

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Талахский горизонт нефтегазового месторождения</b>

УДК 622.243.23

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Рах Кирилл Дмитриевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	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)

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

(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	Рах Кирилл Дмитриевич

Тема работы:

<b>Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Талахский горизонт нефтегазового месторождения</b>
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геологические условия бурения</li> <li>2. Глубина по вертикали: по расчету</li> <li>3. Тип профиля: наклонно-направленный</li> <li>4. Данные по профилю: длина вертикального участка 150 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 1100 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 65 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, глубина спуска насосного оборудования 100 м над целевым пластом</li> <li>5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать</li> <li>6. Способ цементирования (выбрать):</li> </ol>
---	---

	<p>одно/двухступенчатый</p> <p>7. Способ перфорации: гидropескоструйная перфорация</p> <p>8. Минимальный уровень жидкости в эксплуатационной</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ       <ol style="list-style-type: none"> <li>1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ</li> <li>1.2. Геологические условия бурения</li> <li>1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)</li> <li>1.4. Зоны возможных осложнений</li> <li>1.5. Исследовательские работы</li> </ol> </li> <li>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ       <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</li> <li>2.2. Обоснование конструкции скважины           <ol style="list-style-type: none"> <li>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</li> <li>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений</li> <li>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</li> <li>2.2.4. Выбор интервалов цементирования</li> <li>2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</li> <li>2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины</li> </ol> </li> <li>2.3. Углубление скважины           <ol style="list-style-type: none"> <li>2.3.1. Выбор способа бурения</li> <li>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</li> <li>2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</li> <li>2.3.4. Расчет частоты вращения долота</li> <li>2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</li> <li>2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</li> <li>2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</li> <li>2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины</li> <li>2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна</li> </ol> </li> <li>2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин           <ol style="list-style-type: none"> <li>2.4.1. Расчет обсадных колонн               <ol style="list-style-type: none"> <li>2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</li> <li>2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений</li> <li>2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине</li> </ol> </li> <li>2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины               <ol style="list-style-type: none"> <li>2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн</li> <li>2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов</li> <li>2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объёма буферной, продавочной жидкостей</li> <li>2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины                   <ol style="list-style-type: none"> <li>2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования</li> <li>2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси</li> </ol> </li> </ol> </li> <li>2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн</li> <li>2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин</li> </ol> </li> <li>2.5. Выбор буровой установки</li> </ol> </li> </ol>

<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)
---	------------------------------------

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>
--

Раздел	Консультант
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	Спицына Л. Ю., к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
<b>Социальная ответственность</b>	Фех А. И., старший преподаватель

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Рах Кирилл Дмитриевич		

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 2019 /2020 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:	16.06.2021
--	------------

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. Выбор способа ликвидации поглощения бурового раствора	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	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7В	Раху Кириллу Дмитриевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело / 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>	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения поисковых ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Основные технико-экономические показатели поисковых ГРП
2. <i>Планирование и формирование бюджета поисковых ГРП</i>	Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРП</i>	Общий расчет сметной стоимости строительства скважины

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

1. Линейный календарный график
2. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
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	Рах Кирилл Дмитриевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7В	Раху Кириллу Дмитриевичу

<b>Школа</b>		<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело /бурение нефтяных и газовых скважин

**Тема ВКР:**

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Талахский горизонт нефтегазового месторождения	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технический проект на скважину Область применения: бурение скважин на нефтегазоконденсатном месторождении (Якутия)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <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>– Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Статья 297;</li> <li>• Статья 264;</li> <li>• Статья 298;</li> <li>• Статья 299;</li> <li>• Статья 302;</li> </ul> </li> <li>– ГОСТ 12.1.003-2014 "Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности";</li> <li>– СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений" ;</li> <li>– ГОСТ 12.2.032-78. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»</li> <li>– СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"..</li> </ul>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенный уровень общей и локальной вибрации;</li> <li>– Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте;</li> <li>– Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Движущиеся части и механизм</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p><b>Атмосфера:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок;</li> <li>– Выбросы при ГНВП.</li> </ul> <p><b>Гидросфера:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом.</li> </ul> <p><b>Литосфера:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Вырубка деревьев;</li> <li>– Повреждение или уничтожение почвенного слоя;</li> <li>– Засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами.</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p><b>Возможные ЧС:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– ГНВП;</li> <li>– Пожары и взрывы на БУ;</li> <li>– Лесные пожары;</li> <li>– Взрывы ГСМ.</li> </ul>

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Рах Кирилл Дмитриевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 140 страниц, 46 таблицы, 14 рисунков, 24 литературных источника, 3 приложения.

Ключевые слова: бурение, проектирование, горизонтальный участок ствола, газ, солевые отложения.

Объектом исследования является скважина на Талахский горизонт газонефтяного месторождения в Якутии.

Целью работы является найти технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Архейскую систему газонефтяного месторождения.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 2398 метров.

В специальной части проекта рассмотрены способы ликвидации поглощения бурового раствора.

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

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

## Определения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

**ММП** – многолетнемерзлые породы

**ВЗД** – винтовой забойный двигатель;

**ГНВП** – газонефтеводопроявление;

**ГНО** – глубинно-насосное оборудование;

**РУС** – роторная управляемая система;

**СНС** – статическое напряжение сдвига;

**ДНС** – динамическое напряжение сдвига;

**УВ** – условная вязкость;

**СПО** – спуско-подъемные операции;

**УБТ** – утяжеленные бурильные трубы;

**МГРП** – многостадийны гидроразрыв пласта;

**ОЗЦ** – ожидание затвердевания цемента;

**КНБК** – компоновка низа бурильной колонны;

**ЦС** – циркуляционная система

## Содержание

Введение.....	15
1 Общая и геологическая часть.....	17
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	17
1.2 Геологические условия бурения .....	18
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения .....	31
1.4 Зоны возможных осложнений.....	34
2 Технологическая часть .....	41
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины .....	41
2.2 Обоснование конструкции скважины .....	42
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	42
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	43
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	44
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	45
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	45
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	46
2.3 Углубление скважины.....	48
2.3.1 Выбор способа бурения.....	48
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента .....	49
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород..	50
2.3.4 Расчет частоты вращения долота .....	50
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора .....	52
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	54
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны .....	56
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	58
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины .....	63
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	64
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность .....	64
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений.....	65
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений .....	68

2.4.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине .....	70
2.4.2	Расчёт и обоснование параметров цементирования скважины .....	71
2.4.2.1	Расчёт объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов.....	72
2.4.2.2	Обоснование и расчёт объема буферной продавочной жидкостей 73	
2.4.2.3	Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора .....	74
2.4.2.4	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементированного оборудования скважины.....	75
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	76
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин .....	78
2.4.4.1	Выбор жидкости глушения .....	78
2.4.4.2	Выбор типа фонтанной арматуры .....	79
2.4.4.3	Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов.....	80
2.4.4.4	Вызов притока .....	81
2.4.4.5	Выбор пластоиспытателя .....	82
2.5	Выбор буровой установки .....	82
3	Особенности проходки интервалов в солевых отложениях .....	84
3.1	Причины, классификация и признаки поглощений .....	84
3.2	Поглощающие объекты. Классификация зон поглощения .....	85
3.3	Меры и методы предупреждения поглощения бурового раствора.....	86
3.4	Основные методы ликвидации поглощений.....	87
	Заключение по разделу .....	89
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	90
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия .....	90
4.1.1	Основные направления деятельности предприятия .....	90
4.1.2	Организационная структура предприятия.....	91
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины .....	93
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины 93	
4.2.2	Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения. ....	94

4.2.3	Линейный календарный график выполнения работ.....	95
4.2.4	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли	95
5	Социальная ответственность .....	98
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	98
5.1.1	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ...	99
5.2	Производственная безопасность .....	100
5.3	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего .....	101
5.3.1	Повышенные уровни шума .....	101
5.3.2	Повышенные уровни вибрации .....	101
5.3.3	Отклонение показателей микроклимата.....	104
5.3.4	Недостаточная освещенность рабочей зоны .....	105
5.3.5	Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.....	107
5.4	Экологическая безопасность .....	107
5.4.1	Защита атмосферы .....	107
5.4.2	Защита гидросферы.....	108
5.4.3	Защита литосферы.....	109
5.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	109
	Заключение .....	111
	Список использованной литературы.....	113
	Приложения А .....	116
	Приложение Б .....	126
	Приложение В.....	139

## **Введение**

Проектирование скважины представляет собой совокупность ряда действий, которые предшествуют бурению. Данный процесс позволяет избежать вероятного возникновения некоторых наиболее характерных осложнений, которые в конечном итоге могут значительно повысить как временные, так и финансовые затраты на так и не законченную скважину.

В данном исследовании представлен проект наклонно-направленной скважины, обладающей рядом преимуществ по сравнению с вертикальными скважинами, среди них: кратное увеличение дебита за счет повышенной области дренирования, а также доступ к труднодоступным пластам, что и обеспечило широкое распространение таких скважин.

В разрезе имеются 4 водоносных горизонта, 1 нефтяной горизонт и 2 газовых горизонта.

В Метегарском, Верхнетолбачанском и Нелбинском стратиграфическом подразделении возможно такое осложнение, как кавернообразование, что связано с залеганием в этих пластах соляных отложений.

От Укугутского до Олекминского стратиграфического подразделения возможны такие осложнения, как поглощение, вплоть до полного.

Во избежание приведенных выше осложнений необходимо учитывать их при проектировании скважины и подбирать подходящие режимы бурения, буровые растворы, соответствующее оборудование и так далее.

Из перечисленного исходит, что целью данной работы является разработка технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Талахский горизонт газонефтяного месторождения, который может быть применен буровой компанией при строительстве скважины в Якутии.

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

- 1) анализ горно-геологических условий бурения;

- 2) расчет профиля скважины, по заданным техническим заданием условиям;
- 3) выбор оптимальной конструкции скважины, способов и режимов бурения;
- 4) подбор оптимальных систем буровых растворов, и их рецептур;
- 5) проектирование заканчивания скважины и выбор технологической оснастки.

## **1 Общая и геологическая часть**

### **1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ**

Якутия расположена в северо-восточной части Сибири.

Большая часть территории Якутии расположена в зоне средней тайги, которая к северу сменяется зонами лесотундры и тундры. Почвы преимущественно мерзлотно-таёжные, дерново-лесные, аллювиально-луговые, горно-лесные и тундро-глеевые. Леса занимают около 4/5 территории. В долинах рек и на аласах распространены луга. На побережье и вершинах гор — кустарниковая травянистая растительность и лишайники.

Климат резко континентальный, отличается продолжительным зимним и коротким летним периодами. Апрель и октябрь в Якутии — зимние месяцы. Разница температур самого холодного месяца (января) и самого тёплого (июля) составляет 70-75 градусов. По абсолютной величине минимальной температуры (в восточных горных системах — котловинах, впадинах и других понижениях — до  $-70^{\circ}\text{C}$ ) и по суммарной продолжительности периода с отрицательной температурой (от 6,5 до 9 месяцев в год) республика не имеет аналогов в Северном полушарии. Абсолютный минимум температуры практически везде в республике ниже  $-50^{\circ}\text{C}$ .

## 1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфическое деление разреза представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Стратиграфический разрез скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернзности
от (верх)	до (низ)	название	индекс	
1	2	3	4	5
0	107	Укугутская	J1uk	1,1
107	335	Бордонская	Є2br	1,1
335	482	Метегерская	Є2mt	1,1
482	558	Ичерская	Є2-1iç	1,1
558	810	Чарская	Є1çr	1,18
810	942	Олекминская	Є1 ol	1,17
942	1140	Верхнетолбачанская	Є1tl2	1,17
1140	1319	Нижнетолбачанская	Є1tl1	1,1
1319	1377	Эльгянская	Є1el	1,1
1377	1425	Нелбинская	Є1nl	1,14
1425	1661	Юрегинская	Є1jur	1,18
1661	1703	Вернебилирская	Є1bl2	1,11
1703	1724	Нижнебилирская	Є1bl1	1,11
1724	1749	Верхнеюряхская	Є1ur2	1,1
1749	1791	Нижнеюряхская	Є1ur1	1,1
1791	1872	Кудулахская	V2kd	1,1
1872	1964	Успунская	V2usp	1,06
1964	2049	Верхнебюкская	V2bk2	1,06
2049	2073	Курсовская	V1	1,07
2073	2100	Архей	AR	1,02

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, мпо вертикали		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от(верх)	до (низ)	краткое название	% в инт- ле	
1	2	3	4	5	6
J <sub>1</sub> uk	0	107	суглинки глины пески галечники	70 30	Отложения сложены щебнем, дресвой, супесью, песками, песчаниками, суглинками, галечниками.
Є <sub>2</sub> br	107	335	мергели аргиллиты известняки	40 45 15	Переслаивание красновато-бурых и зеленовато серых мергелей и аргиллитов с доломитами и известняками. В пределах свиты определены трилболиты позднего кембрия.
Є <sub>2</sub> mt	335	482	доломиты известняки породы загипсованы	10 50 40	Переслаивание коричневатого-серых доломитов и известняков с прослоями мергелей и аргиллитов. В верхней части свиты появляются отдельные прослой серых и красноватых песчаников и алевролитов.

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
Є2-1іџ	482	558	известняки доломиты	50 50	Чередование известняков и доломитов. Известняки темно-серые до черных, коричневато-серые, мелко- и среднекристаллические, часто фитолитовые, битуминозные, участками кавернозно-пористые, волнисто- слоистые. Доломиты серые, коричнево-серые, мелкокристаллические, иногда водорослевые. В естественных обнажениях ичерская свита охарактеризована ниже-среднекембрийским комплексом трилобитов. В нижней части свиты определены трилобиты верхов тойонского яруса, в верхней части свиты – трилобиты низов амгинского яруса.
Є1џr	558	810	соли доломиты ангидриты	50 10 40	Неравномерное чередование пластов каменной соли и доломитов, часто сильно ангидритизированных, каменистых.
Є1 ol	810	942	соли доломиты	20 80	Отложения представлены доломитами, известняками с прослоями разностей карбонатов и аргиллитов. Доломиты серые с коричневым оттенком, кавернозно-пористые, битуминозные, участками окремнелые и ангидритизированные. Известняки светло-серые, серые с коричневатым оттенком, водорослевые, битуминозные. В отложениях олекминской свиты содержится комплекс трилобитов.
Є1tl2	942	1140	соли доломиты мергели аргиллиты	55 15 30	Отложения представлены доломитами, известняками, солями, с прослоями мергелей и аргиллитов. По особенностям литологического состава толбачанская свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю –бессолевую и верхнюю – соленосную. Верхняя подсвита сложена каменными солями, доломитами с прослоями мергелей и аргиллитов. Нижняя граница верхней подсвиты проводится по подошве пласта, верхняя – по кровле карбонатной пачки. В известняках и доломитах толбачанской свиты обнаружены микрофитолиды, обломки крупных трилобитов, остракод.

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
Є <sub>1</sub> tl <sub>1</sub>	1140	1319	доломиты известняки	15 85	Доломиты и известняки с подчиненными прослоями аргиллитов и мергелей. Доломиты серые, неравномерно глинистые, участками окремнелые и ангидритизированные. Известняки серые водорослевые, строматолитовые.
Є <sub>1</sub> el	1319	1377	доломиты ангидриты	15 85	Доломиты и известняки с редкими тонкими прослоями глинистых доломитов и реже аргиллитов. Доломиты и известняки битуминозные, водорослевые. Эльганская свита отличается уменьшением глинистости отложений.
Є <sub>1</sub> nl	1377	1425	доломиты аргиллиты	15 85	Отложения представлены доломитами с прослоями мергелей, редко присутствуют тонкие прослойки каменной соли. Доломиты сероцветные с зеленоватым и коричневатым оттенками, неравномерно глинистые, мелко- и тонкозернистые, неяснополосчатые, с обильно распыленным пиритом, ангидритизированные, кавернозно-пористые. Палеонтологических остатков в свите не обнаружено.
Є <sub>1</sub> jur	1425	1661	соли доломиты аргиллиты	65 10 25	Переслаивание мощных пластов каменной соли (толщиной до 20 м) с доломитами, глинистыми доломитами, мергелями, аргиллитами. Каменная соль белая, бесцветная, часто с розоватым оттенком, крупнокристаллическая. Доломиты серые, красновато-коричневые, неравномерно-глинистые, участками ангидритизированные.

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
Є <sub>1</sub> blr	1661	1724	<p>доломиты</p> <p>известняки</p> <p>мергели</p> <p>аргиллиты</p>	<p>5</p> <p>30</p> <p>65</p>	<p>Билирская свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.</p> <p>Верхняя подсвита представлена известняками и доломитами с подчиненными прослоями мергелей и аргиллитов. Известняки светло-серые, коричневатозеленовато-серые. Микротонкозернистые, прослоями водорослевые, участками мелкокавернозные, иногда доломитистые, местами неясно и нитевидно-слоистые с черными примазками битума на поверхности наслоения. Доломиты светло-серые и серые, микротонкозернистые, неравномернослоистые до перехода в доломитовые мергели и аргиллиты, местами окремненные, участками пологоволнисто или тонкогоризонтально слоистые с трещинами, заполненные ангидритом. Мергели темно-серые с линзовидными включениями белого ангидрита.</p> <p>Нижняя подсвита сложена доломитами с прослоями аргиллитов, известняков. Доломиты серые, коричневатосерые, тонко-мелкозернистые, прослоями водорослевые, участками известковистые. До перехода в известняки с включениями голубоватосерого ангидрита, иногда кавернозные и трещиноватые. Часто трещины залечены ангидритом. Аргиллиты зеленовато-серые, плотные, иногда горизонтальнослоистые с редкими прослоями доломитов и включениями ангидритов.</p>
Є <sub>1</sub> ur <sub>2</sub>	1724	1749	<p>доломиты</p> <p>известняки</p> <p>мергели</p> <p>аргиллиты</p>	<p>5</p> <p>30</p> <p>65</p>	<p>Верхнеуряхская подсвита сложена доломитами часто известковистыми, участками глинистыми, с редкими прослоями мергелей и аргиллитов. В подошве отмечается пачка толщиной 10-15 м, сложенная глинистыми доломитами, мергелями и аргиллитами. Участками породы мелкокавернозные, пропитаны нефтью.</p>

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
Є <sub>1ur1</sub>	1749	1791	доломиты известняки мергели  аргиллиты	5 30 65	Нижнеюрхская подсвита представлена известняками и доломитами серыми, темно-серыми с коричневатым, реже с зеленоватым оттенками, микротонкозернистыми. Прослоями микрофиолитовыми, участками неравномерно глинистыми с мелкими включениями пирита и включениями в виде тонких прослоев и линз ангидрита, иногда с мелкозубчатыми стилолитами, местами с трещинами, по которым отмечаются выпоты нефти. К нижнеюрхской подсвите приурочен юрхский II продуктивный горизонт в интервале 1767-1791 м
V <sub>2kd</sub>	1791	1872	доломиты ангидриты мергели	15 15 70	Отложения представлены сероцветными доломитами, глинистыми доломитами, иногда ангидритизированными, с прослоями аргиллитов. Количество глинистого материала по сравнению с подстилающими отложениями значительно сокращается.
V <sub>2usp</sub>	1872	1964	доломиты аргиллиты мергели	25 20 55	Отложения свиты представлены доломитами глинистыми сероцветными с коричневым оттенком, мергелями, серыми тонкоплитчатыми аргиллитами.
V <sub>2bk2</sub>	1964	2049	доломиты ангидриты аргиллиты	10 90	Доломиты темно-серые, плотные, неяснослоистые, ангидритизированные, с прослоями доломитовых мергелей и аргиллитов, реже алевролитов и песчаников.

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
V <sub>1</sub>	2049	2073	доломиты ангидриты аргиллиты гнейсы	10 90	<p>Представлены пестро-окрашенными алевролитами с пачками песчаников, реже аргиллитов и гравелитами в основании. Песчаники коричневые, буроватые и зеленовато-серые, от мелко до крупнозернистых. Часто разнозернистые, палевошпатово-кварцевые, участками глинистые, слоистые. Алевролиты и аргиллиты пестро-окрашенные, иногда тонкослоистые. На поверхностях наслоения отмечаются отдельные гравийные зерна кварца. Свита несогласно залегает на породах кристаллического фундамента.</p> <p>К курсовая свите приурочены улаханский и талахский продуктивные горизонты в интервалах 2049- 2060 м и 2065-2073 м соответственно.</p>
AR	2073	2100	гранитогнейсы	100	Породы кристаллического фундамента, представленные гранитами, диоритами, амфиболитами, плагиогнейсами.

В таблице 3 представлены физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.

Таблица 3 – Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфическо го подразде ления	Интервал, М по вертикали		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, Дарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность пород Ы	Твердость, кгс/м <sup>2</sup>	Расколотность, породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.д.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм <sup>2</sup> Ех 10 <sup>-4</sup> МПа	Гидратационное разуплотнение (набухание) пород
	от (верх)	до (низ)															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
J <sub>1uk</sub>	0	107	глины суглинки и песк и галечники	2410	10-20	нет данных	50-90	0	нет данных	нет данных	10-150	1-4	III	мягкая	0,25-0,45	0,1-3,9	нет данных
Є <sub>2br</sub>	107	335	мергели известняки аргиллиты	2410	<5	<1	25-100	0-85	то же	то же	100-300	то же	II	средняя	0,25-0,35	0,1-3,5	то же

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Є <sub>2</sub> mt	335	482	доломиты известняки загипсованные породы	2410	<5	<1	5- 100	0-95	то же	то же	200- 300	то же	III	Тверда я средняя	0,2- 0,4	0,4- 2,6	то же
Є <sub>2-1</sub> ič	482	558	известняки доломиты	2410	<5	<1	<5	75- 100	то же	то же	200- 350	то же	III	средняя	0,28- 0,33	0,4- 6,7	то же
Є <sub>1</sub> čr	558	810	соли доломиты аргиллиты	2680	<1	<0,01	<5	0-100	то же	то же	10- 350	3-4	I- III	средняя	0,25- 0,45	2,4- 6,7	то же
Є <sub>1</sub> ol	810	942	соли доломиты	2930	<5	<1	<5	0-95	нет данных	нет данных	200- 400	3-4	III	твердая	0,25- 0,44	2,4- 6,7	нет данных
	942	1008	<i>траппы</i>	2950					то же	то же	330- 400	3-4		крепкая			то же
Є <sub>1</sub> tl <sub>2</sub>	942	1140	соли доломиты	2680	<5	<1	<5	0-95	то же	то же	10- 350	3-4	III	твердая	0,25- 0,44	2,4- 6,7	то же
Є <sub>1</sub> tl <sub>1</sub>	1140	1319	доломиты известняки	2680	<5	<1	<5	75- 100	то же	то же	200- 400	4	III	средняя	0,25- 0,33	0,4- 6,7	то же
Є <sub>1</sub> el	1319	1377	доломиты ангидриты	2930	<5	<1	<5	0-90	то же	то же	200- 400	4	III	твердая	0,25	0,4- 6,7	то же
Є <sub>1</sub> nl	1377	1425	доломиты аргиллиты	2930	<5	<1	0- 100	0-95	то же	то же	200- 400	4	III	твердая	0,25	0,4- 6,7	то же

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Є <sub>1jur</sub>	1425	1661	соли доломиты аргиллиты	2780	<1	<0,01	0-100	0-95	то же	то же	10-350	3-4	I-III	средняя	0,25-0,45	0,4-6,7	то же
Є <sub>1blr</sub>	1661	1724	доломиты известняки аргиллиты	2710	<5	<1	0-100	0-100	то же	то же	200-400	4	III	твердая	0,25-0,33	0,4-6,7	то же
Є <sub>1ur<sub>2</sub></sub>	1724	1749	доломиты мергели аргиллиты известняки	2780	<5	<1	5-100	0-100	нет данных	нет данных	200-350	4	III	твердая	0,25-0,28	0,4-6,7	нет данных
Є <sub>1ur<sub>1</sub></sub>	1749	1791	известняки доломиты	2780	<5	<5	<5	75-100	то же	то же	200-400	4	III	средняя	0,25-0,33	0,4-6,7	то же
V <sub>2kd</sub>	1791	1872	доломиты ангидриты мергели	2890	<1	<0,01	<5	0-95	то же	то же	200-350	4	III	средняя	0,25-0,28	0,4-6,7	то же

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
V <sub>2usp</sub>	1872	1964	доломиты аргиллиты мергели	2900	<1	<0,01	0-100	0-95	то же	то же	200-350	4	III	средняя	0,25-0,28	0,4-6,7	то же
V <sub>2buk<sub>2</sub></sub>	1964	2049	доломиты ангидриты аргиллиты	2970	0,13-2	0,4	0-100	0-95	то же	то же	150-350	4	III	средняя	0,25	0,4-6,7	то же
V <sub>1</sub>	2049	2073	песчаники алевролиты	2610	1,2-24	17,9-4500	<5	<3	то же	то же	120-400	2-3	IV	средняя	0,17-0,35	0,1-2,5	то же
AR	2073	2100	гранитогнейсы	3000					то же	то же	330-400		VIII	крепкая		<6,0	то же

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м по вертикали		Градиент давления						Градиент						Температура	
			пластового			порового			гидроразрыва пород		горного давления			в конце интервала		
	от (верх)	до (низ)	кгс/см <sup>2</sup> на 10 м		источник получе- ния	кгс/см <sup>2</sup> на 10 м		источник получе- ния	кгс/см <sup>2</sup> на 10 м	источник получе- ния	кгс/см <sup>2</sup> на 10 м		источник получе- ния	С <sup>o</sup>	источник получе- ния	
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)				от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
J <sub>1uk</sub>	0	107	0,70	0,70		нет данных			1,60	1,60		1,78	1,78		7,0	
Є <sub>2br</sub>	107	335	0,84	0,84					1,90	1,90		1,95	1,95		10,0	
Є <sub>2mt</sub>	335	482	0,84	0,84			- "		1,90	1,90		2,01	2,01		11,4	
Є <sub>2.1iĉ</sub>	482	558	0,84	0,84			- "		1,70	1,70		2,07	2,07		12,0	
Є <sub>1ĉr</sub>	558	810	1,05	1,05			- "		2,20	2,20		2,07	2,10		13,6	
Є <sub>1ol</sub>	810	942	1,05	1,05			- "		2,10	2,10		2,15	2,15		22,2	
Є <sub>1tl<sub>2</sub></sub>	942	1140	1,05	1,05			- "		2,20	2,20		2,18	2,18		26,3	
траппы	942	1008	0,65	0,65			- "		2,00	2,00		1,92	1,92		26,1	
Є <sub>1tl<sub>1</sub></sub>	1140	1319	1,05	1,05			- "		2,10	2,10		2,18	2,18		30,2	
Є <sub>1el</sub>	1319	1377	1,05	1,05			- "		2,10	2,10		2,18	2,18		31,0	
Є <sub>1nl</sub>	1377	1425	1,05	1,05			- "		2,10	2,10		2,10	2,10		32,2	
Є <sub>1jur</sub>	1425	1661	0,95	0,95			- "		2,00	2,00		2,10	2,21		32,4	
Є <sub>1bl<sub>2</sub></sub>	1661	1724	0,95	0,95			- "		2,00	2,00		2,26	2,26		35,0	
Осинский	1661	1703	0,95	0,95			- "		2,00	2,00		2,18	2,18		35,0	
Є <sub>1bl<sub>1</sub></sub>	1703	1724	0,95	0,95			- "		2,00	2,00		2,29	2,29		35,0	
Є <sub>1ur<sub>2</sub></sub>	1724	1749	0,95	0,95			- "		2,00	2,00		2,29	2,29		35,0	
Юряхский-I	1727	1749	0,95	0,95			- "		2,00	2,00		2,29	2,29		35,0	
Є <sub>1ur<sub>1</sub></sub>	1749	1791	0,95	0,95			- "		2,00	2,00		2,29	2,29		35,0	
Юряхский-II	1749	1791	0,95	0,95			- "		2,00	2,00		2,29	2,29		35,0	

Продолжение таблицы 4

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м по вертикали		Градиент давления						Градиент						Температура	
			пластового			порового			гидроразрыва пород			горного давления			в конце интервала	
	кгс/см <sup>2</sup> на 10 м		источник получе- ния	кгс/см <sup>2</sup> на 10 м		источник получе- ния	кгс/см <sup>2</sup> на 10 м		источник получе- ния	кгс/см <sup>2</sup> на 10 м		источник получе- ния	С °	источник получе- ния		
	от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
V <sub>2</sub> kd	1791	1872	0,95	0,95	Скважины №№ 1,2 Южно- Джункусские	- "	- "		2,00	2,00	Скважины №№ 1,2 Южно- Джункусские	2,29	2,29	Скважины поисковые №№ 1, 2 на Бюкском пещерном	35,0	Скважины №№ 1,2 Южно- Джункусские
V <sub>2</sub> usp	1872	1964	0,95	0,95		- "	- "		2,00	2,00		2,29	2,29		35,0	
V <sub>2</sub> bk <sub>2</sub>	1964	2049	0,95	0,95		- "	- "		2,00	2,00		2,29	2,29		36,0	
Ербогаченский	1969	2049	0,95	0,95					2,00	2,00		2,29	2,29		36,0	
V <sub>1</sub>	2049	2073	1,05	1,05					2,00	2,00		2,29	2,29		36,1	
Улаханский	2049	2065	1,05	1,05					2,00	2,00		2,29	2,29		36,1	
Талахский	2065	2073	1,05	1,05					2,00	2,00		2,29	2,29		36,4	
AR	2073	2100	1	1					2,00	2,00		2,34	2,34		36,9	

### 1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Газонефтеводоносность по разрезу скважины представлена в таблицах 5-7.

Таблица 5 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по вертикали		Тип коллектора	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут.	Фазовая проницаемость, м	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Степень минерализации, м-экв	Тип водопользу* Сулин	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							CL <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	НСO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Ca <sup>++</sup>	Mg <sup>++</sup>	(Na+K) <sup>+</sup>			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Є <sub>2</sub> mt-Є <sub>2</sub> -1iç	335	558	трещинно-кавернозный	1000	150	-	-	-	-	-	-	-	0,1-0,4	ГКН	нет
Є <sub>1</sub> jur	1425	1661	трещинно-кавернозный	1010	200	-	-	-	-	-	-	-	14,0	ГКН	нет
Є <sub>1</sub> bl	1661	1724	трещинно-кавернозный	1200	700	9,3	92	-	8	88	3	9	14,0	ХК	нет
V <sub>2</sub> bk <sub>2</sub>	1964	2049	кавернозно-поровый	1260	700	9,3	92	-	8	88	3	9	15,0	ХК	нет

Таблица 6 – Газоносность

Индекс стратиг- ра- фическ ого подраз- деления	Интерва л, м по вертикал и		Тип коллек- тора	Сост оя- ние (газ, конденс ат)	Содержание, % по объему		Отно- си- тельн ая по воз- духу плот- ность газа	Коэффици- ент сжима- емости газа в пластов ых условия х	Свобо- д-ный дебит, тыс.м <sup>3</sup> /с ут.	Плотность газоконденсата, г/см <sup>3</sup>		Фазова я прони- цаемос ть, мД
	от (верх)	до (низ)			се- ро- во- до- ро- да	угле- кисло- го газа				в пластов ых условия х	на уст ье скважи ны	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Улаханск ий горизонт	2049	2065	порово- трещинн ый	газ	-	0,30 2	0,628	-	14-150	0,68 2	0,69 1	-
Талахск ий горизон т	2065	2073	порово - трещинн ый	газ	-	0,30 2	0,628	-	50-260	0,68 2	0,69 1	-

Таблица 7 – Нефтеносность

Индекс	Интервал, м		Тип	Плотность,		Подвижность, Д/сП	Содержание серы, в % по весу	Содержание парафина, в % по весу	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Параметры растворенного газа					
				кг/м <sup>3</sup>						газовый фактор м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	содержание сероводорода, %	содержание углекислого газа, %	относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости	давление насыщения в плстовых условиях, МПа
	в пластовых условиях	после дегазации													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Нижнеюрский горизонт	1767	1791	кавернозный	780	843	0,03	0,299	2,28	25	50,0	то же	0,29	0,785	1,16	3

## 1.4 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблицах 8-13.

Таблица 8 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по вертикали		Максимальная интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /ч	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/см <sup>2</sup> на 10 м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
J1uk, C <sub>2</sub> br	0	335	от 2,0 до полного	-	нет	1,00	1,62	Аномально низкое пластовое давление; превышение плотности, вязкости бурового раствора над проектными значениями более 20%; плохая очистка раствора; высокие скорости спуска инструмента
C <sub>2</sub> mt	335	482	от 2,0 до полного	-	нет	1,00	1,53	
C <sub>2</sub> -1лс	482	558	от 2,0 до полного	-	нет	1,00	1,45	
C <sub>1</sub> лр, C <sub>1</sub> ol	558	942	от 2,0 до полного	-	нет	1,18	1,79	
C <sub>1</sub> tl <sub>2</sub>	1008	1140	2,5	-	нет	1,18	1,87	
C <sub>1</sub> tl <sub>1</sub>	1140	1319	2,5	-	нет	1,18	1,79	
C <sub>1</sub> el-C <sub>1</sub> jur	1319	1661	1,0	-	нет	1,18	1,79	
V <sub>2</sub> bk <sub>2</sub>	1661	2049	17,0	-	нет	1,06	1,70	

Таблица 9 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по вертикали		Буровые растворы, (рекомендуемые)			Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, кг/м <sup>3</sup>	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
J <sub>1uk</sub>	0	107	Пресный глинистый	1080	вязкость - 80-100 с В=10-12	0,5	Промывка, проработка, обработка раствора химреагентами, спуск направления
Є <sub>2br</sub>	107	210	Пресный глинистый	1080	вязкость - 80-100 с В=10-12	5-7	Промывка, проработка, обработка раствора химреагентами, спуск кондуктура
Є <sub>1tl<sub>2</sub></sub>	942	1140	Полимерный соленасыщенный	1220	вязкость - 50-60 с В=6-8	5-8	Промывка, проработка
Є <sub>1nl</sub>	1377	1425	Полимерный соленасыщенный	1220	вязкость - 50-60 с В=6-8	5-10	Промывка, проработка

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8
Є <sub>1blr</sub> - Є <sub>1ur2</sub>	1661	1749	Полимерный соленасыщенный	1220	вязкость - 50-60 с В=6-8	5-10	Промывка, проработка
Є <sub>1ur1</sub> - V <sub>2usp</sub>	1749	1964	Полимерный соленасыщенный	1220	вязкость - 50-60 сВ=6-8	5-10	Промывка, проработка, обработка раствора химреагентами, спуск эксплуатационной колонны
V <sub>2bk2</sub>	1964	2049	Биолимерный хлоркалийевый	1050	вязкость - 30-50 сВ<6	0,5-1,0	Промывка, проработка

Таблица 10 – Газонефтеводопроявление

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по вертикали		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, кг/м <sup>3</sup>	Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, переливов воды, увеличения водоотдачи и т.д.)
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
Є <sub>2</sub> mt-Є <sub>2</sub> -1iç	335	558	вода	-	-	При снижении забойного давления ниже пластового на 10-15%. Несоблюдение параметров бурового раствора	Перелив раствора на устье, увеличение водоотдачи бурового раствора, снижение плотности бурового раствора, увеличение объема раствора в приемных емкостях
Нижнеюрхский	1799	1817	нефть	-	-		
й	2049	2065	газ, конденсат	-	-		
Улаханский	2072	2090	газ, конденсат	-	-		
Талахский							

Таблица 11 – Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по вертикали		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	Растворы (рекомендуемые)			Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип раствора	плотность, кг/м <sup>3</sup> водоотдача, см <sup>3</sup> /30мин	смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Є <sub>2mt</sub>	335	482	от перепада давления	Полимер-бентонитовый	1080/10-12	Биолуб-LVL	да	Превышение фильтрации, недостаточная гидромониторная очистка забоя
Є <sub>2-1iç</sub>	482	558	то же	то же	то же	то же	да	то же
Є <sub>1 ol</sub>	810	942	заклинки, сальникообразования	Полимерный соленасыщенный	1230/ 6-8	то же	да	Несоблюдение параметров бурового раствора, режимов бурения
Є <sub>1tl<sub>2</sub></sub>	1008	1140	заклинки, сальникообразования	то же	то же	то же	да	то же
Є <sub>1tl<sub>1</sub></sub> .Є <sub>1nl</sub>	1140	1425	от перепада давления	то же	то же	то же	да	Превышение фильтрации, недостаточная гидромониторная очистка забоя

Таблица 12 – Текучие породы

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м по вертикали		Краткое название пород	Максимальная плотность бурового раствора, предотвращающая течение пород кг/м <sup>3</sup>	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
Є <sub>1</sub> чг	558	810	соли	1220	Снижении плотности бурового раствора, снижение противодавления на пласт, увеличение продолжительности проходки интервала
Є <sub>1</sub> ол	810	942	соли		
Є <sub>1</sub> т <sub>2</sub>	1008	1140	соли		

Таблица 13 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по вертикали		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения (коэффициент кавернозности)
	от (верх)	до (низ)		
I	2	3	4	5
<p>Є<sub>2</sub>mt-Є<sub>2-1</sub>ič</p> <p>Є<sub>1</sub>tl<sub>2</sub></p> <p>Є<sub>1</sub>nl-Є<sub>1</sub>jur</p>	335	558	Кавернообразование	При снижении минерализации и плотности бурового раствора
V	2049	2073	Посадка и заклинка колонны хвостовика, сальникообразования	Несоблюдение параметров бурового раствора, режимов бурения, образование сальников из выбуренных пород и оставлении их в скважине при шаблонировании

## **2 Технологическая часть**

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

По техническому заданию данные по профилю: длина вертикального участка 150 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 1100 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 65 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, глубина спуска насосного оборудования 100 м над целевым пластом

В соответствии с техническим заданием, максимальный зенитный угол должен составлять не более 65°. Руководствуясь этим, выбираем J-образный профиль скважины.

Расчёты производились в программе «Инженерные расчёты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект» в ручном режиме. Результаты проектирования представлены в таблице А.1 приложения А. Проектируемый профиль скважины представлен на рисунке 1.

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

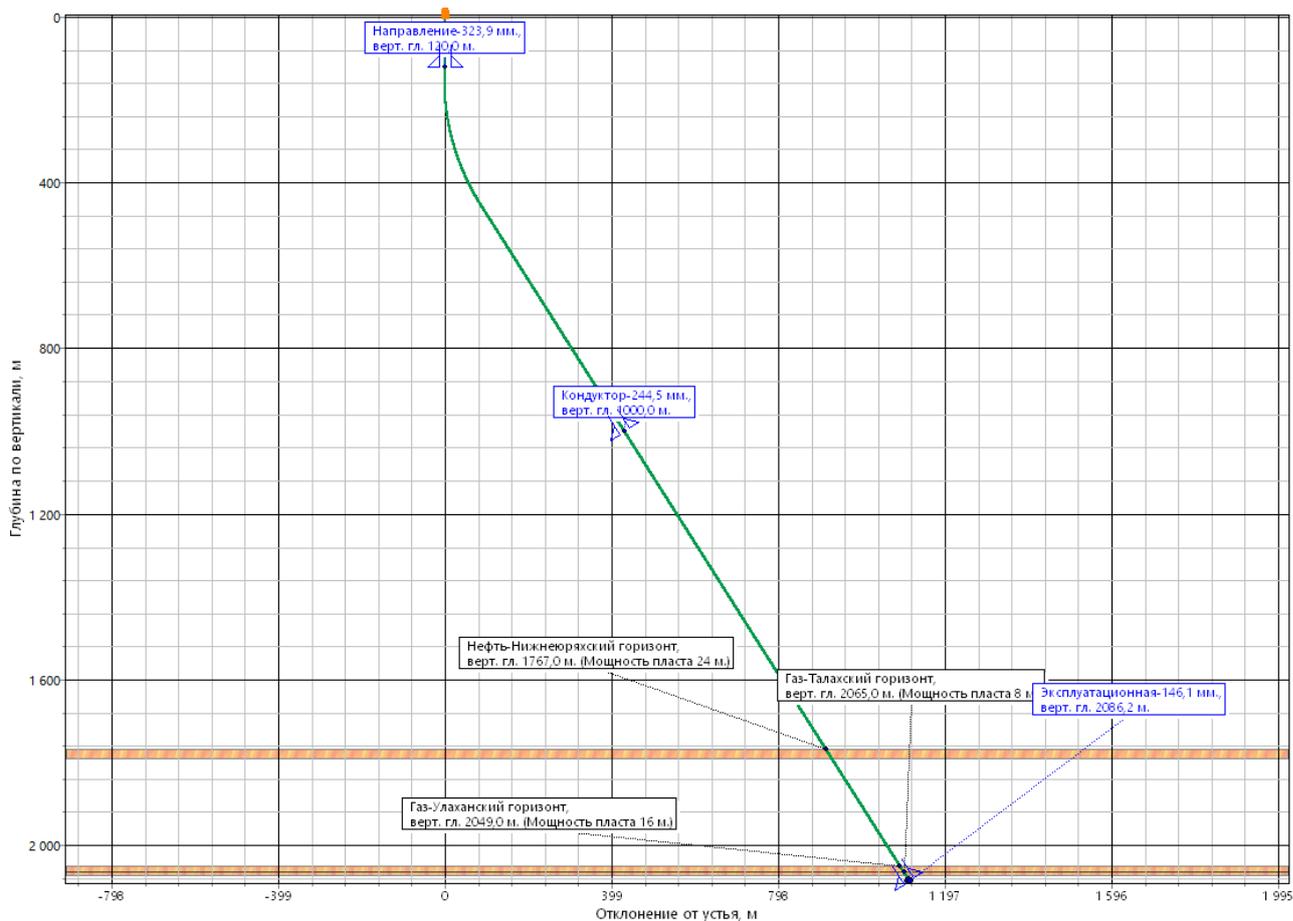


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

## 2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины обусловлена заданными условиями, профилем скважины, возможными осложнениями, а также учтены возможные трудности проводки скважины. Оптимально подобраны интервалы вертикальных участков, участков стабилизации. Далее по разделу приведен расчет и обоснование конструкции скважины.

Выбираем закрытый тип забоя скважины.

### 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Так как тип перфорации гидropескоструйный, то выбираем закрытый тип забоя скважины.

## 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений демонстрирует изменение давлений гидроразрыва пород и пластовых давлений. По графику давлений также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.

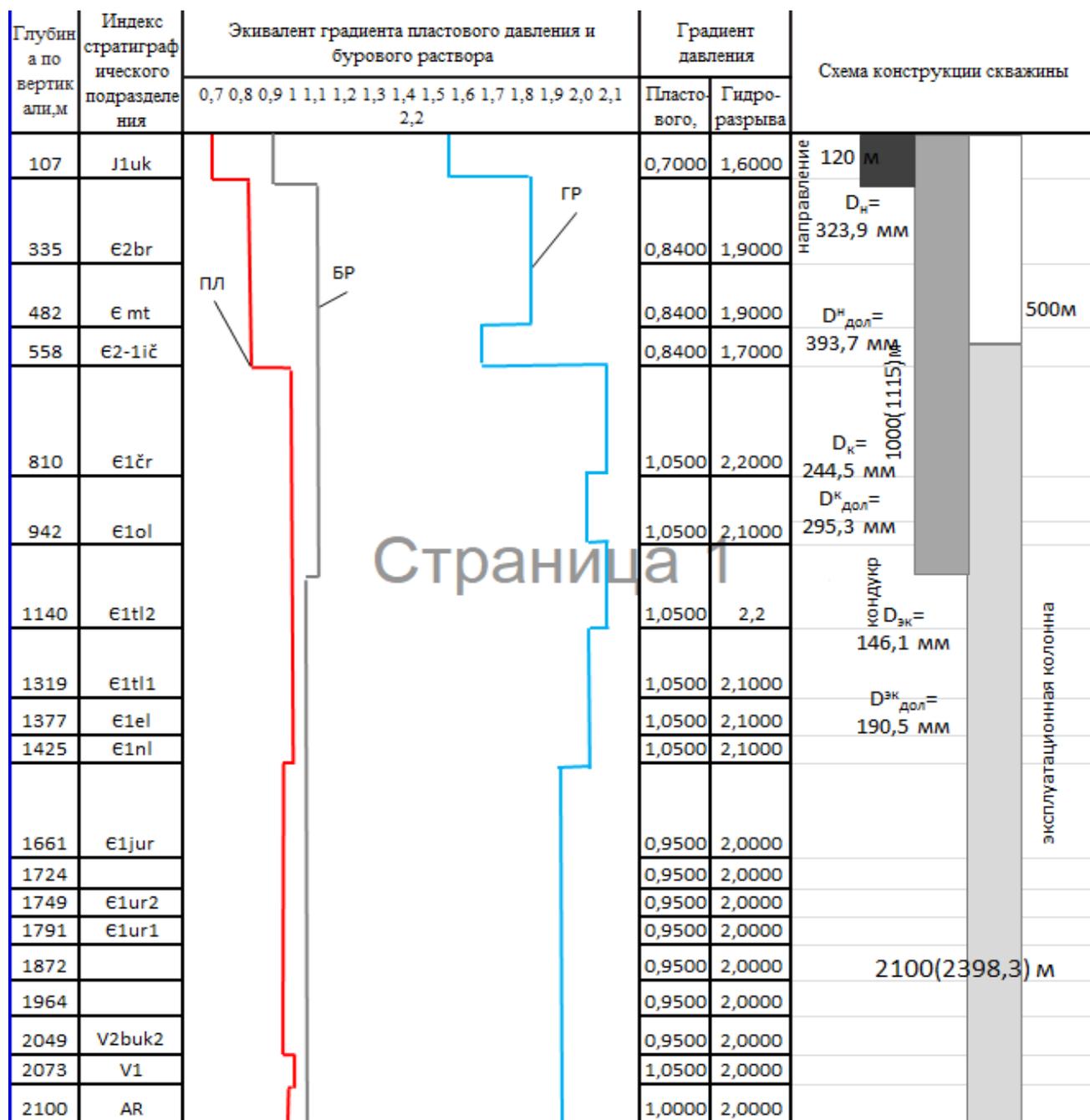


Рисунок 2 – Совмещенный график давлений и схема конструкции скважины

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

Направление служит для перекрытия четвертичных отложений и обеспечения устойчивости горных пород вокруг устья при бурении под дальнейшие интервалы. Рекомендуется направлением перекрывать четвертичные отложения с запасом в 10 м. Так как по данному стратиграфическому делению интервал четвертичных отложений простирается до глубины 107м, принимаем глубину спуска 120м.

Спуск кондуктора определяется совокупностью нескольких факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Расчетные глубины спуска кондуктора также показывает зоны, которые необходимо перекрыть для дальнейшей безаварийной проводки скважины. Исходя из этого, кондуктор спускается на глубину 1000м по вертикали. Данная глубина спуска позволяет изолировать интервал поглощения, который располагается в интервале от 559м до 942м по вертикали. Исходные данные и результат расчета минимальной глубины спуска кондуктора представлены в таблице 14[1].

Таблица 14 – Расчет глубины спуска кондуктора

<b>Имя пласта</b>	Улаханский горизонт	Талахский горизонт
Глубина кровли, м	2049	2065
Градиент пластового давления, атм/м	0,105	0,105
Градиент давления гидроразрыва, атм/м	0,22	0,22
Относительная плотность газа по воздуху	0,628	0,628
<b>Расчетные значения</b>		
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	215,145	216,825
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	220	220
Значение параметра $e^s$	1,07	1,07
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	141,68	132,48
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м	1000	1000
Требуемый запас	1,09	1,08
Окончательная глубина спуска колонны	1000	

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 25 м. под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2100 (2398,3 м. по стволу) м.

#### **2.2.4 Выбор интервалов цементирования**

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2]:

- направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0 – 120 м и 0 – 1000 м (1115 м по стволу) соответственно;
- при наличии газовых пластов эксплуатационная колонна цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на 500 м – 500-2398,3м (по стволу).

#### **2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн**

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. За начальный диаметр принимается диаметр эксплуатационной колонны, принятый 146,1 мм, выбранный согласно предполагаемому дебиту скважины. Диаметр скважины рассчитывается с учетом размеров муфт колонн и рекомендуемого зазора между муфтой колонны и стенками скважины. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 15. Конструкция скважины представлена на рисунке А.1 приложения А.

Таблица 15 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		внешний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр долота на интервале, мм
	расчетная по вертикали	запроектирована по вертикали	расчетная по стволу	Запроектирована по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	120	120	120	120	0-120	0-120	323,9	393,7
Кондуктор	1000	1000	1115	1115	0-1000	0-1115	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2100	2100	2398,3	2398,3	500-2100	500-2398,3	146,1	190,5

### 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:

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

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

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

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

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

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

Таблица 16 – Расчет давления опрессовки колонны для газовых пластов

Пласт	Улаханский	Талахский
Пластовое давление в кровле ПП, МПа	21,5145	21,6825
Глубина залегания кровли ПП, м	2049	2065
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	18,93	19,06
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	20,83	20,97
Давление опрессовки колонны, МПа	22,91	23,14

Таблица 17 – Расчет давления опрессовки колонны для нефтяных пластов

Пласт	Нижнеюрхский
Пластовое давление в кровле ПП, МПа	16,79
Глубина залегания кровли ПП, м	1767
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	3,27
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	3,59
Давление опрессовки колонны, МПа	3,95

Исходя из проведенных выше расчетов, можно увидеть, что давление опрессовки для газовой скважины будет выше, следовательно, необходимо выбрать именно это значение равное:  $P_{\text{оп}}=22,91$  МПа.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

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

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-35-146x245 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-230/80x35.

## **2.3 Углубление скважины**

В проектирование технологии процессов углубления входят: выбор породоразрушающего инструмента, подбор оптимальных режимов бурения, типов бурового раствора, компоновки бурильной колонны, гидравлической программы промывки.

Основным требованием к выбору параметров, является необходимость обеспечения успешной проводки скважины, с максимально возможными технико-экономическими показателями.

### **2.3.1 Выбор способа бурения**

Выбор способа бурения определяется прежде всего горно-геологическими условиями бурения. Для выбора способа бурения необходимо также учитывать анализ статистики сооруженных ранее скважин на данном лицензионном участке.

Под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород.

Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается смешанный способ бурения с применением винтового забойного двигателя для создания необходимой частоты обеспечения максимальной механической скорости и снижения нагрузки на бурильные трубы.

Данные по способам бурения предоставлены в таблице 18.

Таблица 18 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по стволу, м		Способ бурения
от	до	
0	120	Роторный
120	1115	Совмещенный (роторный+ВЗД)
1115	2398	Турбинный

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Исходя из физико-механических свойства горных пород по разрезу скважины, степени абразивности и твердости горной породы, для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы породоразрушающего инструмента:

- трехшарошечные долота для интервала бурения под направление и кондуктор, которые позволят обеспечить высокую скорость проходки в мягких породах, а также устойчивость долота при бурении строго вертикальных участков;

- PDC долота для интервала бурения под эксплуатационную колонну, так как это долото позволяет создать максимальную скорость бурения, при минимальном количестве СПО и являются хорошо управляемым, что необходимо для сооружения данной скважины. Характеристики долот приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал		0-120	120-1115	1115-2398
Шифр долота		Глубур МС-ЦГВУ	Глубур ТЗ-ГВУ	У8-190,5ST-3Т
Тип долота		Шарошечное	Шарошечное	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	190,5
Тип горных пород		МС	ТЗ	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	НЗ-117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0,650	0,455	0,260
Масса, кг		150	90	15
Г, тс	Рекомендуемая	7-30	6-22	4-8

	Предельная	30	22	8
n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	40-300	60-220
	Предельная	300	300	220

где:  $G$  – осевая нагрузка, тс;

$n$  – частота вращения, об/мин.

### 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях;
2. Расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик долот;
3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, которая не должна превышать 80% от максимальной:

$$G_{\text{доп}} = 0,8 \cdot G_{\text{пред}}.$$

5)

Результаты проектирования осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент по интервалам представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-120	120-1115	1115-2398
Исходные данные			
$D_{\text{д}}$ , см	39,37	29,53	19,05
$G_{\text{пред}}$ , т	30	22	8
Результаты проектирования			
$G_{\text{доп}}$ , т	24	17,6	6,4
$G_{\text{проект}}$ , т	8	8	5

### 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:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_l}{D_\delta}, \quad (6)$$

где  $V_l$  – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

$D_\delta$  – диаметр долота, м.

После получения расчетных значений частот вращения долота производится сопоставление с фактическими значениями частоты вращения применяемые на производстве. Результаты представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты частоты вращения долота

Параметр		Значение параметра		
Интервал, м		0-120	120-1115	1115-2398
<b>Исходные данные</b>				
$V_l$ , м/с		2,8	1,2	2
$D_\delta$	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
<b>Результаты проектирования</b>				
$n_l$ , об/мин		136	78	201
$n_{стат}$ , об/мин		40-60	100-180	140-200
$n_{проект}$ , об/мин		60	100	200

При бурении под направление проектируем частоту вращения долота, согласно расчётным данным – 60 об/мин.

При бурении под кондуктор проектируем частоту вращения долота согласно статистических данных и рекомендованных производителем рабочих параметров на долото – 100 об/мин.

При бурении под ЭК проектируем частоту вращения долота согласно расчётным данным – 200 об/мин соответственно. Для интервалов бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну были выбраны величины, обеспечивающая оптимальную скорость для работы с ВЗД

### 2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Расход бурового раствора должен быть подобран таким образом, чтоб выполнялись следующие условия: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя от шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов.

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

$$Q_1 = K \cdot S_{заб}, \quad (7)$$

где  $K$  – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м<sup>2</sup> забоя (принимается от 0,3 до 0,65 м<sup>3</sup>/с, большие значения берутся для мягких пород);

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

$$S_{заб} = 0,785 \cdot D_0^2 \quad (8)$$

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

$$Q_2 = (V_{кр} \cdot S_{max} + (V_M / 3600) \cdot S_{заб} \cdot \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{см} - \rho_p}) \cdot 1000, \quad (9)$$

где  $V_{кр}$  – 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>;

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

$$S_{\max} = 0,785 \cdot (D_c^2 - d_{\text{бм}}^2), \quad (10)$$

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

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

$$D_c = D_{\text{д}} \cdot \sqrt{K_K}, \quad (11)$$

где  $K_K$  – коэффициент каверзости.

Критическая скорость проскальзывания  $V_{\text{кр}}=0,1-0,15$  м/с, большее значение берется для более крупного шлама, то есть в мягких породах. Разность  $(\rho_{\text{см}} - \rho_p)=0,02$  г/см<sup>3</sup>.

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

$$Q_3 = S_{\max} \cdot V_{\text{КП min}} \cdot 1000, \quad (12)$$

где  $V_{\text{КП min}}$  – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с, в расчетах принимается – 0,5 м/с для направления и кондуктора; 0,75 м/с для технических колонн; 1,0 м/с для эксплуатационной колонны и хвостовика.

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

$$Q_4 = 0,785 \cdot n \cdot d_{\text{н max}} \cdot 0,75 \cdot 1000, \quad (13)$$

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

$d_{\text{н max}}$  – максимальный внутренний диаметр насадки, м.

После получения расчетных значений расхода, производится сопоставление с фактическими статистическими значениями расхода бурового раствора, применяемыми на производстве. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал, м	0-120	120-1115	1115-2398
Исходные данные			
$D_{\text{д}}$ , м	0,3937	0,2953	0,1905
$K$	0,65	0,3	0,3
$K_K$	1,1	1,17	1,02
$V_{\text{кр}}$ , м/с	0,15	0,1	0,1

$V_m$ , м/ч	40	35	30
$d_{бт}$ , м	0,127	0,127	0,127
$d_{пмах}$ , м	0,0159	0,0119	0,0079
$n$	3	5	6
$V_{кпмин}$ , м/с	0,5	0,5	1
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,07	1,18	1,2
$\rho_{п}$ , г/см <sup>3</sup>	2,41	2,742	2,775
$S$ заб	0,12	0,07	0,03
$S$ max	0,11	0,06	0,02
$D_c$	0,66	0,59	0,44
Результаты проектирования			
$Q_1$ , л/с	79	21	9
$Q_2$ , л/с	107	58	20
$Q_3$ , л/с	55	28	16
$Q_4$ , л/с	28	35	28
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q$ , л/с	28-107	21-58	9-28
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q_{проект}$ , л/с	70	55	27

### 2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Забойный двигателя выбирается по следующим параметрам: необходимость обеспечения определенных интенсивностей набора угла, для достижения проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Диаметр забойного двигателя в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле:

$$D_{зод} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_o. \quad (14)$$

Требуемый крутящий момент определяется по формуле:

$$M_p = M_o + M_{yд} \cdot G_{oc}, \quad (15)$$

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

$M_{y\delta}$  – удельный момент долота, Н·м/кН;

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

Момент, необходимый для вращения ненагруженного долота, определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_o \quad (16)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{y\delta} = Q + 1,2 \cdot D_o, \quad (17)$$

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

В таблице 23 представлен результат проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 23 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-120	120-1115	1115-2398
Исходные данные				
$D_o$	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
$G_{oc}$ , кН		78	78	49
$Q$ , Н·м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{з\delta}$ , мм		-	236	152
$M_p$ , Н·м		-	3046	1290
$M_o$ , Н·м		-	148	95
$M_{y\delta}$ , Н·м/кН		-	37	24
Принимается диаметр ВЗД		-	240	155

Для бурения интервалов 120 – 1115м и 1115 – 2398м будем применять Weatherford FrontLine 9-5/8" ME3460 и Д-155 соответственно, которые обеспечат требуемый момент силы на долоте для разрушения породы, а также подходит по остальным техническим характеристикам. Технические характеристики ВЗД представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Максимальное количество оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН·м	Мощность двигателя, кВт
Weatherford Frontline	120-1115	244,5	9,7	2246	30-75	62-155	18,6	114-430
Д-155	1115-2398	155	4,33	466	24-30	40-210	8,238	48-67

### 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.

Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблицах А.2 приложения А.

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

Коэффициент запаса прочности вычисляется по формуле:

$$N_{300;400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{Б.Т.}}, \quad (18)$$

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

В таблице А.3 приложения А представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате. Коэффициенты запаса прочности бурильных труб приведены в таблице 25 [2].

Таблица 25 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «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 выносимость	на растяжение	статическую
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Направление												
0-120 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	0,65	–	0,15 0	0,15 0	–	–	–
	Калибратор	393,7	100,0	–	–	0,82	–	0,32 3	0,56 9	–	–	–
	УБТ	178,0	76,0	–	–	36	0,215 0	7,74 0	8,37 0	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Е	80,0 3	0,031 2	2,49 9	11,0 9	3,0 4	>10	9,0 7
Кондуктор												
120-1115 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	0,46	–	0,09 0	0,09 0	–	–	–
	Калибратор	292,9	80,0	–	–	0,68	–	0,15 6	0,28 3	–	–	–
	Двигатель	244,5	–	–	–	9,7	–	2,24 6	2,62 4	–	–	–
	Калибратор	292,9	80,0	–	–	1,27	–	0,10 3	0,19 3	–	–	–
	УБТ	178,0	76,0	–	–	24	0,215 0	5,16	8,10 9	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	16	0,156 0	2,49 6	10,6 7	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Е	1060	0,031 2	33,0 9	43,7 9	1,1 3	5,4 6	2,7 5
Эксплуатационная колонна												
1115-2398 Бурение КНБК №3	Долото	190,5	–	–	–	0,26	–	0,01 5	0,01 5	–	–	–
	Калибратор	187,0	70,0	–	–	0,5	–	0,05 0	0,10 2	–	–	–
	Двигатель	155,0	–	–	–	4,33	–	0,46 6	0,56 8	–	–	–
	УБТ	146,0	68,0	–	–	48	0,103 0	4,94 4	5,71 3	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Е	2339	0,031 2	73,0 1	78,6 6	–	3,0 4	1,8 7

### **2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов**

Интервал бурения под направление сложен в основном щебнем, дресвой, супесью, песками, песчанниками, суглинками и галечниками. В конце интервала встречаются мергели и аргиллиты с доломитами и известняками. Для бурения интервала от 0 до 120 метров, подходит полимер-глинистый раствор. Для направления требуется вязкий буровой раствор с умеренной водоотдачей. Полимер-глинистый буровой раствор формирует стабилизирующую фильтрационную корку при бурении песков, глин и других пород.

Интервал бурения под кондуктор сложен в основном хомогенными породами (мергели, ангидриты и соли), а также доломитами известняками и загипсованными породами. Бурение интервала под кондуктор будем вести соленасыщенным раствором с добавками компании «MI SWACO». Такие растворы применяются для разбуривания солевых пород, а нередко для совместного вскрытия надсолевых и подсолевых отложений.

При бурении интервала под эксплуатационную колонну столкнемся с многочисленными пластами хомогенных отложений (мергели, соли) а также известняками, аргиллитами и гнейсами. Для бурения данного интервала подходит соленасыщенный биополимерный буровой раствор. Биополимерный безглинистый буровой раствор, который используются для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хомогенных отложениях, а также наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин. 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. Особенностью данного раствора является высокая вязкость при низкой скорости сдвига, что позволяет обеспечивать эффективную очистку скважины в застойных зонах наклонных и горизонтальных участков ствола.

Компонентные составы буровых растворов приведены в таблице 27-28.

Плотность бурового раствора считается по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \text{ кг / м}^3, \quad (19)$$

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

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

$L$  – глубина скважины по вертикали, м.

В таблице 26 представлены исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Таблица 26 – Исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора

Интервал по вертикали, м	Коэффициент репрессии	Пластовое давление, МПа	Глубина по вертикали, м	Плотность, г/см <sup>3</sup>
0-120	1,17	1,008	120	1,07
120-1000	1,13	10,5	1000	1,18
1000-2100	1,06	22,05	2100	1,2

Таблица 27 – Компонентный состав полимер-глинистого бурового раствора для бурения направления

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Регулятор щелочности (Каустическая сода)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,7-1,2
Загуститель (DI- BALANCE*- «MI SWACO»)	Повышение вязкости раствора	0,5-0,8
Структурообразователь (Бентонит Gel Plex- «MI SWACO»)	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	40-70
Понизитель вязкости(IDSPERSE* ХТ- «MI SWACO»)	Снижение вязкости раствора при высокой концентрации шлама	0,5-1,5
Понизитель фильтрации (M-I PAC* SULI- «MI SWACO»)	Стабилизатор, регулятор фильтрации	2,5
Закупоривающий материал, кольматант (FLO-PLEX- «MI SWACO»)	Кольматация пор, трещин и каналов	2,5

Таблица 28 – Компонентный состав полимер-глинистого бурового раствора для бурения кондуктора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Регулятор pH (Каустическая сода)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	2-3
Регулятор жесткости (Кальцинированная сода)	Связывание ионов кальция и магния	1-2
Структурообразователь (Бентонит Gel Plex- «MI SWACO»)	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	30-50
Понижитель фильтрации, загуститель (POLY-SAL† -«MI SWACO)	Стабилизатор, контроль фильтрации	10-15
Разжижитель (RHEOCHECK *-«MI SWACO)	Понижение вязкости	3-5
Низковязкий понижитель фильтрации (M-I PAC SR -«MI SWACO)	Регулятор фильтрации	4-6
Соль (NaCl)	Предотвращение растворения солей и хемогенных отложений	190
Смазочная добавка (SAFE LUBE*- «MI SWACO»)	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1,5

Таблица 29 – Компонентный состав биополимерного раствор для эксплуатационной колонны

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Регулятор щелочности (Каустическая сода)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Регулятор жесткости (Кальцинированная сода)	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь (FLO VIS L-«MI SWACO»)	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	25-45
Понижитель фильтрации (ECOTROL* RD-«MI SWACO»)	Регулятор фильтрации	2,5-4,5
Закупоривающий материал, кольматант (FLO-PLEX- «MI SWACO»)	Регулирование плотности, кольматация каналов	10-15
Бактерициды (BACBAN III - «MI SWACO»)	Защита от микробиологической деструкции	0,5-1
Пеногаситель (BUBBLE BUSTER*- «MI SWACO»)	Предотвращение пенообразования	1-1,8
Соль (NaCl)	Засоляющий агент, предотвращает размыв солей	150

Технологические параметры применяемых буровых растворов приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Технологические показатели буровых растворов

Тип бурового раствора	Полимер-глинистый (0-120)	Полимер-глинистый (120-1115)	Биополимерный(1115-2398)
СНС <sub>1</sub> , дПа	6-10	30-50	24-70
СНС <sub>10</sub> , дПа	12-20	50-100	36-110
УВ, с	40-50	35-60	45
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	<10	6-8	3-5
pH	8-9	8-9	8-9
Сод. песка, %	<2,0	<2,0	<0,5
ДНС, дПа	15-40	30-40	30-40
ПВ, сПз	10-12	20	10-20
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,07	1,18	1,2

В таблицах А.4 и А.5 приложения А представлены результаты расчета требуемого объема бурового раствора и химических реагентов.

### 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 28-30 соответственно.

Таблица 31 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид техно-логической операции	Наименьшая скорость восходящего потока, 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, л.с./дм <sup>2</sup>
от (верх)	до (низ)					кол-во	диа метр		
Под направление									
0	120	бурение	0,575	0,057	периферийная	3	15,9	116,9	4,34
Под кондуктор									
120	1115	бурение	0,718	0,071	периферийная	5	12	86,7	3,28
Под эксплуатационную колонну									
1115	2398	бурение	1,297	0,095	периферийная	6	8	90,1	4,81

Таблица 32 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производит. насосов, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	120	бурение	УНБТ-950	2	90	170	192,6	0,85	125	34,85	69,7
120	1115	бурение	УНБТ-950	2	90	160	220,5	0,85	100	24,48	48,96
1115	2398	бурение	УНБТ-950	1	90	150	252,0	0,85	125	27,2	27,2

Таблица 33 – 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				
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе	бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
0	120	бурение	119,4	54,6	0	10,2	0,8	10
120	1115	бурение	197,2	52,3	45,7	66,5	22,7	10
1115	2398	бурение	243,9	57,5	78,5	50,7	48,1	9

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся выбор технологической оснастки обсадных колонн.

### 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 34 приведены основные параметры для расчета давлений при цементировании, плотность буферной жидкости принимаем 1050 кг/м<sup>3</sup>, продавка осуществляется водой, ее плотность 1000 кг/м<sup>3</sup>.

Таблица 34 – 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 ( $\rho = 1850 \text{ кг/м}^3$ ), м	
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу
Направление	–	–	0-120	0-120
Кондуктор	0-900	0-997	900-1000	997-1115
Эксплуатационная колонна	500-1694	500-1935	1694-2100	1935-2398

### 2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

На рисунке 3 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

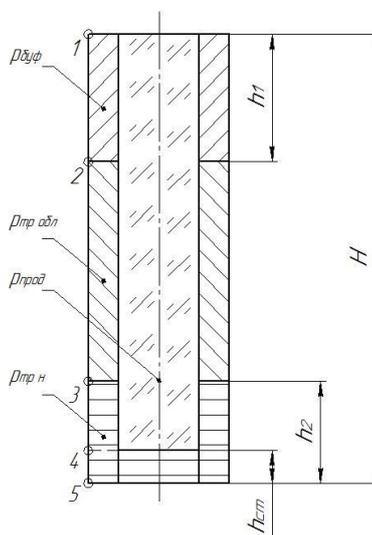


Рисунок 3 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой скважины.

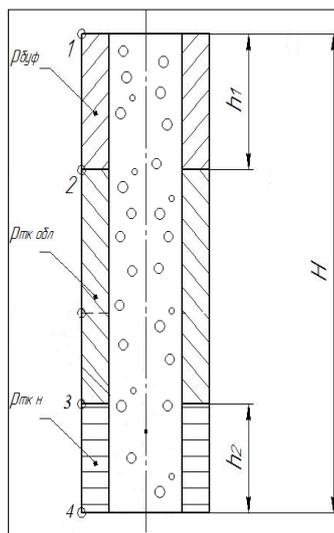


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой скважины

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



Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 6.

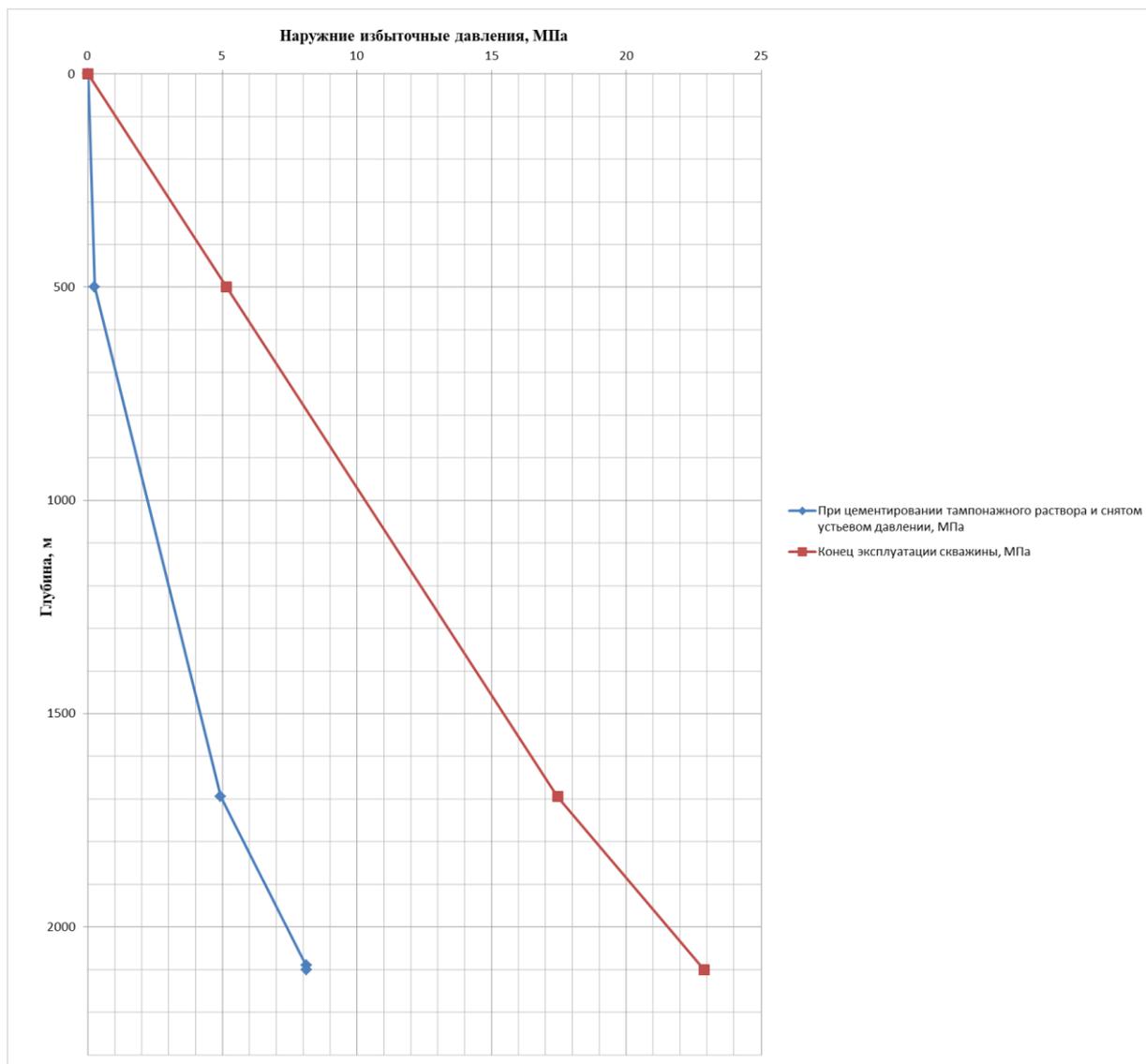


Рисунок 6 – Эпюры наружных избыточных давлений для эксплуатационной КОЛОННЫ

### 2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

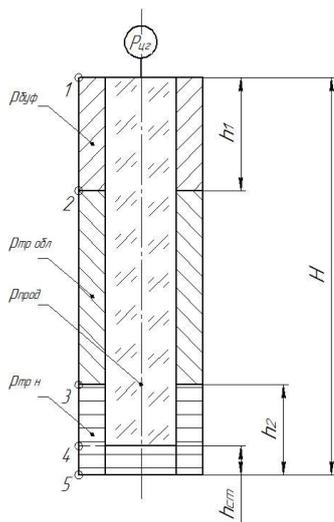


Рисунок 7 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

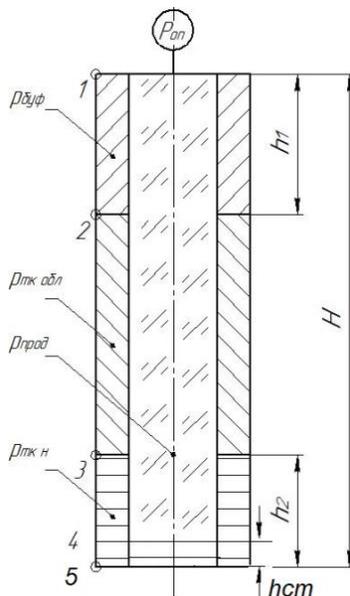


Рисунок 8 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Внутренние избыточные давления при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 9.

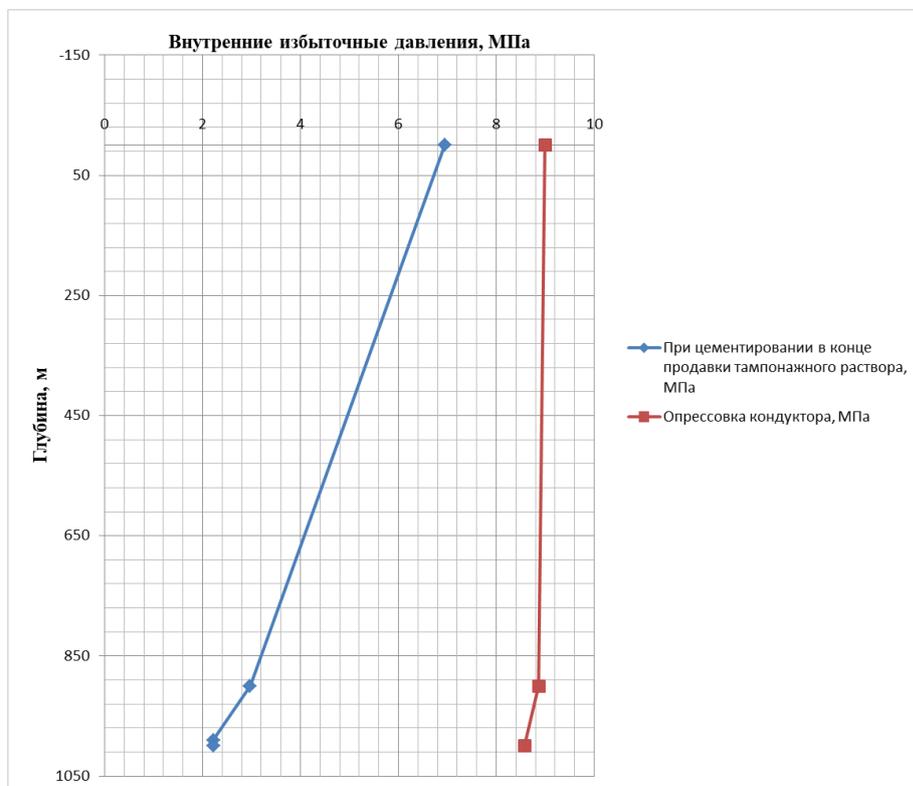


Рисунок 9 – Эпюры внутренних избыточных давлений для кондуктора

Внутренние избыточные давления при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 10.

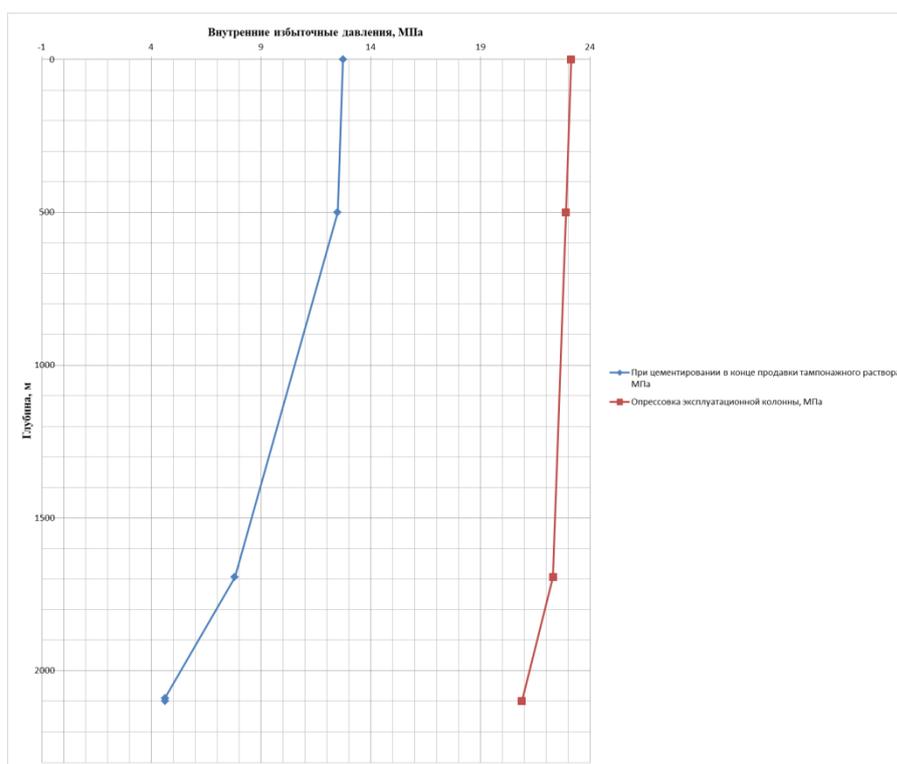


Рисунок 10 – Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной КОЛОННЫ

### 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 также недопущения страгивания в замковом соединении.

В направлении, мы взяли не обычные обсадные колонны, а термокейсы, так-как у нас многолетнемерзлые породы.

Результаты расчетов сведены в таблицу 35.

Таблица 35 – Характеристики обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	120	67	8040	8040	0-120
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1115	47	52405	52405	0-1115
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,5	436	29	12644	56986	1962-2398
2	ОТТМ	Д	6,5	1962	22,6	44341		0-1962

#### 2.4.2 Расчёт и обоснование параметров цементирования скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (20)$$

где  $P_{гскп}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

$P_{гдкп}$  – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

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

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

$$P_{гс кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н тр} \cdot h_2), \quad (21)$$

$$P_{гс кп} = 28,5522 \text{ МПа.}$$

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 Ргдкп определяются по формуле:

$$P_{20} = \lambda \cdot L, \quad (22)$$

$$P_{20} = 0,0013 \cdot 2398 = 3,1174 \text{ МПа}$$

где  $L$  – длина скважины по стволу, м;

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

Проверка условий:

$$28,5522 + 3,1174 \leq 0,95 \cdot 0,0199 \cdot 2100,$$

$$31,6696 \leq 39,9$$

Условие выполняется, следовательно, выбираем цементирование в одну ступень.

#### 2.4.2.1 Расчёт объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов

Объём тампонажного раствора  $V_{TP}$  (в м<sup>3</sup>) определяется как сумма объёма кольцевого пространства, объёма кольцевого пространства между стенками скважины и стенками обсадной колонны учитывая коэффициент кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{TP} = \pi \cdot [(D_{\text{эк д}}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L - L_K) + (D_{\text{к вн}}^2 - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L_K - L_1) + d_{\text{эк вн 1}}^2 \cdot l_{\text{см}}] / 4 \quad (23)$$

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

$$V_{TP} = V_{TP \text{ обл}} + V_{TP \text{ норм}} \quad (24)$$

Рассчитаем объёмы облегчённого раствора и раствора нормальной плотности:

$$V_{TP \text{ обл}} = \pi \cdot [(D_{\text{тк вн}}^2 - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L_K - L_1) + ((D_{\text{эк д}}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L - h_2 - L_K))] / 4 \quad (25)$$

$$V_{тр\ норм} = \pi \cdot [(D_{эк\ д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк\ и}^2) \cdot h_2 + D_{эк\ вн\ 1}^2 \cdot l_{ст}] / 4 \quad (26)$$

$$V_{обл\ нл} = 0,785 \cdot (((0,1905^2) - (0,1461^2)) \cdot (1115 - 500)) + (((0,1905^2) \cdot 1,16 - (0,1461^2)) \cdot (2398 - 1115 - 406)) = 33,04 \text{ м}^3$$

$$V_{н\ нл} = 3,14 \cdot (((((0,1905^2) \cdot 1,07) - (0,1461^2)) \cdot 406) + ((0,1306^2) \cdot 10)) / 4 = 5,65 \text{ м}^3$$

$$V_{тр} = 33,04 + 5,65 = 38,69 \text{ м}^3$$

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

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

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

#### 2.4.2.2 Обоснование и расчёт объема буферной продавочной жидкостей

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

$$V_{б.ж} = S_{кн.ос} \cdot V_{в.п} \cdot t, \quad (27)$$

где  $S_{кн.ос}$   $0,02211 \text{ м}^2$  – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе;

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

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

$$V_{б.ж.} = 0,02111 \cdot 0,5 \cdot 600 = 6,333 \text{ м}^3$$

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

$$V_{\text{прод}} = k_{\text{прод}} \cdot \pi \cdot [(d_{\text{ЭК ВН}}^2 \cdot L - d_{\text{ЭК ВН}}^2 \cdot h_{\text{СТ}})] / 4 \quad (28)$$

$$V_{\text{прод}} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot ((0,13^2) \cdot 2398 - (0,13^2) \cdot 10) / 4 = 32,8 \text{ м}^3$$

### 2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

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

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

В таблице 36 представлена информация об объемах продавочной и буферной жидкостей.

Таблица 36 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>		Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	4,57	0,97	1050	0,9	МБП-СМ	112
		3,6		1,8	МБП-МВ	96
Продавочная жидкость	32,8		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	33,04		1400	28,07	ПЦТ-III-О6(4-6)-50	17350
					НТФ	14,9
Нормальной плотности тампонажный раствор	5,65		1820	3,71	ПЦТ-II-50	3710
					НТФ	1,5

#### 2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования скважины

Исходя из общей массы тампонажной смеси расположенной в бункерах, рассчитываем потребное число цементосмесительных:

$$m = G_{\text{сух}} / G_b \quad (29)$$

- Для цемента нормальной плотности

$$m = 7,1549 / 13 = 0,55 \text{ (требуется 1 цементосмесительная машина)}$$

- Для облегченного

$$m = 21,6591 / 10 = 2,1659 \text{ (требуется 3 цементосмесительных машины)}$$

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно.

В таблице 37 представлены результаты расчета необходимого количество цементировочного оборудования.

Таблица 37 – Результаты расчета необходимого количество цементировочного оборудования

Интервал	Количество цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора	Количество цементосмесительных машин для тампонажного раствора нормальной плотности
Направление	–	1
Кондуктор	3	1
Эксплуатационная колонна	3	1

Таким образом, для проведения операций по цементированию скважины понадобится три цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора и одна для тампонажного раствора нормальной плотности. Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке 11.

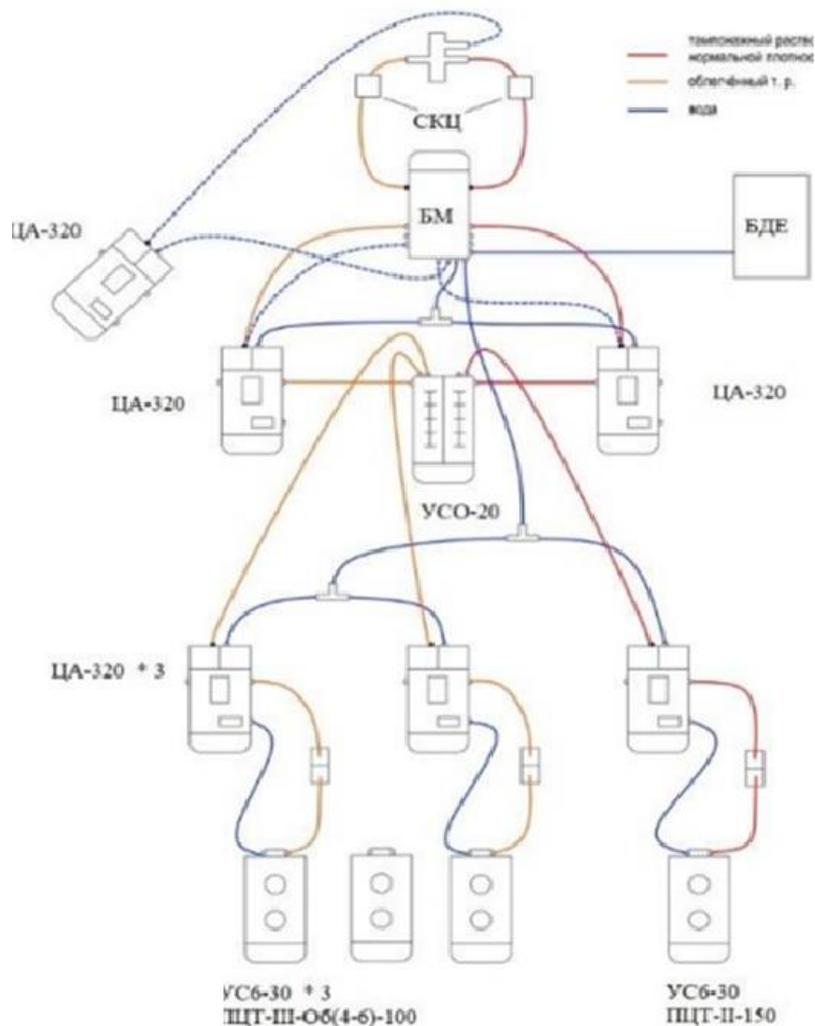


Рисунок 11 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

### 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

К элементам технологической оснастки обсадных колонн относятся все устройства, включаемые в состав обсадной колонны или монтируемые на ее внутренней или наружной поверхности являющиеся неотъемлемой частью сформированной крепи скважины или выполняющие технологические функции для успешного спуска и цементирования обсадной колонны.

В состав технологической оснастки входят:

- башмак обсадной колонны;

- обратные клапаны;
- пробки продавочные;
- центраторы;
- турбулизаторы.

Запроектированная технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 38.

Таблица 38 – Технологическая оснастка обсадных труб

Название колонны, Дусл мм	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От по стволу	До по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 323,9	БКМ-324	120	120	1	1
	ЦКОДМ-324	110	110	1	1
	ЦПЦ-324/394	0	20	2	6
		20	100	2	
		100	120	2	
ПРП-Ц-324	110	110	1	1	
Кондуктор, 244,5	БКМ-245	1115	1115	1	1
	ЦКОДУ-245	1105	1105	1	1
	ЦПЦ-245/295	0	30	3	42
		30	1085	36	
		1085	1115	3	
ПРП-Ц-245	1105	1105	1	1	
Эксплуатационная колонна, 146,1	БКП-146	2398	2398	1	1
	ЦКОДУ-146	2388	2388	1	1
	ЦПЦ-146/216	0	30	3	85
		30	2020	67	
		2020	2050	3	
		2050	2350	10	
		2350	2398	5	
	ЦТ 146/216	2020	2050	3	8
		2350	2398	5	
	ПРП-Ц-Н 129,1	2398	2398	1	1
ПРП-Ц-В-129,1	2388	2388	1	1	

## 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

### 2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Для предотвращения набухания глин и в последствии кольматации призабойной зоны пласта целесообразно использовать жидкость глушения на основе хлористого калия КСl.

Плотность жидкости глушения определяется для газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 30:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} \quad (30)$$

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

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

$h$  – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 0,073 \cdot 2065}{9,81 \cdot 2065} = 1124 \text{ кг/м}^3.$$

Согласно пункту 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 31:

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot 0,7854 \cdot (V_{внЭК1} + V_{внЭК2}), \quad (31)$$

где  $V_{внХВ}$  – внутренний объем хвостовика,  $m^3$ ,

$V_{внЭК}$  – внутренний объем ЭК,  $m^3$ ,

$$V_{ж.г.} = 0,7854 \cdot (V_{внЭК1} + V_{внЭК2}) = 2 \cdot 0,7854 \cdot (0,0139 \cdot 1962 + 0,01308 \cdot 436) = 51,79 \text{ м}^3.$$

#### 2.4.4.2 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х35, так-как в разрезе у нас присутствуют газовые пласты, а также для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1).

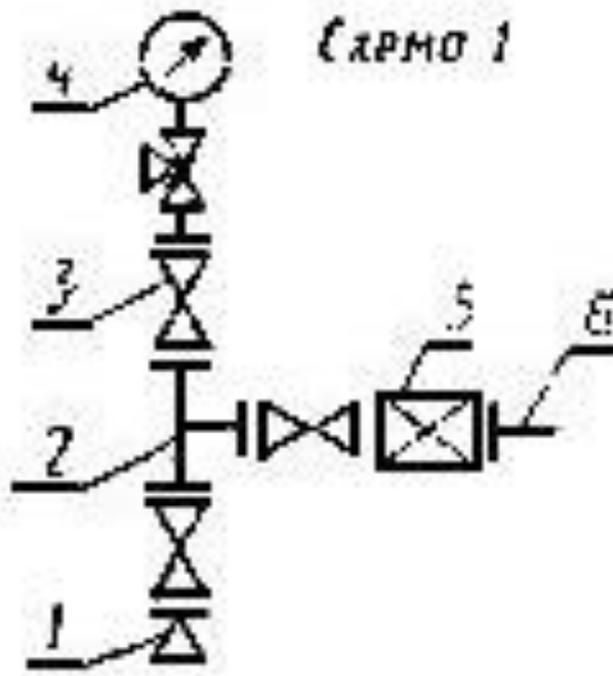


Рисунок 12 – Арматура фонтанная АФ1-80/65x35

#### 2.4.4.3 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию. В соответствии с ТЗ принимаем тип перфоратора – гидropескоструйный.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта. Технические характеристики перфорационной системы предоставлены в таблице 39.

Таблица 39 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
8	НКТ	Гидропескоструйная	Поток-114	4	1

#### 2.4.4.4 Вызов притока

В основе всех способов вызова притока лежат три технологических приёма создания депрессии на продуктивный пласт:

- уменьшение плотности жидкости в скважине;
- снижение уровня жидкости в скважине;
- снижение давления в интервале продуктивного пласта с помощью струйных насосов.

Технология освоения скважин эжекторными установками с очисткой призабойной зоны производится путем воздействия на пласт циклическими управляемыми депрессиями. Реализуется при помощи установленного на колонне НКТ пакера и смонтированного над ним струйного аппарата.

Подачей насосным агрегатом рабочего агента к соплу струйного насоса понижается давление в подпакерной части скважины до требуемой величины. Соответствующим режимом работы насосного агрегата необходимое время поддерживается величина депрессии.

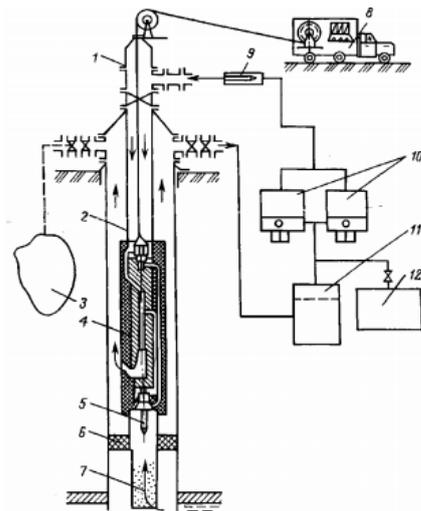


Рисунок 13 – Схема обвязки наземного и подземного оборудования при проведении работ с УЭОС-2

#### 2.4.4.5 Выбор пластоиспытателя

Опробование пластов без подъёма бурильного инструмента на поверхность производится при помощи опробователей, пробоотборник которых сбрасывают в бурильные трубы. В этом случае при спуске бурильного инструмента в скважину над долотом устанавливают гидравлический пакер и вскрытие пласта производят, как при бурении. После этого в бурильную колонну сбрасывают пробоотборник, который перекрывает внутреннее отверстие пакера под действием избыточного давления, создаваемого внутри бурильных труб. Происходит перекрытие затрубного пространства скважины, а затем открытие.

#### 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.

Таблица 40 – Результаты проектирования буровой установки

БУ – 2500/160			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q <sub>бк</sub> )	83,71	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк} + Q_{свп}$	96 > 83,71
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q <sub>об</sub> )	56,9	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об} + Q_{свп}$	144 > 56,9
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q <sub>пр</sub> )	108,8	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	1,47 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G <sub>кр</sub> )	160		

### **3 Особенности проходки интервалов в солевых отложениях**

#### **3.1 Причины, классификация и признаки поглощений**

Поглощение является утратой определенного объема бурового или тампонажного растворов из-за фильтрации растворов из ствола скважины в пласт. В наше время поглощение можно считать одним из более часто встречаемых типов осложнений. Поглощающие пласты, как правило, сложены мелкопористыми, пористыми, несвязанными, трещиноватыми горными породами. Самые сильные поглощения происходят в трещиноватых, закарстованных и крупнообломочных породах.

Несвязные и кавернозные породы в основном встречаются на глубине не более 300 м, в отличие от трещиноватых, которые характерны для разных глубин. Была выявлена обратная зависимость глубины залегания пород от степени раскрытия и густоты встречаемых трещин. При этом расстояние между трещинами увеличивается при увеличении толщины пласта. Частота встречаемости трещин при возрастании прочности горных пород, наоборот, снижается. Для областей, содержащих растворимые горные породы, такие как хлориды, а также сульфатные и карбонатные, характерна вероятность вскрытия каверн и пещер и нарушения в работе бурильного инструмента (например, провалы), что связывают с наличием карстов. С возрастанием глубины степень закарстованности горных пород, как правило, падает. Для областей с аномально низким пластовым давлением зачастую характерны поглощения. Отсюда можно сделать вывод, что как поглощение, так и его интенсивность зависят, во-первых, от пористости, и, во-вторых, от проницаемости пласта.

Таблица 41 — Классификация поглощений, методы профилактики и ликвидации поглощений промывочной жидкости (Б. Б. Кудряшов, А. М. Яковлев) [7].

	Поглощение	
	Удельные потери раствора, м/ч <sup>3</sup>	% от подачи насоса
1	<0.1	Умеренное <5
2	0,1-0,2	Частичное 5-30
3	0,2-0,3	Среднее 30-60
4	0,3-0,4	Полное 60-100
5	> 0,4	Полное и катастрофическое >100

Можно выделить самые распространенные признаки того, что происходит поглощение:

1. Понижение значения бурового раствора в скважине в «покое».
2. Понижение давления в скважине за счёт понижения гидравлических сопротивлений в затрубье.
3. Непроизвольное увеличение скорости бурения
4. Сокращение количества определенного объема бурового раствора в приёмных ёмкостях в процессе бурения

Можно обозначить несколько типов поглощений:

- трещинное, появившихся из-за слишком больших давлений бурового раствора;
- из-за ранее образовавшихся трещин в пласте. [8]

### **3.2 Поглощающие объекты. Классификация зон поглощения**

Принято выделять три разновидности поглощений:

- поглощение трещинами, образующимися вследствие чрезмерных давлений бурового раствора;
- поглощение ранее существовавшими открытыми трещинами в пласте;
- поглощение большими полостями, обладающими структурной прочностью. [9]

На стадии выбора наиболее подходящего решения необходимо установить критерии и провести их ранжирование в соответствии с удельным весом каждого критерия:

- соответствие предлагаемой технологии природе поглощения в данных условиях;
- безопасность предлагаемой технологии;
- экономика предлагаемой технологии;
- потенциальные риски;
- имеющиеся технические ограничения. [10]

### **3.3 Меры и методы предупреждения поглощения бурового раствора**

Для предупреждения поглощения наиболее верным считается подбор плотности для бурового раствора. Данный подбор должен сопоставляться с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Также нужен пристальный контроль за такими параметрами, как вязкость, плотность и др.

Существуют следующие мероприятия по предупреждению поглощений:

1. совершенствование конструкции скважины для того, чтобы избежать влияния утяжеленных растворов;
2. регулировка реологии бурового раствора;

### 3. регулировка плотности методом улучшения процесса очистки.

Способы предупреждения поглощений в период проектирования скважины разрабатываются для предотвращения вероятных осложнений во время ее постройки, однако благополучность выполнения этих мероприятий в огромной степени находится в зависимости от определенных геолого-технических обстоятельств. Тут можно выделить изменчивость, интенсивность, тип поглощений, помимо этого можно выделить точные и надёжные сведения получаемые от проницаемых пластов.

Совокупность способов предупреждения можно разделять на 2 категории. В первой категории используются способы, в случае если будет вскрытие проницаемых пород при бурении. Во 2-ой категории выделяются технологические меры, ориентированные на возобновление нормального циркулирования жидкости. Технологические меры 2-ой категории исполняются в том случае, если способы 1 категории никак не приводят к позитивному итогу.

Более популярной мерой является задержка хода бурения примерно на 8 часов с этапа ухудшения нормальной циркуляции. Также можно выделить такие меры, как смена типа бурения с турбинного на роторный, понижение скорости спуска бурового инструмента, кольматация гидромониторными струями промывочных жидкостей на глинистой основе интервала, в котором происходит поглощение и регулирование некоторых реологических и закупоривающих параметров.

#### **3.4 Основные методы ликвидации поглощений**

Для корректного выбора способа ликвидации поглощений, как правило, обращают внимание на следующее:

- полноценное цементирование скважины посредством устойчивой изоляции зон поглощения;
- минимальные затраты средств и времени на процесс углубления данной скважины в зоне осложнений.

Все существующие на данный момент способы устранения вероятности поглощения бурового раствора подразделяются на два основных типа:

- профилактические;
- специальные.

Рассмотрим некоторые такие методы.

Метод снижения плотности бурового и тампонажного растворов необходим для понижения гидростатического и гидродинамического давлений, что также способствует уменьшению интенсивности поглощения.

Другим профилактическим методом является метод закупоривания трещин. Для этого используются так называемые наполнители, которые необходимы для переноса жидкостных веществ в пласт. Наполнители способствуют формированию пробки в порах и трещинах посредством заклинивания. Последние с ходом времени увеличиваются в размерах и вследствие воздействия на них сильных перепадов давления становятся более плотными. Наполнителями могут являться опилки, слюда, целлофан, резина, древесина, асфальт и др.

Основную суть метода заморозки зоны поглощения представляет собой закачка в скважину при помощи специализированного оборудования определенного количества хладагента, который необходим для проморозки стенок скважин за небольшое время, что способствует перекрытию поглощающих каналов. В качестве одного из самых распространенных хладагентов выступает жидкий азот.

Метод изоляции поглощений взрывом применяется в кавернозных и трещиноватых пластах. Для этого используются торпеды, размеры которых и содержание в них взрывчатых субстанций зависят от степени интенсивности поглощения и толщины пласта.

Нами были перечислены некоторые методы ликвидации поглощений, однако, стоит заметить, что в случае возрастания масштабов поглощений, что чаще всего наблюдается в трещиноватых или кавернозных породах, на

ликвидацию потребуется использование особых технологий и, как следствие, возрастут финансовые затраты.

Наиболее актуальным из таких методов является применение особых перекрывателей зоны поглощения колонной труб. В основном используются профильные перекрыватели. Их установка требует предварительного расширения ствола скважины на нужном участке, после чего профильный перекрыватель опускается и раскатывается по стенкам скважины определенным устройством.

### **Заключение по разделу**

В ходе текущего исследования было выявлено, что наиболее актуальной в настоящее время проблемой при бурении скважин является поиск методов ликвидации поглощения буровых растворов, так как этот процесс довольно финансово затратен, а данная проблема считается труднорешаемой. В представленной работе были перечислены и описаны основные способы ликвидации поглощений буровых растворов при бурении.

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

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

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

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в т.ч. горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения. 1 февраля 2000 года к производственной деятельности приступил Нефтеюганский филиал. В марте – начал работу Стрежевской филиал, в мае – Отрадненский. На сегодняшний день в компании семь подразделений в регионах РФ, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллионов метров, 3100 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-7%). В 2003 году в состав ССК входит ЗАО «Нефтепромбурсервис» («НПБС»), работающий на территории Томской области. На базе ЗАО «НПБС» с 01 января 2013 года начинает работать Томский филиал в его нынешнем виде. Основной профиль предприятия – бурение поисковых и разведочных скважин. На счету буровых бригад несколько параметрических скважин «пятитысячников». География деятельности сегодня – это еще и работа в ЯНАО и республике Коми. [14]

#### 4.1.2 Организационная структура предприятия

Данное предприятие возглавляет директор филиала, у которого в подчинении находятся шесть заместителей: Первый заместитель директора - технический директор, заместитель директора по маркетингу, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по общим вопросам, заместитель директора по работе с персоналом, заместитель директора по вопросам безопасности. В распоряжении технического директора находятся следующие руководители: главный геолог, главный технолог, заместитель директора по производству, заместитель директора по охране труда и технике безопасности, все они возглавляют соответственно следующие отделы – технологический отдел, геологический отдел, центральный пункт диспетчерской службы (ЦПДС), отдел по охране труда и технике безопасности. Отдел компьютерных технологий, производственно - технический отдел бурения, производственно-технический отдел капитального ремонта скважин (КРС), отдел главного энергетика и отдел главного механика подчиняются техническому директору. Инженерно-технологическая служба (ИТС) является органом оперативного управления, а также основным производством, обеспечивающим выполнение плана строительства скважин в целом по всему предприятию по установленной технологии. Начальнику ИТС подчинены начальники смен ИТС, через них он распоряжается и руководит работой буровых бригад. В ИТС входят четыре буровые бригады. В состав буровой бригады входят:

- Буровой мастер – 2 чел;
- Помощник бурового мастера – 1 чел;
- Технолог – 2 чел;
- Бурильщик 7 разряда – 4 чел;
- Первый помощник бурильщика 6 разряда – 4 чел;
- Второй помощник бурильщика 5 разряда – 4 чел;
- Третий помощник бурильщика 4 разряда – 4 чел;

- Электрик – 4 чел;
- Слесарь – 2 чел.

На 01.09.2014. в ТФ АО «Сибирская сервисная компания» работало: 312 человек РСС и 864 человека рабочих, всего – 1176 человек. Современная география работ представлена широко, как говорят в Сибирской сервисной компании: от Волги до Енисея! Это крупные подразделения в Самарской области, Нефтеюганске, Стрежевом, Томске, Красноярске. Также ССК имеет два технологических филиала – Управление цементирования скважин и филиал „Буровые растворы“. В компании 48 буровых бригад и 51 бригада освоения и ремонта скважин, 7 бригад резки боковых стволов. Объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения ежегодно составляет более миллиона метров в год. [2]

Организационная структура ТФ АО ССК представлена на рисунке 14.

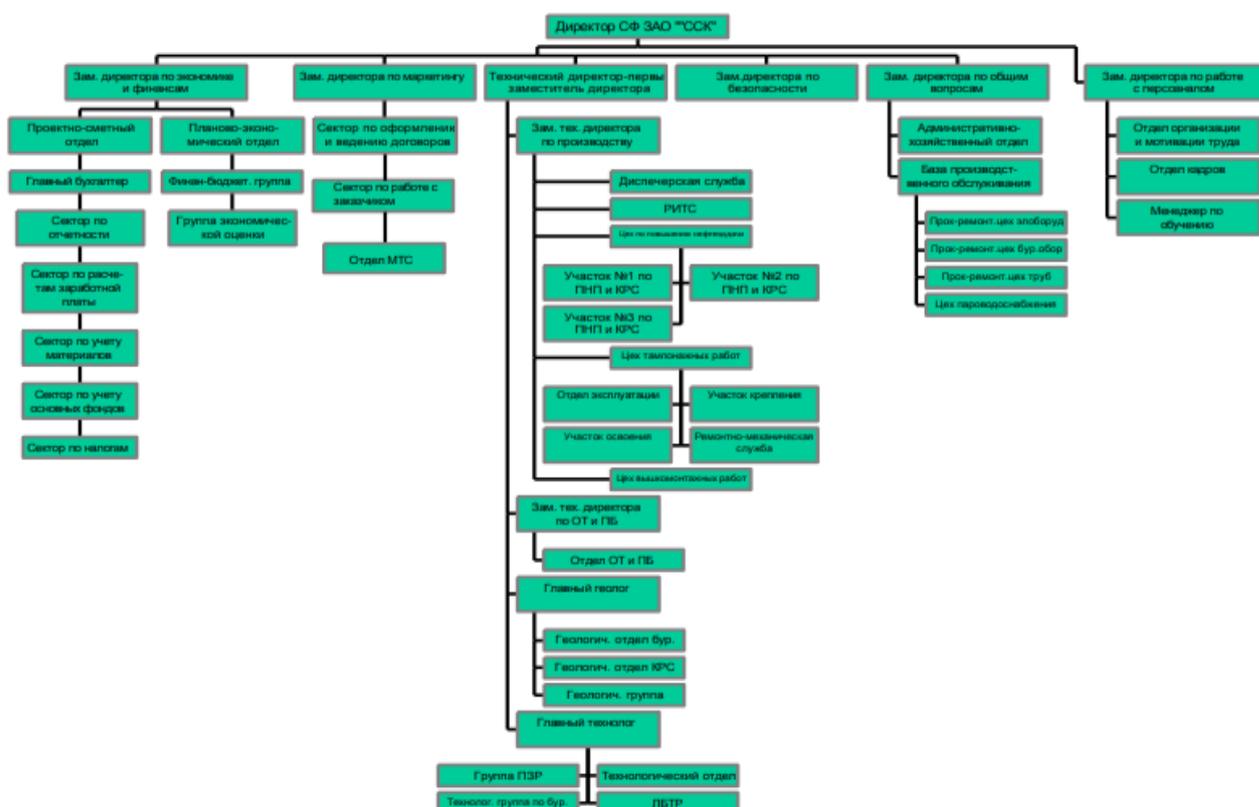


Рисунок 14 – Организационная структура «Сибирская Сервисная Компания (ССК)» [14]

## 4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

### 4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Продолжительность строительства скважины составляют отдельные производственные процессы:

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

Для расчета нормативной карты выполнения работ по строительству скважины необходимо использовать следующие данные:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекту;
- нормы времени на проходку 1 метра, нормы проходки на долото;
- нормы времени на спускоподъемные операции, вспомогательные и подготовительно-заключительные работы, связанные с креплением и цементированием скважины.

Суммарное нормативное время, затрачиваемое на бурение по отдельным нормативным интервалам, определяется по формуле:

$$T_B = T_{Б1} \cdot h, \text{ час}, \quad (31)$$

где:  $T_{Б1}$  - норма времени на бурение одного метра, час;

$h$  – величина нормативного интервала.

Для расчета нормативного времени на СПО необходимо определить количество спускаемых и поднимаемых свече и количество наращиваний по каждому нормативному интервалу:

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

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

$$T_{\text{сп}} = \frac{(N_{\text{сп}} \cdot T_{1\text{св}})}{60}, \text{ час}, \quad (34)$$

$$T_{\text{под}} = \frac{(N_{\text{под}} \cdot T_{1\text{св}})}{60}, \text{ час}, \quad (35)$$

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, час.

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

#### **4.2.2 Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения.**

После определения продолжительности цикла строительства скважины, необходимо определить следующие скорости:

Механическая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M}, \text{ м / час}, \quad (36)$$

где:  $H$  – глубина скважины, м;

$t_m$  - продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_P = \frac{A}{(t_M + t_{\text{СПО}})}, \text{ м / час}, \quad (37)$$

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

Коммерческая скорость, которая определяется по формуле:

$$V_K = \frac{(H \cdot 720)}{T_K}, \text{ м / ст.мес} \quad (38)$$

где:  $T_K$  – календарное время бурения, час.

Результаты расчета нормативной карты представлены в таблице В.1 приложения В [9;10].

#### 4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта состоит из 15 рабочих дней. Режим работы предполагает 12 часов смены, затем 12 часов отдыха. После вахты наступают выходные длительностью 15 дней. Доставка на месторождение осуществляется в основном автотранспортом за счет предприятия, если месторождение находится в труднодоступной местности и отсутствует дорожное сообщение доставка осуществляется вертолётами.

Вышкомонтажные работы занимают 1327 часов (56 дня), буровые работы и подготовительные 458 часов (20 дней). Линейный календарный график проведения работ предоставлен в таблице 40.

Таблица 42 – Линейный календарный график проведения работ

Бригады	Сутки	Месяцы		
		1	2	3
Вышкомонтажная	54			
Бурения	20			
Испытания	11			

#### 4.2.4 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» [12], 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, химические реагенты;

- Все расчеты проводятся в ценах 1984 года согласно СНиП IV-5-82, для перевода используется индекс изменения сметной стоимости. Для Томской области на декабрь 2020 года индекс составляет 235,35 [13].

Сметный расчет на бурение скважины в ценах 1984 года представлен в таблице Б.2 приложения Б.

Сметный расчет на крепление скважины в ценах 1984 года представлен в таблице Б.3 приложения Б.

Сводный сметный расчет представлен в таблице Б.4 приложения Б.

## **5 Социальная ответственность**

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

Профессия буровика входит в список потенциально опасных. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли.

В связи с удаленным географическим расположением месторождений от близлежащих населенных пунктов, для персонала установлен режим работы вахтовым методом согласно ТК РФ гл.47 ст. 297.

Рабочая зона вокруг скважины попадает в списки опасных производственных объектов (далее ОПО) и согласно приказу Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302, персонал подверженный опасному и вредному воздействию должен проходить обязательное медицинское обследование не реже 1 раза в год. [15]

Согласно Статьи 9 Федерального закона от 21.07.1997 №116-ФЗ (ред. от 29.07.2018) организация, эксплуатирующая ОПО, обязана обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями. А также по Статье 298 Трудового кодекса РФ, при выполнении работы на ОПО, персонал обязан получить соответствующую квалификацию и допуск к самостоятельной работе.

Согласно ТК РФ, персонал на ОПО, ежемесячно к заработной плате, начисляемой рабочим по тарифным часовым ставкам, ИТР согласно установленного оклада за фактически отработанное время, каждый получает соответствующие выплаты: стимулирующие доплаты, связанные с режимом и условиями труда, районный, северный коэффициенты, работа в сложных климатических условиях, ночное время, многосменный режим и др. [15]

Заключение договора обязательного страхования гражданской ответственности, в соответствии с установленным законом РФ за причинение

вреда в результате аварии на опасном объекте. Федеральный закон от 27.07.2010 N 226-ФЗ.

Персоналу в связи с дальним расположением от места проживания, организация обязана организовывать доставку к месту выполнения работ, либо компенсировать самостоятельное прибытие, согласовав в действующем договоре.

В свою очередь персонал ОПО обязан «соблюдать положение правовых актов. Знать правила ведения работ и порядок действия в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте» 19.07.2011 N 248-ФЗ. Проходить соответствующую подготовку и аттестацию.

### **5.1.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Рабочее место бурильщиков и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места для буровика, должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

При рассмотрении СанПиН 1964-79 можно выделить несколько основных положений для работы на буровой установке.

Машины и механизмы должны обеспечивать максимальную механизацию и автоматизацию основных и вспомогательных производственных операций, снижение тяжести и напряженности труда и соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.005-74. [16]

Системы управление, расположение и компоновка пульта, органов управления индикаторов должны соответствовать анатомо-физиологическим особенностям человека. ГОСТ 22269-76.

Рабочее место должно быть максимально защищено от воздействия неблагоприятных факторов и обеспечивать достаточный обзор рабочей зоны.

## 5.2 Производственная безопасность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении наклонно-направленной эксплуатационной скважины глубиной 2100 м. Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 43.

Таблица 43 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

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

## Продолжение таблицы 43

5. Движущиеся части и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
---------------------------------	---	---	---	---

### **5.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего**

#### **5.3.1 Повышенные уровни шума**

Источниками повышенного шума на буровой, являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор. При бурении ротором, шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ [19].

Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16, эквивалентный уровень звука составляет 80 дБ.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противошумный шлем).

#### **5.3.2 Повышенные уровни вибрации**

Согласно «СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий», по источнику возникновения вибраций различают [19]:

1. локальную вибрацию, передающуюся человеку от ручного механизированного инструмента (с двигателями), органов ручного управления машинами и оборудованием;

2. локальную вибрацию, передающуюся человеку от ручного немеханизированного инструмента (без двигателей), например, рихтовочных молотков разных моделей и обрабатываемых деталей;

3. общую вибрацию 1 категории - транспортную вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах самоходных и прицепных машин, транспортных средств при движении по местности, агрофонам и дорогам (в том числе при их строительстве). К источникам транспортной вибрации относят: тракторы сельскохозяйственные и промышленные, самоходные сельскохозяйственные машины (в том числе комбайны); автомобили грузовые (в том числе тягачи, скреперы, грейдеры, катки и т.д.); снегоочистители, самоходный горно-шахтный рельсовый транспорт;

4. общую вибрацию 2 категории - транспортно-технологическую вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах машин, перемещающихся по специально подготовленным поверхностям производственных помещений, промышленных площадок, горных выработок. К источникам транспортно-технологической вибрации относят: экскаваторы (в том числе роторные), краны промышленные и строительные, машины для загрузки (завалочные) мартеновских печей в металлургическом производстве; горные комбайны, шахтные погрузочные машины, самоходные бурильные каретки; путевые машины, бетоноукладчики, напольный производственный транспорт;

5. общую вибрацию 3 категории - технологическую вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах стационарных машин или передающуюся на рабочие места, не имеющие источников вибрации. К источникам технологической вибрации относят: станки металло- и деревообрабатывающие, кузнечно-прессовое оборудование, литейные машины, электрические машины, стационарные электрические установки, насосные агрегаты и вентиляторы, оборудование для бурения скважин, буровые станки, машины для животноводства, очистки и сортировки зерна (в том числе сушилки), оборудование промышленности стройматериалов (кроме

бетоноукладчиков), установки химической и нефтехимической промышленности и др. [19].

Согласно «СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий», общую вибрацию категории 3 по месту действия подразделяют на следующие типы [19]:

а) на постоянных рабочих местах производственных помещений предприятий;

б) на рабочих местах на складах, в столовых, бытовых, дежурных и других производственных помещений, где нет машин, генерирующих вибрацию;

в) на рабочих местах в помещениях заводоуправления, конструкторских бюро, лабораторий, учебных пунктов, вычислительных центров, здравпунктов, конторских помещениях, рабочих комнатах и других помещениях для работников умственного труда;

Исходя из выше сказанного работа на буровой относится к вибрации 3 категории, а по месту действия к типу «в» и предельно допустимые значения вибрации рабочих месте представлены в таблице 44.

Таблица 44 – Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории 3 - технологической типа «в»

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям $X_o$ , $Y_o$ , $Z_o$							
	виброускорения				виброскорости			
	м/с <sup>2</sup>		дБ		м/с 10 <sup>-2</sup>		дБ	
	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1,6	0,0130		82		0,130		88	
2,0	0,0110	0,020	81	86	0,089	0,180	85	91
2,5	0,0100		80		0,063		82	
3,15	0,0089		79		0,045		79	

Продолжение таблицы 44

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4,0	0,0079	0,014	78	83	0,032	0,063	76	82
5,0	0,0079		78		0,025		74	
6,3	0,0079		78		0,020		72	
8,0	0,0079	0,014	78	83	0,016	0,032	70	76
10,0	0,0100		80		0,016		70	
12,5	0,0130		82		0,016		70	
16,0	0,0160	0,028	84	89	0,016	0,028	70	75
20,0	0,0200		86		0,016		70	
25,0	0,0250		88		0,016		70	
31,5	0,0320	0,056	90	95	0,016	0,028	70	75
40,0	0,0400		92		0,016		70	
50,0	0,0500		94		0,016		70	
63,0	0,0630	0,110	96	101	0,016	0,028	70	75
80,0	0,0790		98		0,016		70	
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни		0,014		83		0,028		75

### 5.3.3 Отклонение показателей микроклимата

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются [20].

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 45, согласно СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [20].

Таблица 45 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
	IIб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
	III (более 290)	16-18	15-19	60-40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1
	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2
	IIб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2
	III (более 290)	18-20	17-21	60-40	0,3

### 5.3.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение".

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному [21].

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 46.

Таблица 46 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-500. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-300 .	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 500.	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700.	20
Кронблок	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6м.	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м.	30
Насосный блокпусковые ящики	На высоте не менее 3 м.	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 м.	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м.	100

### **5.3.5 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека**

Основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380 В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение.

Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие.

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц [22].

## **5.4 Экологическая безопасность**

### **5.4.1 Защита атмосферы**

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК. [23] На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования;
- очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах;
- очистка отработавших газов энергоустановок, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК. [23]

## 5.4.2 Защита гидросферы

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

Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86 рекомендуется предпринимать следующие меры [24]:

- 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, при этом отметки платформ и площадок должны быть выше максимального уровня подъема паводковых вод для данной местности;

- буровой раствор хранить в емкостях, исключаяющих его утечку;

- выбуренный шлам, твердые отходы производства, материалы, непригодные к дальнейшему использованию, должны быть вывезены с территории скважины в шламоотвалы и полигоны для промышленного захоронения отходов, места размещения которых и обустройство должны быть согласованы в установленном порядке;

- 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.

Контроль качества вод в пунктах контроля, входящих в Общегосударственную службу наблюдений и контроля за загрязненностью

объектов природной среды (ОГСНК), осуществляют по ГОСТ 17.1.3.07-82, в пунктах контроля, не входящих в ОГСНК - по программам, согласованным с соответствующими органами государственного контроля за состоянием и качеством вод [24].

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**

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

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке. 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. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов. По окончании бурения жидкие отходы должны утилизироваться путем их закачки в нефтесборный коллектор.

## **5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и

геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

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

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

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

## Заключение

В выпускной квалификационной работе представлены технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Талахский горизонт нефтегазового месторождения.

Все расчеты были произведены согласно типовым расчетным схемам и правилам.

В процессе проектирования был построен J образный профиль скважины, для успешной его проводки было решено применять роторное бурение под направление, совмещенное бурение (ротатор+ ВЗД) для кондуктора и турбинный способ бурения для эксплуатационной колонны.

Было выявлено, что разрез представлен породами, обладающими высокой плотностью и абразивностью. Вследствие этого были выбраны устойчивые к высокоабразивным породам долота.

Интервал бурения под направление сложен в основном щебнем, дрсвой, супесью, песками, песчанниками, суглинками и галечниками. Для бурения интервала под направление подходит полимер-глинистый раствор. Для направления требуется вязкий буровой раствор с умеренной водоотдачей. Полимер-глинистый буровой раствор формирует стабилизирующую фильтрационную корку при бурении песков, глин и других пород.

Интервал бурения под кондуктор сложен в основном хомогенными породами (мергели, ангидриты и соли), а также доломитами известняками и загипсованными породами. В интервалах под кондуктор применяем полимер-глинистый буровой раствор. Бурение интервала под кондуктор будем вести соленасыщенным раствором. Такие растворы применяются для разбуривания солевых пород.

При бурении интервала под эксплуатационную колонну столкнемся с многочисленными пластами хомогенных отложений (мергели, соли) а также известняками, аргиллитами и гнейсами. Для бурения данного интервала подходит соленасыщенный биополимерный буровой раствор. 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.

В специальной части была рассмотрена такая проблема, как поглощение бурового раствора. Также были приведены способы ликвидации данной проблемы и их описание.

Блоки финансового менеджмента, ресурсоэффективности и ресурсосбережения представляют собой описание структуры предприятия, проводящего сервисные работы (в том числе бурение нефтяных и газовых скважин), а также сметная стоимость работ по строительству газовой скважины.

Блок социальная ответственность включает в себя описание техники безопасности на буровой установке, основы охраны 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. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.
4. Леонов, В.О. Курсовой проект «Выявление застойных зон в емкости для бурового раствора»[Текст] / В.О. Леонов. – Томск:ТПУ, 2019 – 10с.
5. 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>.
6. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>.
7. Габдуллин Р.Ф., Мусин Р.Р., Антипин Ю.В., Яркеева Н.Р., Гильмутдинов Б.Р., Дорофеев С.В. Защита оборудования скважины от коррозии и отложения солей ингибирующими композициями в составе азотосодержащих пен // Нефтяное хозяйство. 2005. № 7. С. 102-105.
8. Мурзагильдин З.Г., Шайдуллин З.Г., Шайхаттаров Ф.Х., Рекин С.А. Особенности коррозии и защиты нефтепромыслового оборудования в сероводородосодержащих средах // Нефтепромысловое дело. 2002. № 5. С. 38-41.

9. Шакрисламов А.Г., Антипин Ю.В., Гильмутдинов Б.Р., Гарифуллин Ф.С. Повышение надежности эксплуатационной колонны в условиях солеотложения и коррозии // Нефтяное хозяйство. 2007. № 8. С. 128-131.

10. Пат. №2375554 РФ, МКИ Е 21 В / Способ повышения межремонтного периода работы глубиннонасосного оборудования добывающей скважины, осложненной солеотложениями / Гарифуллин Ф.С., Долгов Д.В., Минязев И.К., Валеев А.М., Волочков А.Н. (Россия); заяв. 15.02.2008; опубл. 10.12.2009, Бюл. №34.

11. <https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/142488-raproyavlenie-proyavlenie-rapa/>.

12. СНиП IV-5-82 «Скважины на нефть и газ. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин». – Введ. 01.01.1985 – Постановлением Государственного комитета СССР по делам строительства .

13. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2020 г. № КЦ/2020-12ти «Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2020 года».

14. <http://www.sibserv.com/>.

15. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ глава 47 (ред. от 16.12.2019) «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [Электронный источник] / [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0).

16. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя – Введен 1979-01-01. – постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 26 апреля 1978 г. N 1100.

17. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». – Введ. 2017-03-01. – межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 10 декабря 2015 г. N 48).

18. СН 2.2.4/ 2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки». – Введ. с момента утверждения. – постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 31 октября 1996 г. N 36.

19. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий». – Введ. с момента утверждения. – постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 31 октября 1996 г. N 40.

20. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». – Введ. с момента утверждения. – утвержденных Минздравом СССР от 31.03.86., N 4088-86.

21. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение». – Введ. 1996-01-01. – постановлением Минстроя России от 2 августа 1995 г. N 18-78 в качестве строительных норм и правил Российской Федерации взамен СНиП П-4-79.

22. ГОСТ 12.1.038-82 «Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов». – Введ. 1983-07-01. – Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 30.07.82 N 2987 .

23. ГОСТ 17.2.3.02-78 «Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями». – Введ. 1980-01-01. – постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 24 августа 1978 г. N 2329 дата введения установлена 01.01.80.

24. ГОСТ 17.1.3.12-86 «ОБЩИЕ ПРАВИЛА ОХРАНЫ ВОД ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ И ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА НА СУШЕ». – Введ. 1987-07-01. – постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 26 марта 1986 г. N 691.

## Приложения А

### Расчеты профиля проектируемой скважины

Таблицы А.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля	с горизонтальным участком на конце								
Глубина скважины по вертикали, м	2086			Интенсивность искривления на первом участке набора зенитного угла, град/10 м				1	
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м	2065			Зенитный угол в конце участка набора угла, град				32,154	
Длина первого участка стабилизации, м	150			Отход скважины, м				1100	
Длина второго участка стабилизации, м	1927			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				32,154	
Расчётные данные									
№ интервала	Длина по вертикали, м			Отход, м		Зенитный угол, град		Длина по стволу, м	
	От	До	Длина интервала, м	За интервал	Общее	В начале	На конце	Интервала	Общая
1	0	150	150	0	0	0	0	150	150
2	150	454	766	87,88	87,88	0	32,154	321	471
3	454	2065	965	964,12	1052	32,154	32,154	1902	2373
4	2065	2086	180	48	1100	32,154	32,154	25	2398

### Компоновка низа бурильной колонны

Таблица А.2 – Проектируемые КНБК по интервалам бурения

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под направление (0–120 м)							
1	Глубур МС-ЦГВУ	0,65	393,7	–	3-177	Ниппель	0,15
2	Переводник П-177/171	0,529	225	100	3-177	Муфта	0,096
					3-171	Муфта	
3	2-КА385,0С	0,825	385	100	3-171	Ниппель	0,323
					3-171	Муфта	
4	Переводник М-171/161	0,538	229	90	3-171	Ниппель	0,061
					3-161	Муфта	
5	УБТС2-203	36	203	76	3-161	Ниппель	7,740
					3-161	Муфта	
6	Переводник П-161/163	0,53	225	76	3-161	Ниппель	0,09
					3-163	Муфта	
7	Обратный клапан КОБ-240РС	0,375	240	80	3-163	Ниппель	0,043
					3-163	Муфта	
8	Переводник П-163/162	0,512	225	76	3-163	Ниппель	0,087
					3-162	Муфта	
9	СБТ ТБ ПК-127х9,19 Е	До устья	127	109	3-162	Ниппель	2,499
					3-162	Муфта	

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под кондуктор (120–1115 м)							
1	Долото Глубур ТЗ-ГВУ	0,455	295,3	–	3-152	Ниппель	0,09
2	Переводник П-152/152	0,47	172	80	3-152	Муфта	0,037
					3-152	Муфта	
3	1-КС 292 СТ	0,6831	295	80	3-152	Ниппель	0,095
					3-152	Муфта	
4	Переводник П-152/171	0,5	293	76	3-152	Ниппель	0,06
					3-171	Муфта	
5	Двигатель Weatherford	9,7	244,5	–	3-171	Ниппель	2,246
					3-171	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	240	55	3-171	Ниппель	0,105
					3-133	Муфта	
8	Обратный клапан КОБ-240РС	0,375	240	55	3-133	Ниппель	0,043
					3-133	Муфта	
9	Переводник П-133/152	0,5	215	100	3-133	Ниппель	0,06
					3-152	Муфта	
10	НУБТ 240	9	240	100	3-152	Ниппель	2
					3-152	Муфта	
11	ТЭМС-240	–	240	100	3-152	Ниппель	–
					3-152	Муфта	
12	НУБТ 240	9	240	100	3-152	Ниппель	2
					3-152	Муфта	
13	Переводник П-152/161	0,521	225	100	3-152	Ниппель	0,087
					3-161	Муфта	
14	УБТС2-203	24	203	100	3-161	Ниппель	5,136
					3-161	Муфта	

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8
15	Переводник П-161/133	0,517	225	100	3-161	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
16	ЯГБ-172	2,1	172	76	3-133	Ниппель	0,32
					3-133	Муфта	
17	Переводник П-133/147	0,5	215	100	3-133	Ниппель	0,06
					3-147	Муфта	
18	УБТС2-178	16	178	90	3-147	Ниппель	2,496
					3-147	Муфта	
19	Переводник П-147/162	0,527	225	100	3-147	Ниппель	0,063
					3-162	Муфта	
20	СТБ ТБ ПК-127х9,19 Е	До устья	127	109	3-162	Ниппель	32,52
					3-162	Муфта	
Бурение под эксплуатационную колонну (1115–2398)							
1	У8-190,5СТ-3Т	0,25	190,5	–	3-117	Ниппель	0,015
2	Переводник П-117/117	0,47	215	70	3-171	Муфта	0,037
					3-171	Ниппель	
3	Двигатель Д-155	4,33	155	–	3-171	Муфта	0,466
					3-133	Ниппель	
4	Переливной клапан ПК-172РС	0,84	172	66	3-133	Муфта	0,103
					3-133	Ниппель	
5	Обратный клапан КОБ 172РС	0,93	172	55	3-133	Муфта	0,098
					3-133	Ниппель	
6	Переводник П-133/152	0,51	172	90	3-133	Муфта	0,031
					3-152	Ниппель	
7	НУБТ 178	9	178	80	3-152	Муфта	2
					3-152	Ниппель	
8	ТЭМС-178	–	178	80	3-152	Муфта	–
					3-152	Ниппель	
9	НУБТ 178	9	178	80	3-152	Муфта	2
					3-152	Ниппель	

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8
10	Переводник П-152/133	0,51	172	78	3-152	Муфта	0,031
					3-133	Ниппель	
11	ЯГБ-172	2,1	178	90	3-133	Муфта	0,32
					3-133	Ниппель	
12	Переводник П-133/147	0,527	172	80	3-133	Муфта	0,063
					3-147	Ниппель	
11	УБТС2-178	40	178	90	3-147	Муфта	7,488
					3-147	Ниппель	
12	Переводник П-147/162	0,527	172	80	3-147	Муфта	0,063
					3-162	Ниппель	
13	СТБ ТБ ПК-127х9,19 Е	До устья	127	109	3-162	Муфта	72,335
					3-162	Ниппель	

Таблица А.3 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	1115	ПК 127х9	127	Е	9,2	ЗП-162-92	1042	32,52	40,39	3,30	3,45
бурение	1115	2398	ПК 127х9	127	Е	9,2	ЗП-162-92	2317	72,33	83,71	1,59	1,67

## Потребные объемы буровых растворов и химических реагентов

Таблица А.4– Результаты расчета потребного объема бурового раствора

<b>Направление</b> Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
0	120	120	393,7	-	1,1	16,07
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,44
Расчетные потери бурового раствора при очистке						10,64
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,48
Объем раствора в конце бурения интервала						16,07
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						72,63
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						72,63
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						24,428
<b>Кондуктор</b> Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
120	1115	995	295,3	308,1	1,114	77,89
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						1,25
Расчетные потери бурового раствора при очистке						43,47
Объем раствора в конце бурения интервала						77,89
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						172,37
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						24,428
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						147,942
<b>Экспл. колонна</b> Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
1115	2398	1283	190,5	228,7	1,025	73,18
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						1,52
Расчетные потери бурового раствора при очистке						21,62
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						6,4
Объем раствора в конце бурения интервала						46,05
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						154,77
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						154,77

Таблица А.5 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды, поддержание требуемого рН бурового раствора	25	87,156	4	443,826	18	77,385	3	608,367	25
Загуститель (DI-BALANCE*- «MI SWACO»)	Повышение вязкости раствора	25	58,104	3	–	–	–	–	58,104	3
Структурообразователь (Бентонит Gel Plex- «MI SWACO»)	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	4357,8	5	6657,39	7	–	–	11015,19	12
Понизитель вязкости (IDSPERSE* ХТ- «MI SWACO»)	Снижение вязкости раствора при высокой концентрации шлама	25	108,945	5	–	–	–	–	108,945	5

Продолжение таблицы А.5

Понизитель фильтрации (M-I PAC* SULI- «MI SWACO»)	Стабилизатор, регулятор фильтрации	25	181,575	8	–	–	–	–	181,575	8
Закупоривающий материал, кольматант (FLO-PLEX- «MI SWACO»)	Кольматация пор, трещин и каналов	25	181,575	8	–	–	1547,7	62	1729,275	70
Регулятор жесткости (Кальцинированная сода)	Связывание ионов кальция и магния	25	–	–	295,884	12	185,724	8	481,608	20
Понизитель фильтрации (POLY-SAL† -«MI SWACO)	Стабилизатор, контроль фильтрации	25	–	–	1479,42	60	–	–	1479,42	60
Смазочная добавка (SAFE LUBE*-«MI SWACO)	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25	–	–	221,913	9	–	–	221,913	9
Низковязкий понизитель фильтрации (M-I PAC SR -«MI SWACO)	Регулятор фильтрации	25	–	–	887,652	36	–	–	887,652	36

Продолжение таблицы А.5

Соль (NaCl)	Предотвращение растворения солей и хемогенных отложений	1000	–	–	28108,98	29	23215,5	23	51324,48	52
Структурообразователь (FLO VIS L-«MI SWACO»)	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	–	–	–	–	6964,45	7	6964,45	7
Понизитель фильтрации (ECOTROL* RD-«MI SWACO»)	Регулятор фильтрации	25	–	–	–	–	696,465	28	696,465	28
Бактерициды (BACBAN III - «MI SWACO»)	Защита от микробиологической деструкции	25	–	–	–	–	154,77	7	154,77	7
Пенегаситель (BUBBLE BUSTER*- «MI SWACO»)	Предотвращение пенообразования	25	–	–	–	–	278,586	12	278,586	12
Разжижитель (RHEOCHECK *-«MI SWACO»)	Понижение вязкости	25	–	–	591,768	24	–	–	591,768	24

## Приложение Б

Таблица Б.1 - Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление									
Бурение	393,7 Глубур МС- ЦГВУ	0	120	400	0,02	54	1	1	0,75
Промывка (ЕНВ)									0,055
СПО и наращивание (ЕНВ)									0,7
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									0,9
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,13
Крепление (ЕНВ)									7,1
Смена вахт									0,1
Ремонтные работы									0,3

Итого									8,835
Кондуктор									
Бурение	295,3 Глубур ТЗ-ГВУ	120	1115	650	0,02	772	2	16,63	16,63
Промывка (ЕНВ)									0,4
СПО и наращивание (ЕНВ)									4,04
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									4,3
Крепление (ЕНВ)									24,2
Смена вахт									0,5
Ремонтные работы									2,05
Итого									52,53

Продолжение таблицы Б.1

Эксплуатационная колонна									
Бурение	У8- 190,5ST- 3Т	1115	2398	2400	0,045	1021	1	67,48	67,48
Промывка (ЕНВ)									0,76
СПО и наращивание (ЕНВ)									12,56
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									4,3
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,4
Крепление (ЕНВ)									42,6
Смена вахт									1
Ремонтные работы									4,4
ГТИ									6,9
Итого									140,4

Таблица Б.2 – Сметный расчет на бурение скважины

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

Продолжение таблицы Б.2

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

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>Зависящие от объема работ</b>												
Бентонит	уп	6,08	–	–	4	24,32	–	–	–	–	–	–
Карбонат натрия Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	уп	20,41	–	–	2	40,82	7	142,87	9	–	5	102,05
NaOH	уп	4,59	–	–	5	22,95	4	18,36	5	22,95	3	13,77
ИКД	уп	2,8	–	–	1	2,8	–	–	–	–	–	–
KCl	уп	4,4	–	–	–	–	803	3533,2	1028	4523,2	540	2376
ПАЦ ВВ	уп	12,2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ПАЦ НВ	уп	9,06	–	–	–	–	137	1241,22	175	1585,5	92	833,52
Смазка (биолуб green)	уп	8,07	–	–	–	–	25	201,75	33	266,31	17	137,19
Ксантановая смола (TechnoGEL)	уп	21,09	–	–	–	–	29	611,61	45	949,05	24	506,16
Пенегаситель (ПЕНТА 461)	уп	408,26	–	–	–	–	4	1633,04	1	408,26	1	408,26
Бактерицид (Септор БДУ-500)	уп	559,63	–	–	–	–	1	–	1	559,63	1	559,63
CaCO <sub>3</sub>	уп	13,88	–	–	–	–	11	–	14	194,32	46	638,48

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
393,7 Глубур МС-ЦГВУ	шт											
295,3 Глубур ТЗ-ГВУ	шт	1522	–	–	–	–	2	3044	–	–	–	–
У8-190,5СТ-3Т	шт	4458,6	–	–	–	–	–	–	1	4458,6	–	–
Калибратор 2-КА490,0 СТК М171/171	шт	890,54	–	–	1	890,54	–	–	–	–	–	–
Калибратор 1-КА393,7 СТК М177/152	шт	565,38	–	–	–	–	2	1130,76	–	–	–	–
Калибратор 2-КсА295,3 СТК М152/152	шт	415,54	–	–	–	–	–	–	1	415,54	–	–
Итого затрат на бурение по интервалам	–	–	–	8082,2 4	–	3798,8 6	–	17364,98	–	28969, 5	–	27570, 5
Всего затрат	85786,04											

Таблица Б.3 – 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
<b>Затраты, зависящие от времени</b>												
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	сут	1443	0,675	974,03	1,36	1962,48	1,82	2626,26	2,98	4300,14	1,99	2871,57
Содержание полевой лаборатории по созданию рецептур 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

Продолжение таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
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
<b>Затраты, зависящие от объема работ</b>												
БКМ-426	шт	135,32	1	135,32	–	–	–	–	–	–	–	–
ЦКОД-426	шт	208,72	1	208,72	–	–	–	–	–	–	–	–
ЦЦ2-426/490	шт	12,39	6	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	–	–	–	–	–	–
ЦЦ-324/394	шт	11,01	–	–	32	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	–	–	–	–
ЦЦЦ-245/295	шт	14,69	–	–	–	–	68	998,92	–	–	–	–
ПРП-Ц-245	шт	26,36	–	–	–	–	1	26,36	–	–	–	–
БКОК-178P1	шт	101,38	–	–	–	–	1	101,38	–	–	–	–

Продолжение таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЦКОД-178	шт	62,61	–	–	–	–	–	–	1	62,61	–	–
ЦПЦ-178/220	шт	12,84	–	–	–	–	–	–	71	911,64	–	–
ЦТ 178/220	шт	14,68	–	–	–	–	–	–	10	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

Продолжение таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
МУФТА ГРПП2 – 114(70МПа) (Зенит)	шт	724,25	–	–	–	–	–	–	–	–	5	3621,25
ЦПЦ-114/143	шт	11,01	–	–	–	–	–	–	–	–	45	495,45
ЦТЖС-114/151	шт	16,06	–	–	–	–	–	–	–	–	30	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	2064,22	–	–	–	–	–	–	–	–	1	2064,22
МБП-СМ	кг	0,58	510	295,8	365	211,7	148	85,84	93	53,94	36	20,88
МБП-МВ	кг	0,64	437	279,68	313	200,32	126	80,64	80	51,2	31	19,84
Полицем Фрост	т	90,82	19	870,58	–	–	–	–	–	–	–	–
ПЦТ - II - 50	т	70,31	–	–	10,47	369,6957	–	–	–	–	–	–
ПЦТ - III - Об (4-6) - 50	т	62,19	–	–	18,79	586,0601	–	–	–	–	–	–
ПЦТ - II - 100	т	76,84	–	–	–	–	5,89	228,7676	3,94	–	–	–
ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	т	54,98	–	–	–	–	30,09	841,9182	24,16	675,996 8	–	–
ПЦТ - II - 150	т	84,38	–	–	–	–	–	–	–	–	11,56	489,912 8
НТФ	кг	1,54	–	–	11,75	18,095	18,82	28,9828	15,14	23,3156	–	–
Итого на крепление	руб	8704460										

Таблица Б.4 - 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	54 922	12 925 892
Рекультивация перед планировкой	14 437	3 397 747
Итого		16 323 640
2. Строительство и монтаж бурового оборудования		
Строительство и монтаж	134 518	31 658 811
Разборка и демонтаж	12 114	2 851 029
Итого		34 509 840
3. Бурение и крепление скважины		
Бурение скважины	85 786	18701357
Крепление скважины	97 323	21216366,04
Итого		39917723
4. Испытания скважины на продуктивность		
Испытание по окончанию бурения	32 548	7095464
Итого		7095464
5. Промыслово-геофизические работы		
Затраты на промыслово-геофизические работы	22145	4827610
6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (5,4% от пунктов 1 и 2)	12788,334	2787856,812
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	947,284	206507,912
Эксплуатация котельной и паровой установки	30 255	6595590
Итого		9589954,724
Итого прямых затрат		116 119 539
7. Накладные расходы		
Накладные расходы (25% на итог прямых затрат)	133164,61	29029884,87
8. Плановые накопления;		
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)	46607,6133	10160459,7
9. Прочие работы и затраты		
Зарплаты, надбавки	54645,86	11912797,48
Транспортировка буровых бригад	4632,45	1009874,1

Продолжение таблицы Б.4

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
Сооружение водяной скважины	4746,92	1034828,56
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)	1424,86132	310 620
Амортизация жилого городка	1365,89	297764,02
Итого		14 565 884
<b>10. Резерв средств на непредвиденные расходы</b>		
Затраты на непредвиденные работы и затраты (5% от пунктов 1-9, за вычетом транспортировки бригад)	38962,3321	8493788,399
<b>ВСЕГО ПО СМЕТЕ</b>		175 159 649
<b>ВСЕГО с учетом НДС (20%)</b>		206 688 386

## Приложение В Геолого-технический наряд

### ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на строительство скважины эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2100 м

Месторождение:  
0 Воргдровское  
Буровая установка: БУ – 2500/160  
Лебедка: ЛБ – 750  
Талевая система: 5х6  
Рапор: 3 – 560  
Насосы: УНВТ – 950

Геологическая часть			Техническая часть												
Глубина скважины, м	Степень затрубья	Литолягические описания	Температура	Отбор керн	Интервалы возможных осложнений	Конструкция скважины		Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Объемная нагрузка, т	Частота вращения, об/мин	Производительность насосов	Примечание		
						3239 м – 244,5 м – 156,1 м	3237 м – 259,2 м – 190,5 м								
1	2	Литологическое описание	7	3	Интервалы возможных осложнений			8	9	10	11	12	13	<p>Плотность=1,2 г/см<sup>3</sup>, УВ=45 сек, ПВ=15 спз, ДНС=40 ВПа, СНС=30,45 ВПа, Ф&lt;4, песок&lt;0,5 %, рН=8-9</p> <p>Плотность=1,18 г/см<sup>3</sup>, УВ=40 сек, ПВ=20 спз, ДНС=35 ВПа, СНС=8/5 ВПа, Ф=10, песок&lt;2 %, рН=8-9</p> <p>Плотность=1,07 г/см<sup>3</sup>, УВ=40 сек, ПВ=10 спз, ДНС=20 ВПа, СНС=8/5 ВПа, Ф=10, песок&lt;2 %, рН=8-9</p> <p>1. Подъем инструмента производить после промывки скважины в течение не менее двух циклов с постоянным давлением, и запись в журнал объема доливового раствора.</p> <p>2. Скорость СПO варьировать до 0,5-0,7 м/с, за 100 м отбой до продувочного горизонта до 0,4 м/с.</p> <p>3. Не допускать нахождения бурового инструмента без движения в открытом стволе более 5 минут</p> <p>4. При длительных вынужденных простоях: ремонт оборудования и прочее/при нахождении бурового инструмента в открытом стволе, поднять буровый инструмент в шахту обсадной колонны, повернуть обратный клапан, устье заварить электросваркой. Инструмент оставить на талк.</p> <p>5. При проведении коротких работ шланговую скважину производить при глубине до 1500м. – через 18 часов, до 2500м. – через 24 часа, свыше 2500м. – через 36 часов. На забое произвести промывку не менее двух циклов циркуляции.</p> <p>6. Межколонное пространство опрессовать незамерзающей жидкостью φ=32х245-5 МПа, φ=24х178-5,0МПа.</p> <p>7. Проверку ПВО производить буровицирку – каждую смену, мастеру – ежедневно. Давление всех болтов в соединении производить 1 раз в декаду.</p>	
1000	Верхнеюрмлонская	26,3	1	Осыпи и обвалы, поглощение, прихваты, закупоривание, кавернообразование	Положение бурового раствора, кавернообразование			Глубина ТЗ-ГВУ	Weatherford Frontline	8	8	60	70		Параметры промывочной жидкости
900	Олегинская	22,2		Положение бурового раствора, кавернообразование											
800	Чарская	13,6													
700															
600	Ичерская	12		Кавернообразование, прихваты, газонефтеводопроявление, поглощение											
500	Метевская	11,4													
400	Бордонская	10													
300															
200	Учаловская	7		Осыпи и обвалы, поглощение											
100															
1000	Нижнеюрмлонская	26,1		Положение, прихваты,											
1300	Эльзинская	30,2													
1400	Ненцинская	31													
1500	Враганская	32,2		Кавернообразование, осыпи обвалы, поглощение											
1600															
1700	Вернебулдинская	32,4													
1800	Нижнебулдинская														
1800	Враганская														
1800	Нижнебулдинская														
1900	Кудряковская	35													
1900	Усунская														
2000	Верхнебулдинская														
2000	Кудряковская														
2100	Адаев														

