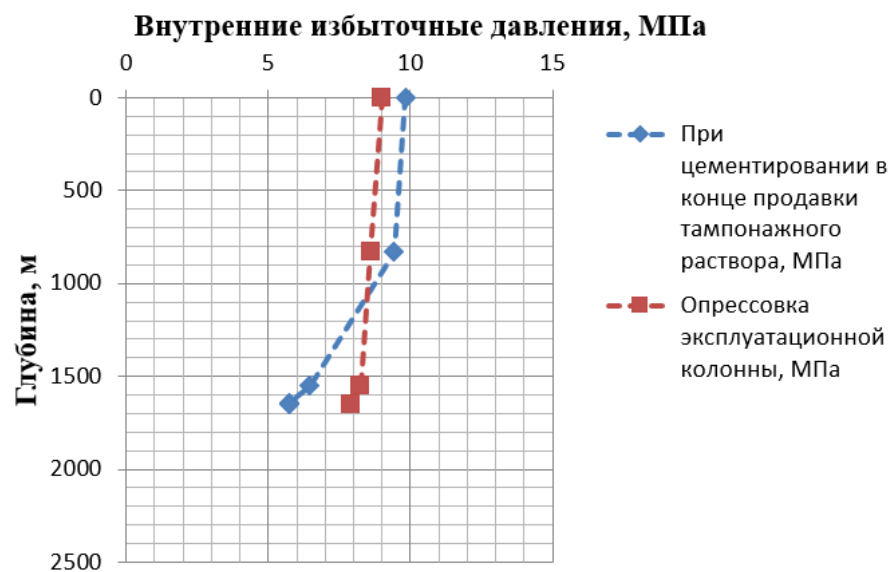




Рисунок 12 – Эпюры внутренних избыточных давлений для технической колонны

Внутренние избыточные давления при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 13.

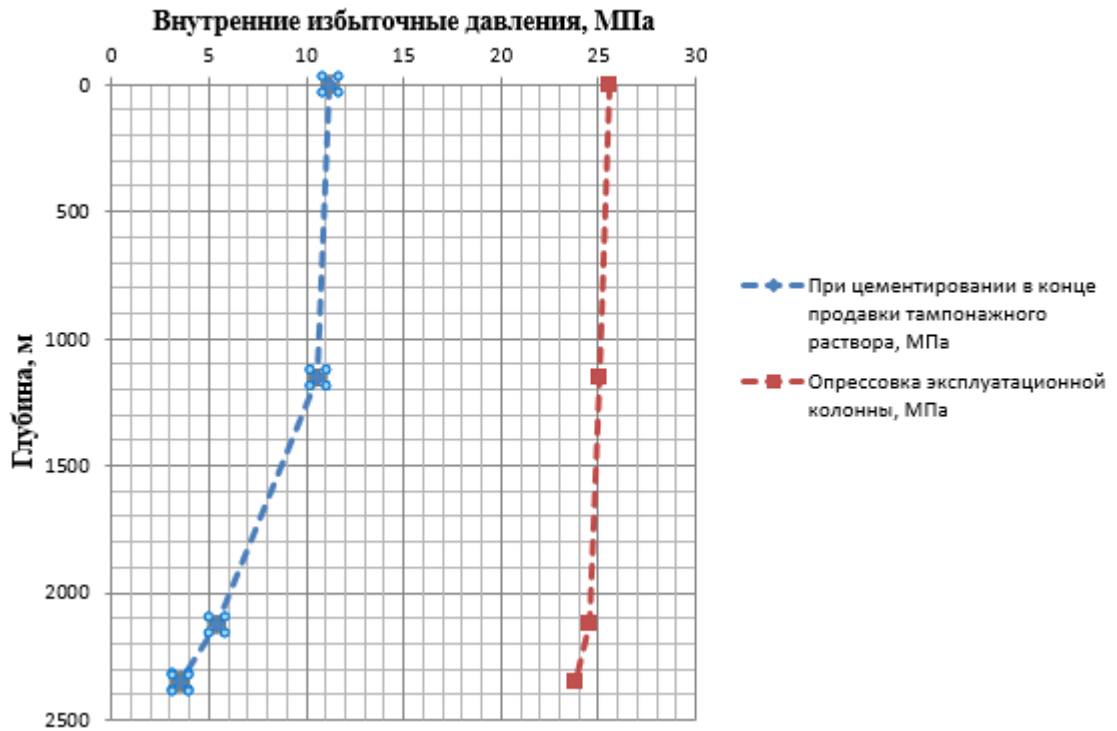


Рисунок 13 – Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Внутренние избыточные давления при опрессовке и проведении ГРП в хвостовике представлены на рисунке 14.



Рисунок 14 – Эпюра внутренних избыточных давлений для хвостовика

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

При конструировании обсадной колонны по длине, основными условиями влияющими на выбор группы прочности толщины стенки и типа соединения являются: недопущение разрыва колонны внутренним избыточным давлением, недопущение смятия колонны наружным давлением, а так же недопущения страгивания в замковом соединении.

Результаты расчетов представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Характеристики обсадных колонн

№	Тип 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	10	60	1,044	6264	6264	0-60
	Кондуктор							
1	ОТТМ	Д	8,5	925	0,67	61975	61975	0-925
	Техническая колонна							
1	ОТТМ	Д	7,9	1682	0,47	79054	79054	0-1682
	Эксплуатационная колонна							
1	ОТТГ	Д	10,9	2704	0,494	133578	133578	0-2704
	Хвостовик							
1	ОТТГ	Л	9,2	502	0,294	14579	14579	2704-3206

### 2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется муфта манжетного цементирования ММЦ1.140, предназначенная для манжетного цементирования обсадных колонн и хвостовиков.

Выбираем подвеску ПХРЦ 102/140, предназначенную для спуска, подвески и герметизации хвостовика в скважине. Данный тип подвески имеет в своём составе ПГМЦ, обеспечивающий герметизацию межтрубного пространства. В нашем случае манжетного цементирования, ПГМЦ следует активировать путём пуска шара и его прокачки до посадки в седло пакера.

Результаты проектирования технологической оснастки обсадных колонн представлена в таблице 25.

Таблица 25 – Технологическая оснастка обсадных труб

Название колонны, D <sub>усл</sub>	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Хвостовик 139,7	БКМ-140 («Буртехмаш»)	3206	3206	1	1
	ЦКОДУ - 140 («ЮНГМК»)	3195	3195	1	2
	ЦКОДУ - 140 («ЮНГМК»)	3206	3206	1	
	ЦПЦ – 140/191	2704	3206	50	50
	ЦТ-140/191 («НефтьКам»)	2714	2714	1	3
		2694	2694	1	
		2724	2724	1	
	ПРП-Ц-Н-140 («ЮГМАШ»)	3196	3196	1	1
	ПРП-Ц-Н-140 («ЮГМАШ»)	3186	3186	1	1
	ПХРЦ 102/140	2705	2705	1	1
	ММЦ1.140	3006	3206	2	2
Эксплуатационная, 193,7 мм	БКМ-194 («Тех-пром Групп»)	2704	2704	1	1
	ЦКОДУ-194 («ЮНГМК»)	2704	2694	1	1
	ЦПЦ-194/270 («НефтьКам»)	0	1682	34	70
		1682	2704	34	
		1702	1702	1	
		1652	1652	1	
	ЦТ-194/270 («НефтьКам»)	2604	2704	7	7

Продолжение таблицы 25

	ПРП-Ц-Н-194 («Уралнефтемаш»)	2694	2694	1	1
	ПРП-Ц-Н-194 («Уралнефтемаш»)	2684	2684	1	1
Техническа я Колонна 244,5	БКМ-245 («Буртехмаш»)	1682	1682	1	1
	ЦКОДУ - 245 («ЮНГМК»)	1672	1672	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	925	31	63
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	925	1682	30	
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	875	875	1	
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	975	975	1	
	ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1670	1670	1	1
Кондуктор, 323,9 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	925	925	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	915	915	1	1
	ЦПЦ-324/380 («НефтьКам»)	0	60	1	38
		60	925	36	
		110	110	1	
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	880	880	1	1	
Направ- ление, 426 мм	БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	60	60	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	20	20	1	3
		0	60	2	
ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	40	40	1	1	

## 2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

### 2.4.3.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{зр}, \quad (19)$$

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

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

$P_{зр}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины.

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

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (20)$$

где:  $\rho_{буф}$ ,  $\rho_{тр\ н}$ ,  $\rho_{тр\ обл}$ ,  $h_1$ ,  $h_2$  – величины, значения которых были определены в практической работе «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений».

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

$$P_{гд} = \lambda \cdot L, \quad (21)$$

где:  $\lambda$  – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м

$L$  – длина скважины по стволу, м;

Условия выполняются во всех случаях, следовательно, цементируем в одну ступень.

### 2.4.3.1 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объем буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{б.ж.} = S_{к.п.о.с.} \cdot V_{в.п.} \cdot t, \quad (22)$$

где:  $S_{кп.ос}$  – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе, м<sup>2</sup>;

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

$t$  – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 600÷720 с при ламинарном течении).

$$S_{кп.ос} = \pi \cdot (D_{эк\delta}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{экн}^2) / 4, \quad (23)$$

где:  $D_{эк\delta}$  – диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну, м;

$D_{экн}$  – наружный диаметр эксплуатационной колонны, м;

$k_{срвзв}$  – средневзвешенный коэффициент кавернозности в открытом стволе скважины, определяемый следующим образом.

Объем тампонажного раствора  $V_{тр}$  (в м<sup>3</sup>) определяется как сумма объема кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объема кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объема цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{эк\delta}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{экн}^2) \cdot (L - L_k) + (D_{квн}^2 - D_{экн}^2) \cdot (L_k - L_1) + d_{эквн1}^2 \cdot l_{ст}] / 4, \quad (24)$$

где:  $L_1$  – глубина по стволу раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора, м;

$d_{эквн1}$  – внутренний диаметр 1-ой секции обсадной колонны, м;

$l_{ст}$  – длина по стволу цементного стакана в обсадной колонне, м.

В данном разделе необходимо рассчитать как общий объем тампонажного раствора, так и объемы раствора нормальной плотности и облегченного.

Расчёт необходимого количества продавочной жидкости  $V_{прод}$  (м<sup>3</sup>) выполняется по формуле:

$$V_{прод} = k_{прод} \cdot \pi \cdot (d_{эквн}^2 \cdot L - d_{эквн1}^2 \cdot h_{ст}) / 4, \quad (25)$$

где:  $k_{прод}$  – коэффициент, учитывающий сжатие продавочной жидкости (в среднем составляет 1,03 ÷ 1,05);

$d_{эквн}$  – средневзвешенный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

### 2.4.3.1 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов

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

$$G_{\text{сух}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m), \quad (26)$$

где:  $K_{\text{ц}}$  – коэффициент, учитывающий потери тампонажного материала при погрузочно-разгрузочных работах, берется в пределах  $1,03 \div 1,05$ ;

$m$  – водоцементное отношение, определяемое лабораторным путем.

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

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m, \quad (27)$$

где:  $K_{\text{в}}$  – коэффициент, учитывающий потери воды, принимается равным  $1,08 \div 1,10$ .

Включение в состав нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), повышает время загустевания тампонажного раствора.

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» и «МБП-МВ».

Результаты расчетов приведенных выше, представлены в таблице 26.

Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке 15.

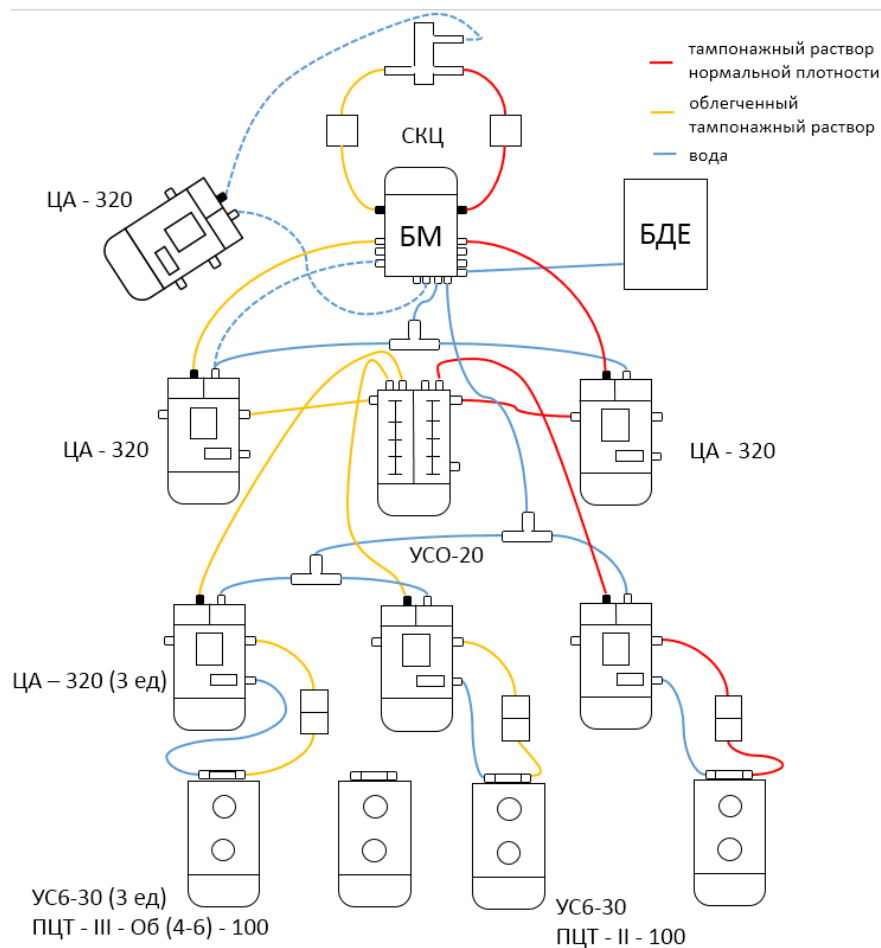


Рисунок 15 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники с применением:

- 1 – цементосмесительная машина типа УС 6-30; 2 – бачок затворения;  
 3 – тройник; 4 – установка смесительная осреднительная типа УСО-20; 5 – блок дополнительных емкостей; 6 – блок манифольда; 7 – станция контроля цементирования; 8 – цементировочная головка



Таблица 26 – Расчет цементирования

Параметр	Направление	Кондуктор	Техническая колонна	Эксплуатационная колонна	Хвостовик
1	2	3	4	5	6
Давление гидроразрыва ( $0,95P_{гр}$ ), МПа	1,67	14,70	33,64	67,54	85,29
Давление составного столба жидкости в КП ( $P_{гс\ кп}$ ), МПа	1,187	10,51	26,00	46,71	60,79
Гидродинамические потери давления в КП ( $P_{гдкп}$ ), МПа	0,0715	0,59	1,28	4,86	3,72
$P_{гс\ кп} + P_{гдкп}$ МПа	1,259	11,10	27,28	51,57	64,57
Буферная жидкость					
Объем, м <sup>3</sup>	7,28	5,21	2,11	1,33	0,51
Плотность	1100	1100	1030	1030	1100
Объем воды необходимый для приготовления, м <sup>3</sup>	6,9	4,95	3 2,01	1,26	0,49
Наименование компонента	МБП-СМ	МБП-СМ	МБП-СМ	МБП-СМ	МБП-СМ
Масса компонента, кг	510	365	148	93	36
Буферная жидкость					
Объем, м <sup>3</sup>	29,14	20,85	8,45	5,32	2,07
Плотность	1100	1100	1030	1030	1030
Объем воды необходимый для приготовления, м <sup>3</sup>	28,83	20,64	8,36	5,26	2,05
Наименование компонента	МБП-МВ	МБП-МВ	МБП-МВ	МБП-МВ	МБП-МВ
Масса компонента, кг	437	313	126	80	31
Тампонажный раствор нормальной плотности					
Объем, м <sup>3</sup>	14,66	8,34	4,64	3,10	8,95
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1800	1830	1850	1850	1820
Объем воды необходимый для приготовления, м <sup>3</sup>	8,39	5,65	3,18	2,13	5,62

Продолжение таблицы 26.

1	2	3	4	5	6
Наименование компонента	Полицем Фрост	ПЦТ - II - 50	ПЦТ - II - 100	ПЦТ - II - 100	ПЦТ - II - 150
Масса компонента, тонн	19,41	10,47	5,89	3,94	11,56
Необходимое количество цементосмесительных машин, шт	2	1	1	1	1 + дозаторка
Расход НТФ, кг	6,01	3,42	1,9	1,27	3,67
Облегченный тампонажный раствор					
Объем, м <sup>3</sup>	–	28,66	45,91	36,86	–
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	–	1400	1400	1400	–
Объем воды необходимый для приготовления, м <sup>3</sup>	–	24,35	38,99	31,32	–
Наименование компонента	–	ПЦТ - III - О6 (4-6) - 50	ПЦТ - III - О6 (4-6) - 100	ПЦТ - III - О6 (4-6) - 100	–
Масса компонента, тонн	–	18,79	30,09	24,16	–
Необходимое количество цементосмесительных машин, шт	–	2	3+1 дозаторка	3	–
Расход НТФ, кг	–	11,75	18,82	15,14	–
Продавочная жидкость					
Объем, м <sup>3</sup>	13,34	67,47	82,80	84,08	42,64
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1000	1000	1000	1000	1000
Наименование компонента	Вода	Вода	Вода	Вода	Вода

## 2.4.1 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

### 2.4.1.1 Выбор жидкости глушения

Жидкость глушения должна обеспечивать в первую очередь необходимую репрессию на пласт, для предотвращения поступления флюида в скважину, а также, сохранять коллекторские свойства пласта.

Плотность жидкости глушения определяется для газового пласта, по формуле 29.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1 + 0,05) \cdot 0,0104 \cdot 2350 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2350} = 1114 \frac{кг}{м^3} \quad (29)$$

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 30.

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot (V_{вн}^{140} + V_{вн}^{193,7}) \quad (30)$$

где  $V_{вн}^{140}$  –внутренний объём хвостовика;

$V_{вн}^{193,7}$  – внутренний объём эксплуатационной колонны, м<sup>3</sup>,

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot (V_{вн}^{140} + V_{вн}^{193,7}) = 2 \cdot (5,8 + 62,75) = 137,1 м^3$$

### 2.4.1.2 Выбор муфт ГРП и расчет их количества

Согласно ТЗ, запроектирован многостадийный разрыв пласта. Проектируется муфта манжетного цементирования ММЦ1.140, предназначенная для манжетного цементирования обсадных колонн и хвостовиков. Количество муфт выбираем исходя из опыта проведения МГРП, на расстоянии 85-100м, так как МРГП проводится исключительно в зацементированной зоне хвостовика, необходимо установить 2 муфты.

### 2.4.1.3 Выбор типа фонтанной арматуры

Для высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин рекомендуют применять крестовую фонтанную арматуру (5-6 схема). Поскольку скважина является газовой принимаем фонтанную арматуру по типовой схеме 6, с автоматическим управлением, с условным проходом ствола 80 мм и боковых отводов 65 мм, на рабочее давление 105 Мпа: арматура фонтанная АФ6-80/65х105.

## 2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, прежде всего исходя из условной глубины бурения, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

Выбранная установка БУ 5000/320 БМЧ выполнена в блочно-модульном исполнении для минимизации сроков монтажа. Транспортирование ведётся мелкими блоками на трейлерах и агрегатами – на транспорте общего назначения. Конструкция установки позволяет до минимума уменьшить отрицательное влияние на окружающую среду.

Силовой верхний привод выбираем компании DrillMec НТД 350 массой 10 тонн.

Таблица 27 – Результаты проектирования буровой установки

БУ 5000/320 БМЧ			
Максимальный вес бурильной колонны + СВП, тс ( $Q_{бк}+Q_{свп}$ )	120,34	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}+Q_{свп}$	192
Максимальный вес обсадной колонны + СВП, тс ( $Q_{об}+ Q_{свп}$ )	143,6	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{бк}+Q_{свп}$	288
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	186,68	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	1,71 $\geq$ 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	320		

Геолого-технический наряд представлен в приложении Г.

### **3 Способы уменьшения трения при бурении скважин с большим отходом от вертикали**

#### **3.1 Трудности бурения скважин с большим отклонением по вертикали.**

Прежде всего, следует учитывать тот фактор, что скважины с большим отклонением по вертикали априорно имеют более сложный профиль, включающий большее количество участков с кривизной, необходимостью стабилизировать и контролировать ствол (намного чаще, чем в скважинах с простым профилем). В ряде случаев эти обстоятельства дополняются ещё и необходимостью бурения на больших глубинах. Несмотря на тот факт, что процесс бурения на сегодняшний день изучен достаточно хорошо, и динамично развивается и совершенствуется, тем не менее, с учётом «отягчающих» обстоятельств условий работы скважины с большим отклонением по вертикали следует понимать, что, планируя проект скважины с большим отклонением по вертикали – следует использовать для него только лучшие материалы, лучшие технологии, и наиболее квалифицированный обслуживающий рабочий персонал. Лишь квалифицированные опытные кадры могут работать с передовыми техникой и технологиями, позволяющими реализовывать оптимальное бурение с отклонением по вертикали. В противном случае использование малоопытного персонала не позволяет полностью реализовать научные и технические достижения, что делает и без того сложный процесс бурения с отклонением от вертикали неэффективным, и не оправдывающим вложений.

Таким образом, очевидно, что проектирование и разработка скважин с большим отклонением по вертикали требует тщательного и взвешенного подхода, финансовых и технических расчётов, привлечения опытного персонала. Рассмотрим основные проблемы, характеризующие скважины с большим отклонением по вертикали. Прежде всего, следует разделить скважины на

скважины малой глубины и скважины большой глубины, каждый из этих типов имеет свои особенности. Так, при бурении скважин с большим отклонением от вертикали небольшой глубины характерны следующие факторы, осложняющие процесс бурения:

1. Темп кривизны. В связи с небольшой глубиной скважины и необходимостью отклонения сразу же на верхних интервалах, поэтому зачастую такая скважина характеризуется очень сложным профилем, причём, значимость увеличения темпа кривизны часто продиктована ещё и таким фактором как необходимостью сведения к минимальному углу наклона ствола скважины. Увеличение темпа набора кривизны ствола позволяет снизить потери КПД, обусловленные крутящим моментом, а также торможением и изгибами, а потому поддержание необходимого темпа кривизны является очень важным условием оптимизации разработки скважины. Очень многое здесь зависит и от технологических факторов, например, от компоновки низа бурильной колонны (особенно если она имеет большой диаметр). Кроме того, важно провести предварительную разведку подстилающих пород, т.к. в некоторых случаях неуплотнённая порода может стать причиной ограничения темпа набора кривизны.

2. Проблема спуска обсадных труб. Сложный профиль бурения в совокупности с высоким темпом набора кривизны влияют на технологию спуска обсадных труб в скважину. Проблема усугубляется мягкостью пород (характерная черта для скважин с большим отклонением от вертикали). Использование чрезмерно жёсткой конструкции технической колонны может инициировать зарезку ствола при прохождении изгиба.

3. Проблема циркуляции. В связи с относительно небольшой вертикальной глубиной при достаточно длинной скважине в целом обуславливают проблемы, связанные плотностью не циркулирующего раствора. Отягчающими обстоятельствами в данном случае являются ещё и такие факторы как: рыхлость

пород, необходимость использования труб большого диаметра. Потеря циркуляции приводит к дополнительному трению и снижению КПД процесса бурения.

Подобные проблемы, характерны для неглубоких скважин с большим отклонением по вертикали, однако эти же трудности, и даже, в большем объёме приходится преодолевать и в разработке подобных скважин большой длины. В то же время, при разработке таких скважин добавляются ещё и новые трудности:

1. Необходимо контролировать потери КПД вследствие трения, изгибов, нагрузки, т.к. при большой длине и сложном профиле КПД может упасть до такой степени, что мощности буровой установки не хватает для передачи крутящего момента.

2. Процедуры обслуживания скважины (закачивание, ремонтные работы) ввиду сложности профиля скважины – являются лимитированными процедурами, которые должны быть спроектированы заблаговременно и предусмотрены технологически. В противном случае работы по обслуживанию скважины могут быть невыполнимы, или неприемлемы по техническим или экономическим соображениям.

3. Эксплуатационные нагрузки на оборудование при бурении скважины с большим отклонением от вертикали всегда выше, нежели при бурении скважины с обычным профилем. Постоянные высокие рабочие нагрузки способствуют высокому износу оборудования.

4. Значение квалификации работников скважины с большим отклонением от вертикали проявляется и в том, что точные измерения, ввиду сложности профиля, а также в связи с большой длиной ствола скважины – проводить существенно сложнее, и их проведение требует хороших навыков и квалификации.

5. Опасность прихвата в скважине с большим отклонением от вертикали – значительно выше, нежели в скважинах с обычным профилем. Это связано с рядом специфических факторов: во-первых, в скважинах с большим отходом по вертикали плотность бурового раствора как правило выше, это продиктовано

технологическими соображениями и позволяет обеспечить устойчивость ствола скважины при бурении на больших углах. А так как вскрытые бурением проходы скважины имеют большую длину, то действие бурового раствора на вскрытую часть скважины получается более длительное, что влияет на устойчивость ствола, и может инициировать увеличение трения, вплоть до прихвата буровой колонны. А так как скважина по определению изогнутая, то опасность прихвата усугубляется значительным увеличением трения (в следствие изгибающего момента, и сопутствующего торможения). [29]

6. Длина скважины и её сложный профиль усложняют процесс цементирования скважины, в то время как качественное цементирование является очень важным для скважины с большим отклонением от вертикали, ввиду сложности выполнения ремонтных работ, или повторного цементирования.

Таким образом, разработка скважины с большим отклонением от вертикали сопряжена с рядом специфических трудностей, и требует решение ряда задач иногда нетривиальных и взвешенного подхода. Однако, все эти специфические трудности происходят из одной особенности скважины с большим отклонением от вертикали, а именно от её сложного профиля, который характеризуется своей изогнутостью, и все производные от этого проблемы как-то: протяжённость скважины, повышенные нагрузки, и даже необходимость в квалифицированном персонале и пр. обусловлены одним ключевым фактором (который в свою очередь тесно связан с изогнутостью). Это – увеличенное трение. Именно трение является основным источником вышеперечисленных проблем при разработке скважин с большим отклонением от вертикали.

### **3.2 Обзор методов снижения трения при бурении скважины с большим отходом от вертикали**

Повышенное трение является причиной не только скорого прямого износа оборудования, Работа механизмов в условиях повышенного трения требует ещё и



повышенной энергоотдачи, вследствие чего, потери энергии на трение могут составлять до 30% энергорасхода на скважину. Очевидно, что снижение энергозатрат является важной частью системы повышения прибыльности скважины, а также удобства её работы, условием соблюдения техники безопасности и условий труда обслуживающего её персонала. Поэтому в мировой практике направление исследований в области снижения трения при бурении скважины (и особенно в скважинах с большим отклонением от вертикали) является очень значимым в общем деле повышения энергоэффективности бурения скважин. Основные работы по снижению трения ведутся в областях бурения на границах металл-металл, «металл - горная порода» и «металл - фильтрационная корка». На коэффициент трения в скважинах с большим отклонением по вертикали влияет множество факторов, которые необходимо учитывать в случае необходимости применения мер для его снижения: от смазывающих качеств раствора, применяемого в бурении скважины, до частоты темпа искривления. Помимо этих факторов на трение оказывают влияние жёсткость и диаметр бурильной трубы, сложность и частота прихвата, мощность шламового слоя, однородность стенок скважины, работа стабилизатора и центриатора, эффект «гидравлического поршня». Компания K & M Технолоджи Груп рекомендует внимательно относиться ко всем этим факторам и рассчитывать их индивидуально, т.к. часто коэффициенты трения не являются взаимозаменяемыми, и поэтому требуют индивидуального расчёта и подхода [33].

На практике же существует несколько способов преодоления (точнее снижения) трения при бурении скважин с большим отходом по вертикали. Все эти способы можно распределить в две группы в соответствии с принципом действия:

1. Механические
2. Химические
3. Технологические

К первой группе относятся механические устройства, которые входят в состав бурильной колонны, являясь её функциональным компонентом, задачей которого является снижение трения. К механическим устройствам, предназначенным для снижения трения при бурении скважин с большим отходом по вертикали относятся следующие типы устройств: осцилляторы, демпферы вибраций, центраторы, стабилизаторы, специализированные устройства для борьбы с прихватами – яссы.

Ниже я рассмотрю принципы работы этих устройств.

Осциллятор. Это устройство используется для снижения трения бурильной колонны об стенки скважины. Принцип действия осцилляторов основан на создании вибраций, благодаря которым трение колонны в значительной степени снижается. Осцилляторы делятся на три типа в зависимости от создаваемых ими колебаний:

- Радиальные;
- Осевые;
- Радиально-осевые.

Как правило осциллятор монтируется в бурильную колонну в нижней её части, недалеко от долота. Работает осциллятор за счёт прокачки через него бурового раствора, который приводит в движение ротор осциллятора. Двигаясь по эллиптической кривой, он создаёт колебательные движения – вибрации, которые передаются на бурильную колонну, минимизируя, таким образом силы трения. [28,32]

Однако, есть в использовании осцилляторов и негативные факторы. Помимо стоимости самого прибора, это побочные моменты, которые создают вызываемые им вибрации, поэтому, при выборе осциллятора следует учитывать такие параметры как: усталостная прочность корпуса бурильной колонны, возможность самопроизвольного развинчивания резьбовых соединений, стойкости системы к перепадам давления, которые инициирует введение в систему бурильной колонны осциллятора. Несмотря на тот факт, что в целом осцилляторы призваны снизить

трение при бурении скважины с большим отклонением от вертикали – в литературе [27] описаны случаи, когда положительный эффект от осциллятора не наблюдался.

В чём-то схожий с осциллятором принцип действия имеет турбулизатор, который также работает за счёт потока промывочной жидкости, вызывая её турбуленцию, благодаря которой частицы шлама вымываются более эффективно, и тем самым в меньшей степени препятствуют заклиниванию и увеличению трения.

Демпфирующие устройства. Предназначены для снижения вибрационных нагрузок. Демпфер может устанавливаться как над забойным двигателем, так и непосредственно над долотом (демпфер наддолотный). Использование демпферов позволяет повысить стойкость долота, повысить скорость прохождения бурильной колонны в среднем на 7-10%, минимизировать поломки, вызванные усталостными трещинами – результатом вибраций, снизить неравномерность вращения вала.

Опорно-центрирующие приспособления – позволяют стабилизировать траекторию ствола скважины, и предотвратить тем самым образование желобов, неровностей и сужений на её стенках.

Яссы – представляют собой ударные механизмы, которые используются для прохождения прихватов и заклиниваний, освобождая таким образом прихваченный в скважине инструмент. Преимущество яссы заключается в том, что воздействие осуществляется на нижнюю часть бурильного комплекса. Яссы имеют относительно простую конструкцию, которая не требует высокой квалификации обслуживания. Для скважин с большим отклонением по вертикале и для горизонтальных скважин целесообразнее использовать яссы типа «Shock Turn», которые создают не только ударные, но и крутильные нагрузки, в результате чего энерговооружённость такой яссы превышает силу удара яссы классической схемы в 5-6 раз [31].

К механическим методам снижения сил трения относится и такой банальный метод как физическое снижение сил трения, главным образом это достигается посредством увеличения жёсткости бурильной системы, тщательной отделки

поверхностей труб, использование высокоэффективных замковых соединений, утяжелением труб.

К группе химических методов относятся методы снижения трения посредством использования специальных вспомогательных жидкостей. В частности использование смазочных материалов. Так как в системе циркулирует буровой раствор, то он используется как носитель, основная задача заключается в повышении его смазочных свойств. Наиболее используемой добавкой, повышающей смазывающие качества является нефть, так добавление 10% нефти в буровой раствор позволяют минимизировать потери, обусловленные трением примерно на 30%. Помимо нефти в качестве добавок используются отходы рыбожирового производства [30]. Основная проблема смазочных добавок заключается в их низкой экологичности, поэтому их использование хотя и эффективно, но не всегда целесообразно.

Технологические методы направлены на разработку скважины таким образом, чтобы изгибы имели наиболее благоприятные радиусы и частоту. В этом деле важную роль играет предварительная разведка, правильное построение модели, подбор методов бурения и используемых компонентов. Технологические методы позволяют изначально обеспечить наиболее благоприятные условия для бурения с минимальными потерями на трении, однако, эти методы являются лишь дополнением к прочим методам. Кроме того, их использование не всегда целесообразно, например, для ведения такого «щадящего бурения» просто может не оказаться подходящих условий. Кроме того, требуется длительная и дорогостоящая подготовка и изыскательно-разведочные работы, которые могут оказаться ошибочными.

Разработка скважин с большим отходом от вертикали требует серьёзных профессиональных навыков и сопряжена с решением ряда специфических трудностей, которые по большей части обусловлены наличием кривизны профиля бурения. Наиболее общей проблемой таких скважин является повышенное трение,

обусловленное отклонением бурильной колонны в шахте на её протяжении. Так как трения значительно снижает КПД скважины (влияя на экономические показатели, ресурсные затраты и пр.), то для этих скважин очень важно применять меры для снижения трения. На сегодняшний день можно выделить несколько разнообразных методов, которые можно определить в три группы:

1. Механические. Способствуют снижению трения вследствие механического воздействия.

2. Химические. Снижают трение посредством смазывания трущихся поверхностей химической смазкой.

3. Технологические. Эти методы основаны на предварительном расчёте таким образом, чтобы минимизировать силы трения в процессе разработки скважины.

Все эти методы имеют свои преимущества и недостатки, поэтому наиболее целесообразно их комплексное использование. Грамотный подбор правильных методов позволяет повысить экономическую эффективность скважины более чем на 40%.

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

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

#### **4.1.1 Основные направления деятельности предприятия**

ООО «Газпром бурение» — одно из крупнейших буровых предприятий России, осуществляющее управление интегрированными проектами по строительству скважин на суше и на шельфе на всей территории Российской Федерации: в Западной и Восточной Сибири, на Дальнем Востоке, в Оренбургской и Астраханской областях, Республике Коми, на полуострове Ямал.

Предприятие было создано в мае 1997 года в результате объединения специализированных управлений буровых работ, входивших в состав газодобывающих предприятий ПАО «Газпром».

В состав новой компании вошли старейшие опытные предприятия по строительству скважин в различных геологических и климатических условиях, что дало возможность перераспределения в соответствии с производственной необходимостью буровых мощностей и кадрового потенциала между филиалами в разных регионах РФ.

В состав ООО «Бургаз» (сегодня ООО «Газпром бурение») вошло пять филиалов: «Кубаньбургаз» (Краснодарский край, основан в 1944 г.), «Севербургаз» (Республика Коми, основан в 1946 г.), «Оренбургбургаз» (Оренбургская область, основан в 1970 г.), «Тюменбургаз» (ЯНАО, основан в 1979 г.), «Астраханьбургаз» (Астраханская область, основан в 1985 г.).

Всего за 1997-2013 годы компанией было пробурено более 7 млн. метров горных пород, закончены строительством 3669 скважин. По результатам разведочного бурения были построены 409 скважин с суммарной проходкой более 1,2 млн метров, что позволило открыть 25 новых месторождений и 64 новые залежи на открытых ранее месторождениях.

#### **4.1.2 Организационная структура предприятия**

ООО «Газпром бурение» - генеральный подрядчик ПАО «Газпром» по строительству скважин на месторождениях и площадях полуострова Ямал, Восточной Сибири, Дальнего Востока и Приразломного месторождения в Печорском море. Среди партнеров ООО «Газпром бурение», помимо ПАО «Газпром», крупнейшие российские газо-нефтедобывающие компании, такие как ОАО «НК Роснефть», ОАО «НОВАТЭК», ОАО «Газпром нефть», ПАО АНК «Башнефть», ЗАО «Независимая нефтяная компания» и другие.

ООО «Газпром бурение» имеет пять производственных филиалов: «Уренгой бурение», «Краснодар бурение», «Астрахань бурение», «Ухта бурение», «Оренбург бурение», Представительство в г. Санкт-Петербурге и три дочерних общества:

1. ПАО «Подзембургаз», осуществляющее деятельность по подготовке структур для создания подземных хранилищ газа

2. ООО «Управление технологического транспорта и специальной техники – Бурсервис», отвечает за транспорт (грузоперевозки, обслуживание);

3. ООО «Национальный буровой сервис»,

Схема организационной структуры представлена на рисунке 16.

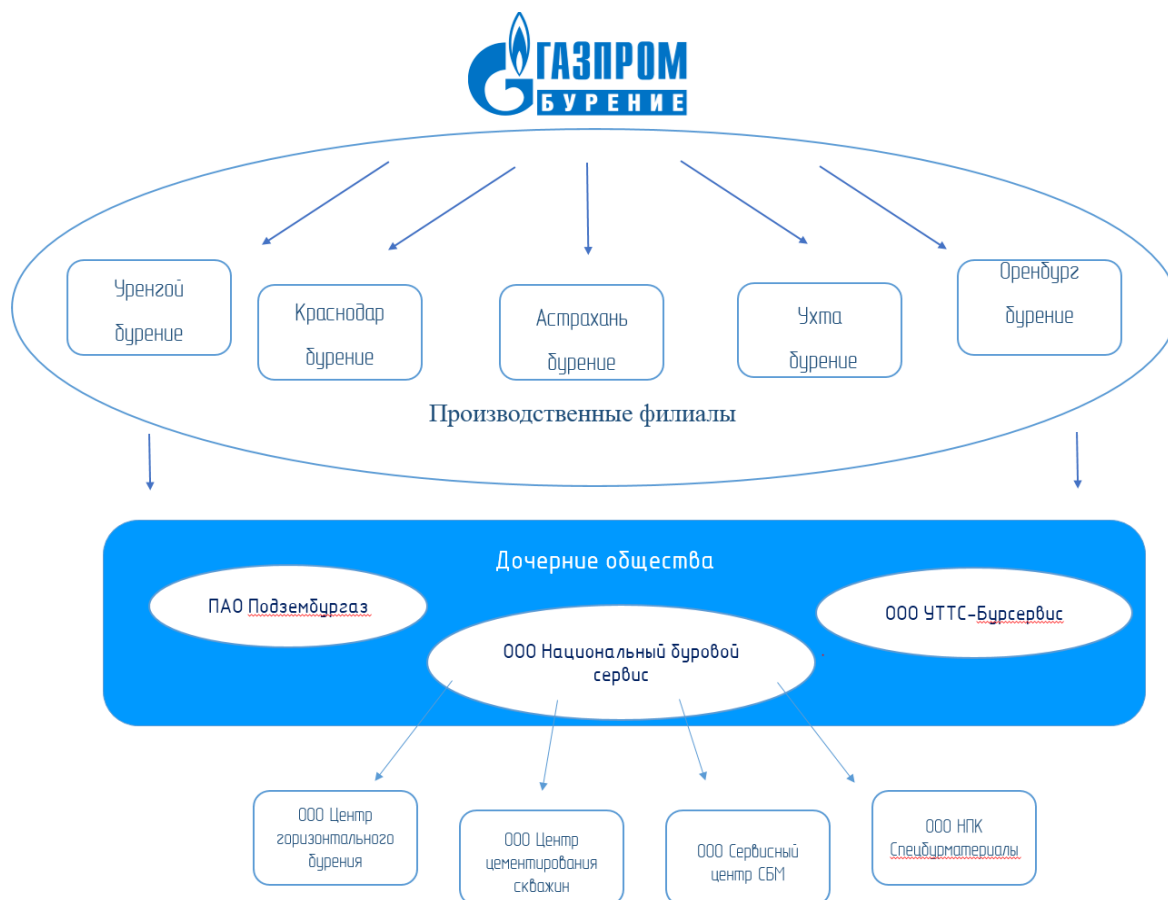


Рисунок 16 – Схема организационной структуры

Конкурентами ПАО «Газпром-бурение», являются нефтегазодобывающие компании России, такие как ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Роснефть», ПАО «Лукойл».

## 4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

### 4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Производственные работы по сооружению скважин состоят из нескольких этапов, нормативная продолжительность определяется, как сумма нормативной продолжительности всех этапов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы
- бурение и крепление скважины



При расчете принимаются во внимание:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекта
- нормы проходки 1 метра, нормы проходки на долото
- нормирование спускоподъемных операций, вспомогательных работ, связанных с креплением и цементированием скважины

Нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным интервалам определяется по формуле:

$$T_{\text{б}} = T_{\text{бн}} \cdot h, \quad (31)$$

где  $T_{\text{бн}}$  – норма времени на бурение одного метра, час

$h$  – величина нормативного интервала, метр

При расчете нормативного времени на спуско-подъемные операции, учитывается количество поднимаемых и опускаемых свечей, количество наращиваний по каждому нормативному интервалу:

$$N_{\text{сп}} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2d - h)}{2L}, \quad (32)$$

$$N_{\text{под}} = \frac{n \cdot h + N_{\text{сп}}}{L}, \quad (33)$$

$$T_{\text{сп}} = \frac{N_{\text{сп}} \cdot T_{\text{св}}}{60}, \quad (34)$$

$$T_{\text{под}} = \frac{N_{\text{под}} \cdot I_{\text{св}}}{60}, \quad (35)$$

$$T_{\text{под}} = \frac{N_{\text{под}} \cdot I_{\text{св}}}{60}, \quad (36)$$

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

$T_{\text{сп}}$ ,  $T_{\text{под}}$  – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{\text{св}}$  – нормативное время на спуск и подъем одной свечи по ЕНВ, час

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [3],[4].

После определения продолжительности цикла строительства скважины, определяются:

Механическая скорость бурения (м/час):

$$V_M = \frac{H}{t_m}, \quad (37)$$

где  $H$  – глубина скважины, м;

$t_m$  – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения (м/час):

$$V_p = \frac{A}{t_m + t_{\text{СПО}}}, \quad (38)$$

Коммерческая скорость (м/ст.мес):

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k}, \quad (39)$$

где  $T_k$ - календарное время бурения, час Средняя проходка на долото по скважине(м):

$$h_{cp} = \frac{H}{n}, \quad (40)$$

где  $n$  – количество долот, необходимых для бурения скважины;

Результаты расчета представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений	Время механического бурения, час	СПО и наращивание, час	Промывка, час	Прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Итого:							19,82					
Бурение под кондуктор	Уралбурма ш 393,7 СТ-ЦГВ	60	925	650	0,035	640	1	18,57	6,17	0,4	1,30	26,44
Крепление кондуктора	–	–	–	–	–	–	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	4,01	16	12,85	1,56	0,70	35,12
Итого:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	54,94
Бурение под техническую колонну	БИТ 295,3 ВН 416	925	1682	2400	0,025	1056	1	42,24	11,78	1,28	2,01	57,31
Крепление технической колонны	–	–	–	–	–	–	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	5,1	16	13,14	4,58	0,90	39,72
Итого:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	97,03
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 220,7 ВТ 416 У	1682	2704	2000	0,027	1499	1	55,81	21,06	3,02	2,30	82,19

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Крепление эксплуатационной колонны	–	–	–	–	–	–	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	8,78	24	26,59	7,59	2,5	69,49
Итого:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	151,65
Бурение под хвостовик	БИТ 165,1 ВТ 613	2704	3206	2000	0,035	701	1	20,02	38,58	3,96	3,10	65,66
Крепление хвостовика	–	–	–	–	–	–	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	1,89	16	28,79	9,06	2,10	57,84
Итого:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	123,50
Итоговое время на бурение, ч												235,10
Итоговое время на крепление, ч												202,17
Итоговое время на геофизические исследования, ч												93,4
Итого, ч												530,67

### 4.3 Линеиный календарный график выполнения работ

В компании ПАО «Газпром-бурение» режим работы вахт следующий: 30 дней сменной работы, по 12 сменным часам в сутки. Буровая бригада работает непрерывно, все работы выполняются согласно запланированному времени. Все работы распределяются в зависимости от задач по различным бригадам:

- вышкомонтажная бригада (монтаж и демонтаж буровой)
- буровая бригада (буровые работы)
- бригада испытания (работы по испытанию скважины)

Всего на сооружение скважины необходимо 530,67 часов (22,11 суток).

Линеиный календарный график наглядно показывает занятость бригады и позволяет оценить возможность распределения, что позволяет избежать простоев.

Таблица 29 – Линеиный календарный график проведения работ на объекте

Бригады	Сутки	Месяцы									
		1			2			3			
Вышкомонтажная	40	■									
			■								
				■							
					■						
Буровая	22					■					
							■				
Испытания	8							■			

#### 4.4 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

Стоимость строительства скважины определяет сумму всех затрат, которые необходимо произвести, для выполнения полного объема работ по строительству скважины, а также все затраты по каждому отделению входящему в состав бурового предприятия. Для этого определяют:

- сметную цену всего объема буровых работ
- накладные расходы всех производств, в том числе административно-хозяйственные
- свод затрат по строительству скважины

Основой определения стоимости работ являются сметы к техническим проектам.

Сметная стоимость является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающим предприятиями и

Для расчета основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), для эксплуатационных скважин определяемых с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [5], расчет состоит из четырех частей:

- 1 часть – Подготовительные работы;
- 2 часть – Вышкомонтажные работы ;
- 3 часть – Бурение и крепление скважины;
- 4 часть – Испытание скважины

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

Затраты зависящие от времени:

- оплата труда буровой бригады
- содержание бурового оборудования и амортизация

Затраты зависящие от объема работ (на 1 м проходки):

- расход долот;
- износ бурильных труб,
- расходуемые в процессе эксплуатации материалы

Все расчеты проводятся в ценах 1984 года согласно СНиП IV-5-82, для перевода используется индекс изменения сметной стоимости. Для Томской области на декабрь 2019 года индекс составляет 218.



## **5 Социальная ответственность**

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

Строительство скважин является трудоёмким процессом, имеющий специфичные особенности организации процесса введения буровых работ. В связи с удалённым расположением геологического объекта, и как следствие, невозможностью обеспечения ежедневного возвращения работников к месту постоянного проживания, устанавливается вахтовый метод трудового процесса.[6]

Работа вахтовым методом характеризуется наличием ряда некоторых ограничений на список лиц, имеющих возможность нахождения на буровой, и допуску к осуществлению операций. Согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад. [7]

Аналогично, к ведению работ не могут привлекаться лица, не достигшие совершеннолетия, а также лица, имеющие медицинские противопоказания к выполнению работ вахтовым методом. Не допускаются до вахты беременные женщины, и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет. [8]

Продолжительность вахты не может превышать одного месяца. [9]

Во избежание несчастных случаев, рабочие места должны быть максимально защищены от воздействия неблагоприятных факторов и обеспечивать достаточный обзор всех рабочих зон. [10]

Персоналу, в свою очередь, должна быть организована ежедневная доставка к месту ведения работ за счёт работодателя, либо компенсировать расходы на самостоятельное прибытие, что согласуется в соответствующем договоре. [11]

Производственное оборудование с групповыми рабочими местами и заданным темпом передачи предмета труда с одного рабочего места на другое должно обеспечивать возможность изменения темпа выполнения трудовых действий в соответствии с динамикой работоспособности человека в течение смены и особенностями трудовых действий в пределах  $\pm 20\%$  от заданного темпа, если, исходя из технологических требований, темп не должен быть постоянным [17].

При проектировании в состав буровой установки силового верхнего бурильщик ведет работу в специальном кресле, чья конструкция должна обеспечивать выполнения трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Также при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук [26].

Работник буровой, по закону, 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» [12]

## 5.2 Производственная безопасность

В ходе строительства скважины, работа на буровой установке может характеризоваться проявлением опасных производственных факторов. В данном разделе приведены как относительно безвредные, так и потенциально опасные факторы локальной рабочей среды.

Таблица 30 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень общей и локальной вибрации	-	+	+	Требования к уровню вибрации устанавливается ГОСТ 12.1.012-90[13]
2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.[14]

Продолжение таблицы 30

3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте	+	+	+	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с. Б 08-624-03[15]
4. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [16]
5. Движущиеся части и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [17]

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

**5.3.1 Повышенный уровень общей и локальной вибрации**

Источниками вибрации на буровой установке являются такие механизмы как буровые насосы, вибросита, электромоторы. Также, нарушение баланса вращающихся частей установок или неправильное осуществления операций может стать причиной вибраций различной интенсивности. Продолжительные вибрации

оказывают пагубное влияние на все системы человека. Они могут вызывать 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 борьбы с вибрациями, на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, увеличивают массу опорного основания.

Допустимые уровни вибрации контролируются по ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования [13].

Таблица 31 – Допустимые нормы вибрации

Частота гармонической составляющей, Гц	Амплитуда виброперемещения, $\text{м} \cdot 10^{-3}$	
	на постоянных рабочих местах стационарных машин в производственных помещениях	в производственных помещениях, не имеющих источников вибрации
2	1,4	0,57
4	0,25	0,1
8	0,063	0,025
16	0,0282	0,112
31,5	0,0141	0,0056
63	0,0072	0,0028

### 5.3.2 Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума

Неблагоприятный уровень шума на буровой установке возникает в процессе работы различных насосов, бурового оборудования. В соответствии с требованиями

ГОСТ 12.1.003-83 СББТ «Шум. Общие требования безопасности» [9], шум на рабочем месте не должен превышать 85дБА. Для уменьшения воздействия шума на объекте используются индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы) и коллективные средства защиты согласно ГОСТ Р 12.4.213-99 и ГОСТ 12.1.029-80 соответственно [18,19].

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

Так как работа на буровой установке ведётся круглые сутки, требуется соответствующее искусственное освещение.

Недостаток освещения при работе ночью может со временем привести к ухудшению зрительного функционирования, воздействию 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[15]:

Таблица 32 – Освещенность рабочего пространства

<b>Пространство</b>	<b>Освещенность, лк</b>
Роторный стол	100
Пути движения талевого блока	30
помещения вышечного и насосного блоков	30
превенторной установки	75
лестниц, маршей, сходов, приемного моста	10
люльки верхового рабочего	25
лебедки	75

### 5.3.4 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, в результате поступления из скважины пластовых флюидов, использовании химических реагентов при приготовлении буровых растворов.

Загазованность может вызвать развитие хронических заболеваний, раздражение органов чувств, заболевание верхних дыхательных путей. Для предотвращения осложнений, микроклимат рабочих мест должен отвечать следующим требованиям:

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). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [16]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м<sup>3</sup>;
- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности - 10 мг/м<sup>3</sup>;
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C1-C5) – 3 мг/м<sup>3</sup> (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO<sub>2</sub>) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м<sup>3</sup> (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH<sub>3</sub>OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м<sup>3</sup>.

В местах, с повышенной концентрацией вредных веществ, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами, а в местах, с повышенной запыленностью – противопыльными респираторами.

### **5.3.5 Движущиеся части и механизмы**

Во время строительства скважины, оборудование на буровой установке находится в постоянной динамике. При некорректной эксплуатации, ошибках буровой бригады при выполнении технологических операций или неисправности оборудования, движущиеся части и механизмы могут стать источником различных травм. Данный фактор имеет большой риск проявления при невыполнении требований безопасности в ходе выполнения технологических операций. Производственное оборудование должно обеспечивать безопасность работающих при монтаже (демонтаже), вводе в эксплуатацию и эксплуатации, а также при ремонте или обслуживании.

Согласно ГОСТ 12.2.003-91 конструкция производственного оборудования должна исключать на всех предусмотренных режимах работы нагрузки на детали и сборочные единицы, способные вызвать разрушения, представляющие опасность для работающих, если возможно возникновение нагрузок, приводящих к опасным для работающих разрушениям отдельных деталей или сборочных единиц, то производственное оборудование должно быть оснащено устройствами, предотвращающими возникновение разрушающих нагрузок, а такие детали и сборочные единицы должны быть ограждены или расположены так, чтобы их разрушающиеся части не создавали травмоопасных ситуаций[17].



## **5.4 Экологическая безопасность**

Строительство скважины может оказывать большое влияние на экологическую среду близлежащих территорий объекта. Источниками загрязнения может служить как реагенты, используемые при приготовлении буровых растворов и их восстановления, так и пластовые флюиды при выбросе или аварийных ситуациях фонтанирования. Наиболее критические последствия несут за собой случаи неуправляемого фонтанирования.

Поэтому, до вскрытия продуктивных горизонтов устанавливается противовыбросовое оборудование, что препятствует спонтанному фонтанированию скважины. Контроль за исправностью ПВО должен осуществляться в обязательном порядке.

### **5.4.1 Защита атмосферы**

В ходе строительства скважины, основное воздействие на атмосферу осуществляется: продуктами сжигания получаемого природного газа, двигателями внутреннего сгорания, которые применяются как для работы бурового оборудования, так и установленные на автотранспорте.

Для нормирования загрязнителей согласно ГН 2.2.5.3532-18 [20] устанавливаются ПДК для различных химических веществ и контролируются на практике. Все работы по охране атмосферы проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.2.3.02 – 78. [21]

Для уменьшения попадания в атмосферу выхлопных газов от двигателей внутреннего сгорания, следует использовать в буровых установках электропривод, а также применять глушители и катализаторы выхлопных газов. Актуален так же и полный переход на дизельные двигатели с максимальным экологическим классом. Что касемо очистки бурового раствора, необходимо применять систему вентиляции для улавливания летучих компонентов.

#### **5.4.2 Защита гидросферы**

В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. Однако, наиболее интенсивное загрязнение происходит при бурении и креплении ствола скважины. В процессе 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.

Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше рекомендуется предпринимать следующие меры[22]:

- Места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов, бурового раствора, сбора производственных и бытовых отходов, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ;
- Буровой раствор хранить в емкостях, исключающих его утечку;
- Разлившаяся на поверхности водного объекта нефть должна быть локализована, собрана техническими средствами и способами, безвредными для обитателей водных объектов и не оказывающими вредного влияния на условия санитарно-бытового водоснабжения, и отправлена на установки подготовки нефти или на очистные сооружения.

Для повышения качества цементирования необходимо центрировать обсадную колонну при спуске, включить в технологическую оснастку турбулизаторы, выждать требуемое время ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента), подбирать правильную рецептуру тампонажного раствора.

#### **5.4.3 Защита литосферы**

На этапе подготовительных для строительства скважины работ, нередко производится вырубка леса, засорение мусором и отходом почвы, полное

уничтожение растительности или повреждение почвенного слоя на месте объекта. Также, во время бурения имеется вероятность загрязнения почвы пластовым флюидом, химическими реагентами бурового раствора.

Для предотвращения загрязнения следует уделять особое внимание герметичности шламовых амбаров и незамедлительно предотвращать утечки.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке [23]. 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[24]. Поверхность такого амбара подвергается технической и биологической рекультивации. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов [25]. По окончании бурения и демонтажа оборудования жидкие отходы должны утилизироваться путем их закачки в нефтесборный коллектор. С места объекта должны удаляться обустройства скважин, строительный мусор, остатки нефтепродуктов. Удалённый или повреждённый слой почвы должен быть покрыт новым, плодородным слоем.

## 5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В процессе сооружения скважины на объекте, вследствие неисправности оборудования, ошибок буровой бригады могут возникнуть: лесные пожары, взрывы ГСМ, разрушение буровой установки. К наиболее опасным и распространённым ЧС относятся газонефтеводопроявления. ГНВП опасно потенциальным переходом в неконтролируемое фонтанирование скважины. При таких случаях более опасными являются газосодержащие скважины.

Существуют как прямые, так и косвенные признаки возникновения ГНВП. Прямые признаки проявлений:

- повышение количества промывочной жидкости в системе циркуляции, проявляемое в увеличении объёма бурового раствора в приемных емкостях;
- уменьшение плотности БР, выходящего из скважины;
- перелив БР при неработающих насосах;
- рост уровня промывочной жидкости выше расчётного значения в системе циркуляции во время спуска ПРИ и т.д

К косвенным признакам можно отнести: увеличение механической скорости проходки, снижения давления в насосе, поглощение БР.

В случае открытого фонтанирования, буровая бригада обязана покинуть БУ. Дальнейшие действия по ликвидации аварии берет на себя бригада КРС.

Методы по предупреждению ГНВП: правильный выбор конструкции скважины; контроль и поверка ПВО, регулярные контрольные опрессовки ПВО; вывешивание плакатов, предупреждающих о вскрытие продуктивного пласта; выполнение проектных параметров бурового раствора; контроль качества цементирования; тренировки и инструктажи с персоналом (проведение учебной тревоги «Выброс»).

## Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были представлены технологические решения по строительству наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Ковачинскую свиту глубиной 3206 метров газоконденсатного месторождения.

Исходя из анализа разреза скважины, было принято решение проектирования направления, кондуктора, технической и эксплуатационной колонны, а также, по техническому заданию, хвостовика 140 мм. Для предотвращения гидроразрыва пласта под башмаком кондуктора спроектирована глубина спуска технической колонны. Так как расчетное значение спуска кондуктора превысило максимально допустимое значение, целесообразно задать глубину спуска кондуктора для перекрытия первичных осложнений в виде поглощений. Расчётная величина спуска кондуктора составила 910 метров.

Для направления выбран роторный способ с применением верхнего силового привода компании Drillmec, так же, для всех остальных интервалов был выбран совмещенный способ бурения с применением винтового забойного двигателя для лучшей ориентации при наборе, стабилизации зенитного угла, и силового верхнего привода, для увеличения механической скорости бурения.

Так как интервалы для бурения направления и кондуктора преимущественно вертикальны, были подобраны шарошечные долота, которые позволяют обеспечить устойчивость положения долота при прохождении вертикальных участков, а также высокую скорость проходки в слабосцементированных, мягких породах, при условии поддержания большей осевой нагрузки.

Для бурения интервала под хвостовик, ТК и ЭК, по просчитанному диаметру, относительно твердости и абразивности пород были спроектированы долота PDC. Данный тип долот придает лучший уровень управляемости на участках набора зенитного угла и позволяет достичь максимальной механической скорости бурения.

При выборе бурового раствора под каждый интервал, основательно рассматривался каждый интервал разреза скважины и относительно условий, подбирался наиболее подходящий. Так, для интервала под направление был выбран бентонитовый буровой раствор, который предназначен для бурения верхней части разреза скважины, который зачастую, преимущественно представлен слабосцементированными песками, глинами и песчаниками. Для бурения направления под заданные геологические условия требовался достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор при прохождении неустойчивых пород формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Интервалы кондуктора и технической колонны преимущественно сложены глинами и песками. Для данных интервалов более подходящим оказался полимерный (инкапсулированный) буровой раствор. За счет того, что полимер присоединяется к глинам на стенках скважины и препятствует таким естественным явлениям как гидратация и дисперсии, выбранный тип бурового раствора является наиболее подходящим относительно данных условий. Основная цель выбора бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта является сохранение коллекторских свойств. Исходя из этого, для эксплуатационной колонны и хвостовика был подобран KCL/полимерный(биополимерный) буровой раствор. Выбор обусловлен тем, что данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей (в качестве кольматанта используются минералы на основе карбоната кальция) эффективно используется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя более 85% естественной проницаемости. Также, введение солевого ингибитора подавляет набухание глин при попадании фильтрата в ПП, что также способствует сохранению проницаемости коллектора.

Не цементируемая часть хвостовика дополнительно подверглась проверке на ГРП. Обсадные трубы под хвостовик спускаются группой прочности Л. Выбор обусловлен необходимостью проведения МРГП и соответствующей прочностью труб для успешной реализации данного технологического процесса. Для проведения МРГП создаётся давление в 700 атм.

Для манжетного цементирования хвостовика была подобрана подвеска ПХРЦ 102/140Б, предназначенная для спуска, подвески и герметизации хвостовика в скважины. Данный тип подвески в своём составе имеет ПГМЦ, обеспечивающей герметизацию межтрубного пространства. ПГМЦ следует активировать путём пуска шара и его прокачки до посадки в седло пакера.

Также, была спроектировано две муфты манжетного цементирования ММЦ1.140.

В ходе анализа методов снижения трения при бурении скважин с большим отходом от вертикали, были выявлены различные способы борьбы с данным явлением.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена структура предприятия «Газпром-бурение», 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 использованной литературы

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016 – 152 с.;
2. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы);
3. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>
4. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>
5. СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ: в 3-х
6. ТК РФ Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом.
7. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 г. №162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин»;
8. ТК РФ Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом.
9. ТК РФ Статья 299. Продолжительность вахты.
10. СанПиН 1964-79. Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых.
11. ТК РФ Статья 302. Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом.
12. Федеральный закон «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» от 17.12.2001 № 173-ФЗ.



13. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
14. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
15. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.
16. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
17. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
18. 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
19. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация
20. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
21. ГОСТ 17.2.3.02-78 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.
22. ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.
23. ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
24. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94.
25. ГОСТ 22263-76 Щебень и песок из пористых горных пород. Технические условия.

26. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
27. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели: справ. пос. М.: Недра. 1999.
28. Левинсон Л.М. Технология бурения и навигация сложно профильных скважин./ Л.М. Левинсон. – Уфа: Монография, 2016. – 162 с.
29. Молоканов Д.Р., Буслаев Г.В. Вопросы и способы снижения сил сопротивления при бурении горизонтальных скважин // Инженер-нефтяник./ Д.Р. Молоканов, Г.В. Буслаев 2008. №3. С. 16-17
30. Хузина Л.Б., Петрова Л.В., Любимова С.В. Методы снижения сил трения при разработке месторождений с горизонтальными скважинами // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело»./Л.Б. Хузина, Л.В.Петрова, С.В. Любимова, 2012. №5. С.62-70
31. Щавелёв А.А. Исымбаев Г.Г. Обзор методов снижения сил трения при бурении горизонтальных скважин / А.А. Щавелёв, Г.Г. Исымбаев. Уфа, Уфимский государственный нефтяной технический университет. 2019. №3 С.38-47
32. Бурение с большим отклонением от вертикали [электронный ресурс] Режим доступа <http://www.rogtecmagazine.com>...uploads/2014/09/07...Russia.pdf, свободный. (дата обращения 15.06.2020)
33. Проектирование и ведение бурения для скважин с большим отклонением от вертикали и сложных скважин [электронный ресурс] Режим доступа <http://www.geokniga.org/books/8282>. Свободный (дата обращения 16.06.2020)

## Приложение А

### Геологическая характеристика скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол	ази-муг	
				град. мин.	град.	
0	110	четвертичные отл.	Q	0	–	1,20
110	860	Энемтенская свита	N <sub>2em</sub>	5 2	90 270	1,00
860	1290	Эрмановская свита	N <sub>1er</sub>	10 3	90 270	1,00
1290	1750	Этолонская свита	N <sub>1et</sub>	11-12 4	90 270	1,00
1750	2030	Ильинская+какертская свиты	N <sub>1il+kk</sub>	12-13 4	90 270	1,10
2030	2350	Кулувенская свита	N <sub>1kl</sub>	13-14 5	90 270	1,10
2350	2550	Снатольская + ковачинская свиты	P <sub>2</sub>	14-15 5-6	90 270	1,00

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического разреза	Интервал, м		Горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки ( структура, текстура, минеральный состав и т.п. )
	от (верх)	до (низ)	краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	110	Суглинки, супеси Пески Гравийно-песчаные породы	Почвенно-растительный слой, чередование песков, суглинков, супесей и гравийно-песчаных пород.
N <sub>2em</sub>	110	860	Туфопесчаники, пески, туфоалевролиты, туфоглины	Туфопесчаники темно-зеленовато-серые, разномзернистые, слабосцементированные. Туфоалевролиты темно-серые, участки глинистые, от мелко до крупномзернистых. Туфоглины темно-серые, слабо и среднеуплотненные с обилием обугленных растительных остатков. Пески разномзернистые, нередко глинистые.
N <sub>1er</sub>	860	1290	Туфопесчаники Туфоалевролиты Туфоглины Угли	Туфопесчаники серые, разномзернистые, крепкослабосцементированные, полимиктовые из монтмориллонит-хлорит-цеолитовом цементе. Туфоалевролиты серые, нередко песчаные и песчанистые, плотные с прослойками бурого угля и включениями растительного детрита. Туфоглины серые и темно-серые, микрослоистые и массивные с обугленными растительными остатками. Угли бурые, слабоуплотненные с остатками древесной растительности
N <sub>1et</sub>	1290	1750	Туфоаргиллиты Туфоалевролиты Туфопесчаники	Туфоаргиллиты серые, плотные, слоистые и массивные. Туфоалевролиты глинистые, серые, плотные, нередко карбонитизированные. Туфопесчаники серые, глинистые, разномзернистые, плотные.
N <sub>1il+kk</sub>	1750	2030	Туфоалевролиты туфопесчаники	Туфоалевролиты темно-серые, разномзернистые, плотные. Туфопесчаники зеленовато-серые, маломзернистые, глинистые.

Продолжение таблицы А.2

N <sub>kl</sub>	2030	2350	<p>Туфоаргиллиты          Туфоалевролиты          Туфопесчанки          Кремнистые и опоковидные силициты и опоки</p>	<p>Толща переслаивания туфоаргиллитов. Туфоалевролитов и туфо-песчаников мелкозернистых кремнистыми аргиллитами, опоковидными силицитами и опоками.</p>
P <sub>2</sub>	2350	2550	<p>Туфопесчанки          Туфоалевролиты          Туфоаргиллиты          Карбонатизированные туфогенные породы          гравелиты</p>	<p>Туфопесчанки зеленовато-серые, мелкозернистые, редко среднезернистые, алевритистые, алевритовые с примесью гальки магматических пород, плохо и хорошоотсортированные с медианным размером зерен не &gt; 0.16 мм. Текстура пород – неяснослоистая, пологокосослоистая и пятнистая. По составу полимиктовые на полиминеральном (монтмориллонито-хлорито-цеолито-лейкоксоновом) цементе. Количество цемента изменяется от 3 до 8%          Туфоалевролиты зеленовато-серые и серые, крупно и мелкозернистые, песчаные, глинисто-песчаные, песчанистые, глинисто-песчанистые, глинистые и сильно-глинистые с беспорядочным неотчетливо-слоистыми, слоистыми и пятнистыми текстурами, средне и хорошоотсортированные (So=1.6-3; Md От 0.02 до 0.08 мм). По петрографическому составу полимиктовые. Цементирующая масса-хлорит-гидрослюдистая с примесью монтмориллонита и титаносодержащих минералов. Количество цемента от 4 до 10%, а в глинистых и сильно глинистых разностях от 12 до 45%.</p>

Таблица А.3 – Физико-механические свойства пород по разрезу скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность г/см <sup>3</sup>	Пористость %	Проницаемость, м.Дарси	Глинистость %	Карбонатность %	Твёрдость, $\frac{кгс}{мм^2}$	Расслоенность	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12	13	14
Q	0	110	Суглинки Пески Гравийно-песчаные породы	-	-	0 200 500	40-50 10 10	0 0 0	50	3 1 3	5 10 15	М, Т
N <sub>2em</sub>	110	860	Туфопесчаники Пески Туфоалевролиты Туфоглины	1.9 2.0 2.1	10 6 2.0	50 50 1-2 0	15 10 30 80	0.5 0.5 0.4 0.4	15 10 15 10	2 1 5 5	10 10 10 1	МС

Продолжение таблицы А.3

N <sub>1er</sub>	860	1290	Туфопесчаники	2.0									МС
			Туфоалевоолиты	2.1	13	50	15	0.5	20	2-3	10		
			Туфоглин	2.2	7.5	7	25	0.5	15	3-5	10		
			ы	1.0	2.0	<0.6	70	0.3	10	1-2	5		
			Угли	1.0	0	0	5	0	5	1-2	0.5		
N <sub>1et</sub>	1290	1750	Туфоаргиллиты	2.35	1.0	<0.6	80	0.1	15	1	7	С	
			Туфоалевоолиты	2.1	2	<1	30	0.4	20	2-3	10		
			Туфопесчаники	2.1	8	50	10	0.5	20	2-3	10		
N <sub>1il+kk</sub>	1750	2030	Туфоалевоолиты	2.2	3	<1	25	0.4	20	1	10	С	
			Туфопесчаники	2.2	9	80	5	0.5	20	1-2	10		

Продолжение таблицы А.3

N <sub>1к1</sub>	2030	2350	Туфоаргил литы									СТ
			Туфоалевр олиты	2.45	1	<0.6	90	0.2	20	1	7	
			Туфопесча ники	2.3	1	<1	До 40	0.4	25	2-3	10	
				2.3	6	50	10	0.5	25	1-3	10	
			Кремнист ые аргиллиты , опоковидн ые силициты и опоки	2.2	1-2	0	0	0	100	3-4	8	
P <sub>2</sub>	2350	2550	Туфопесча ники									СТ
			Туфоалевр оллиты	2.3	Ср 9	Ср. 30	Ср.5	<5	80	3	10	
			Туфоаргил литы	2.4	Ср 6.4	Ср. 20	Ср.10	<5	70	3	10	
			Карбонати зированны е	2.5	Ср 1.0	<0.6	95	2-3	50	2	7	
				2.8	Ср 0.7	<0.6	0	50	100	1	15	
				2.6	0.5	<0.6	30	0.5	100	1	15	
			туфогенны е породы Гравелиты									



Таблица А.4 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Условия возникновения
от	до		
0	110	Осыпи и обвалы стенок скважины	–
1070	2030		–
2120	2350		–
860	1400	Нефтеводопроявления	Несоблюдение параметров БР
1750	1770		Несоблюдение параметров БР
2030	2120		Несоблюдение параметров БР
2350	2450		Несоблюдение параметров БР
0	110	Прихватопасные зоны	Длительное простаивание скважины без циркуляции
900	1750		Несоблюдение режимов промывки, параметров БР
0	110	Поглощение бурового раствора	Несоблюдение проектных параметров БР, увеличение репрессии на пласт > 20% сверх гидростатического давления.
110	860		

## Приложение Б

### Проектирование профиля, процессов углубления и заканчивания скважин

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

Интервал по вертикали, м		Длина интервала По вертикали, М	Интенсивность изменения зенитного угла, град/10м	Зенитный угол, град.		Горизонтальное смещение		Длина по стволу, м	
От (верх)	До (низ)			В начале интервала	В конце интервала	За интервал	Общее	Интервала	Общая
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0,00	150	150	0	0,00	0	0,00	0	150,00	150,00
150,00	269,12	119,12	1	0	12	12,52	12,52	120,00	270,00
269,12	1980,00	1710,88	0	12,00	12	376,18	388,70	1749,10	2019,10
1980,00	2231,38	251,38	1,5	12	60	558,82	935,00	320,00	2339,10
2231,38	2280,00	48,62	0	60	60	643,03	1201,85	97,24	2436,34
2280,00	2350,00	70,00	1,1	60	89,52	900,00	1543,03	269,30	2705,64
2350,00	2354,15	4,15	0	89,52	89,52	1399,98	2299,98	500,00	3205,64

Таблица Б.2 – 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 КНК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	60	ПК 127x9	127	P	9,19	3-133	10,47	0,351	8,64	1,79	>1 0	27,0 0	28,4 0
бурение	60	925	ПК 127x9	127	P	9,19	3-133	866,61	27,68	39,98	1,08	5,7 4	5,83	6,14
бурение	925	1682	ПК 127x9 ПК 127x13	127	P	9,19	3-133 3-147	900 712,37	28,75 31,07	70,44	1,26 1,66	8,5 7 5,6 9	3,31	3,48
бурение	1682	2704	ПК 127x9 ПК 127x13	127	P	9,19	3-133 3-147	140 120 3	44,72 52,45	110,3 4	1,03 1,2	6,9 6 4,0 8	2,11	2,22
бурение	2704	3206	ПК 89x9	89	P	9,19	3-102	308 1	66,95	75,22	1,51	3,6 3	2,28	2,36

## Приложение В

Таблица В.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Затраты, зависящие от времени														
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	40,00	5166,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	–	–	0,15	20,7 3	1,10	152,01	2,40	331,66	3,42	472,61	2,74	378,64
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	9,95	40,00	398,00	0,15	1,49	1,10	10,95	2,40	23,88	3,42	34,03	2,74	27,26
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	–	–	0,15	37,9 3	1,10	278,15	2,40	606,86	3,42	864,78	2,74	692,84
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	1443	–	–	0,15	216, 45	1,10	1587,30	2,40	3463,20	3,42	4935,06	2,74	3953,82

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	244,60	–	–	–	–	–	–	2,40	587,04	3,42	36,53	2,74	670,20
Прокат ВЗД	сут	92,66	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут	240,95	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	7,54	–	–	0,15	1,13	1,10	8,29	2,40	18,10	3,42	25,79	2,74	20,66
Эксплуатация ДВС,	сут	8,9	–	–	0,15	1,34	1,10	9,79	2,40	21,36	3,42	30,44	2,74	24,39
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	257,41	–	–	0,15	38,61	1,10	283,15	2,40	617,78	3,42	880,34	2,74	705,30
Эксплуатация спецтранспорта	сут	134,32	40,00	5372,80	0,15	20,15	1,10	147,75	2,40	322,37	3,42	459,37	2,74	368,04
<b>Зависящие от объема работ</b>														
NaOH	уп	–	–	3,00	303,19	14,00	1414,89	21,00	2122,34	122,00	12329,79	–	–	–

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Глинопорошок	уп	–	–	6,00	978,72	25,0 0	20744,68	38,00	31531, 91	28,00	23234,04	–	–	–
Барит	уп	–	–	1,00	93,62	1,00	893,62	1,00	893,62	1,00	893,6 2	–	–	–
Полиакриламид	уп	–	–	–	–	10,0 0	1250,00	15,00	1875,00	11,00	1375, 00	–	–	–
ПАВ	уп	–	–	–	–	–	20,00	1808,5 1	30,00	2712,77	22,00	1989,36	–	–
Полиакрилат	уп	–	–	–	–	–	3,00	159,57	5,00	265,96	4,00	212,77	–	–
ПАЦ НВ	уп	–	–	–	–	–	11,00	936,17	17,00	1446,81	12,00	1021,28	–	–
Смазочная добавка	уп	–	–	–	–	–	59,00	1255,3 2	91,00	1936,17	66,00	1404,26	–	–
Ингибитор	уп	–	–	–	–	–	20,00	574,47	30,00	861,70	22,00	631,91	–	–
Регулятор жёткости	уп	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	26,00	854,68
Структурообразов атель	уп	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	78,00	788,30
Понизитель фльтрации	уп	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	386,00	1215,49
Ингибитор (соль)	уп	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1011,00	666,83
Смазочная добавка	уп	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	175,00	3723,40
Утяжелители, закупоривающие материалы	уп	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	9,00	670,21
Бактерициды	уп	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	11,00	351,06
Пеногасители	уп	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	11,00	392,02
Уралбурмаш 393,7 СТ-ЦГВ	шт	–	–	–	–	1	1092,39	–	–	–	–	–	–	–
БИТ 295,3 ВН 416	шт	–	–	–	–	–	–	1	2647,22	–	–	–	–	–

Окончание таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
БИТ 220,7 ВТ 416 у	шт	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2421,22	-	-	-
БИТ 165,1 ВТ 613	шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	825,69	-
Итого затрат на бурение, по этапам	руб	-	-	-	8496,56	-	32607,01	-	53146,41	-	55278,64	-	17311,43	-
Итого затрат на бурение	руб	177776,85												

Таблица В.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты, зависящие от времени												
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	0,675	93,28	1,36	187,94	1,82	251,51	2,98	411,81	1,99	275,00
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	23,98	–	56,38	–	75,45	–	123,54	–	82,50
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	9,95	0,675	6,72	1,36	13,53	1,82	18,11	2,98	29,65	1,99	19,80
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	2,01	–	4,06	–	5,43	–	8,90	–	5,94
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,675	170,68	1,36	343,89	1,82	460,21	2,98	753,52	1,99	509,19
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	1443	0,675	974,03	1,36	1962,48	1,82	2626,26	2,98	4300,14	1,99	2871,57



Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления обработки тампонажного раствора	сут	7,54	0,675	5,09	1,36	10,25	1,82	13,72	2,98	22,47	1,99	15,00
Эксплуатация ДВС,	сут	8,9	0,675	6,01	1,36	12,10	1,82	16,20	2,98	2652,7	1,99	17,71
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	257,41	0,675	173,75	1,36	350,08	1,82	468,49	2,98	767,08	1,99	512,12
Эксплуатация спецтранспорта	сут	134,32	0,675	90,67	1,36	182,68	1,82	244,46	2,98	400,27	1,99	267,30
Затраты, зависящие от объема работ												
БКМ-426	шт	135,32	1	135,32	–	–	–	–	–	–	–	–
ЦКОД-426	шт	208,72	1	208,72	–	–	–	–	–	–	–	–
ЦЦ2-426/490	шт	12,39	7	74,34	–	–	–	–	–	–	–	–
ПРП-Ц-426	шт	70,45	1	70,45	–	–	–	–	–	–	–	–
БКМ-326	шт	66,97	–	–	1	66,97	–	–	–	–	–	–
ЦКОД-326	шт	107,34	–	–	1	107,34	–	–	–	–	–	–

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЦЦ-324/394	шт	11,01	–	–	35	352,32	–	–	–	–	–	–
ПРП-Ц-326	шт	49,54	–	–	1	49,54	–	–	–	–	–	–
БКМ-245	шт	54,95	–	–	–	–	1	54,95	–	–	–	–
ЦКОД-245	шт	83,49	–	–	–	–	1	83,49	–	–	–	–
ЦПЦ-245/295	шт	14,69	–	–	–	–	72	998,92	–	–	–	–
ПРП-Ц-245	шт	26,36	–	–	–	–	1	26,36	–	–	–	–
БКОК–178Р1	шт	101,38	–	–	–	–	1	101,38	–	–	–	–
ЦКОД-178	шт	62,61	–	–	–	–	–	–	1	62,61	–	–
ЦПЦ-178/220	шт	12,84	–	–	–	–	–	–	74	911,64	–	–
ЦТ 178/220	шт	14,68	–	–	–	–	–	–	12	146,8	–	–
ПРП-Ц-В-178	шт	12,2	–	–	–	–	–	–	1	12,2	–	–
ПРП-Ц-Н-178	шт	21,65	–	–	–	–	–	–	1	21,65	–	–
БКП-Вр-114	шт	56,65	–	–	–	–	–	–	–	–	1	56,65
ЦКОДУ-114	шт	42,64	–	–	–	–	–	–	–	–	1	42,64
МУФТА ГРПП2 – 114(70МПа)(3е нит)	шт	724,25	–	–	–	–	–	–	–	–	6	3621,25
ЦПЦ-114/143	шт	11,01	–	–	–	–	–	–	–	–	47	495,45
ЦТЖС-114/151	шт	16,06	–	–	–	–	–	–	–	–	32	481,8
ПРП-Ц-В-114	шт	9,84	–	–	–	–	–	–	–	–	1	9,84
ПРП-Ц-Н-114	шт	17,71	–	–	–	–	–	–	–	–	1	17,71
ПХГМЦ - 114/178	шт	2064,2 2	–	–	–	–	–	–	–	–	1	2064,22
МБП-СМ	кг	0,58	512	310,12	365	211,7	148	85,84	93	53,94	36	20,88
МБП-МВ	кг	0,64	438	295,63	313	200,32	126	80,64	80	51,2	31	19,84
Полицем Фрост	т	90,82	22	896,56	–	–	–	–	–	–	–	–
ПЦТ - П – 100	т	70,31	–	–	12,40	389,89	–	–	–	–	–	–

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	т	62,19	–	–	21,89	591,21	–	–	–	–	–	–
ПЦТ - II - 100	т	76,84	–	–	–	–	7,89	231,56	3,94	–	–	–
ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	т	54,98	–	–	–	–	31,89	878,69	27,89	679,89		
ПЦТ - II - 150	т	84,38	–	–	–	–	–	–	–	–	13,56	496,36
НТФ	кг	1,54	–	–	11,75	18,095	18,82	28,9828	15,14	23,3156	–	–
Итого на крепление	руб	8956460										

Таблица В.3 – Сводный сметный расчет

Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1	2	3
1. Подготовительные работы к строительству скважины		
Обустройство площадки	9123	19638965
Рекультивация перед планировкой	289635	2965789
Итого		22604754
2. Строительство и монтаж бурового оборудования		
Строительство и монтаж	198636	38 802 692
Разборка и демонтаж	13569	2569145
Итого		41 371837
3. Бурение и крепление скважины		
Бурение скважины	1785696	26456789
Крепление скважины	45698	9654125
Итого		36110914
4. Испытания скважины на продуктивность		
Испытание по окончанию бурения	47896	9786128
5. Промыслово-геофизические работы		
Затраты на промыслово-геофизические работы	9365	2015965
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)	11951	1 075 394
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	20123	470896
Эксплуатация котельной и паровой установки	35698	6 896458

Продолжение таблицы В.3

1	2	3
Итого		8185028
Итого прямых затрат		114 612 600
7. Накладные расходы		
Накладные расходы (25% на итог прямых затрат)		28 653 150
8. Плановые накопления;		
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)		10 028 602
9. Прочие работы и затраты		
Зарплаты, надбавки	9658,89	2156965
Транспортировка буровых бригад	4325	980523
Сооружение водяной скважины	5001	1100235
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)		315965
Амортизация жилого городка	158	31256
Итого		4 118 676
10. Резерв средств на непредвиденные расходы		
Затраты на непредвиденные работы и расходы (5% от пунктов 1-10, за вычетом транспортировки бригад)		7 870 651
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		279742226
ВСЕГО с учетом НДС (20%)		335690671,2

