

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 РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2670 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2670)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Трефилов Кирилл Вячеславович		11.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		11.06.2021

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трубченко Татьяна Григорьевна	к.э.н.		15.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Аверкиев Алексей Анатольевич	-		15.06.2021

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		18.06.2021

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  
 \_\_\_\_\_ 18.03.2021 Максимова Ю.А.  
 (Подпись)                      (Дата)                      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Трефилов Кирилл Вячеславович

Тема работы:

<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2670 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 76-62/с от 17.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазоконденсатном месторождении (Томской области).
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины;</b></li> <li>• <b>Обоснование конструкции скважины</b> (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины);</li> <li>• <b>Углубление скважины:</b> (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава</li> </ul>

	<p>буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Проектирование процессов заканчивания скважин</b> (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</li> <li>• <b>Выбор буровой установки</b></li> <li>• <b>Работа по восстановлению герметичности обсадных колонн и межколонного пространства</b></li> </ul>
<b>Перечень графического материала</b>	1. ГТН (геолого-технический наряд)

### Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Трубоченко Татьяна Григорьевна
Социальная ответственность	Ассистент, Аверкиев Алексей Анатольевич

### Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:

1. Горно-геологические условия бурения скважины

2. Технологическая часть проекта

3. Работа по восстановлению герметичности обсадных колонн и межколонного пространства

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.03.2021
--	------------

### Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		18.03.2021

### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Трефилов Кирилл Вячеславович		18.03.2021

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

Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:

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

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2021	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
30.04.2021	2. Технологическая часть проекта	50
14.05.2021	3. Работа по восстановлению герметичности обсадных колонн и межколонного пространства	10
21.05.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
28.05.2021	5. Социальная ответственность	15
03.06.2021	6. Предварительная защита	5

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		18.03.2021

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		18.03.2021

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Трефилов Кирилл Вячеславович

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/ бурение нефтяных и газовых скважин

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Примерный бюджет проекта 2,3 млн руб; В реализации проекта участвует одна буровая бригада из 15 человек: буровой мастер, бурильщик, помощник бурильщика, электромонтёр, слесарь, лаборант.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Начисление премии 30%; Районный коэффициент 50%; Дополнительная заработная плата 11%; Минимальный размер оплаты труда (на 01.01.2021) 12792 руб.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 %

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

1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	В данном разделе для каждого вида работ определяются необходимое количество времени.
2. Линейный календарный график работы бригады	В данном разделе определяется состав и количество человек в буровой бригаде, составляется график работы бригады.
3. Расчёт заработной платы	В данном разделе производится расчёт оплаты труда.
4. Корректировка сметной стоимости строительства скважины	В данном разделе рассчитывается сметная стоимость для бурения и крепления скважины, а также прочих дополнительных работ. Определяются сроки бурения и крепления скважины.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	18.03.2021
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	канд.экон.наук, доцент		18.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Трефилов Кирилл Вячеславович		18.03.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Трефилов Кирилл Вячеславович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/ бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

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

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: Разведочная вертикальная скважина глубиной 2670 метров на нефтяном месторождении. Область применения: Разведка и изучение месторождения. Рабочая зона: зона стола ротора, зона работы верхового, блок приготовление БР, блок очистки БР, насосный блок, блок ПВО.
--	--

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>	<p>ТК РФ Глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом»</p> <p>ТК РФ Глава 50 «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностях»</p> <p>ТК РФ Статья 301 «Режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом»</p> <p>ТК РФ Статья 96 «Работа в ночное время»</p> <p>ТК РФ Статья 109 «Специальные перерывы для обогрева и отдыха»</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны»</p> <p>СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение»</p> <p>ГОСТ ISO 9612-2016 «Измерения шума для оценки его воздействия на человека»</p>
--	--

	ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность» СП 60.13330.2016 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» ГОСТ 12.1.038-82 «Электробезопасность» ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое» ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы, и их классификация» ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	- отклонение показателей микроклимата; - превышение уровня шума; - повышенные уровни вибрации; - повышенная загазованность воздуха рабочей среды; - повреждения в результате контакта с живыми организмами (насекомые); - отсутствие или недостаток естественного света рабочей зоны; - повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду: -на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); -на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); -на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород).
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Часто встречающиеся ЧС, возникающих при строительстве скважин: - техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях); - природного характера (лесные пожары). Наиболее типичной ЧС возникающее при строительстве скважин - ГНВП.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	18.03.2021
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Аверкиев Алексей Анатольевич	-		18.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Трефилов Кирилл Вячеславович		18.03.2021



## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 103 страниц без учета приложений, 15 рисунков, 35 таблицы, 31 литературных источника, 10 приложений.

Данная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, скважина, нефть охрана окружающей среды, ресурсоэффективность.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2670 метров на нефтегазовом месторождении (Томская область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2670 м на месторождении Томской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины;
2. Спроектировать процессы углубления скважины;
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин;
4. Провести анализ работ по восстановлению герметичности обсадных колонн и межколонного пространства;
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины;
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «Бурсофтпроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

## Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

**ГТН** – геолого-технический наряд;

**СНС** – статическое напряжение сдвига;

**ДНС** – динамическое напряжение сдвига;

**СПО** – спуско-подъемные операции;

**КНБК** – компоновка низа бурильной колонны;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

**УБТ** – утяжеленная бурильная труба;

**ТБТ** – толстостенная бурильная труба;

**ЦКОД** – цементируемый клапан обратный дроссельный;

**ГНВП** – газонефтеводопроявление;

**ОЗЦ** – ожидание затвердевания цемента;

**ПЦН** – пробка цементирующая нижняя;

**СКЦ** – станция контроля цементирования;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**ПВО** – противовыбросовое оборудование;

**БУ** – буровая установка;

**ЦА** – цементируемый агрегат.

## Оглавление

Реферат .....	9
Определения, обозначения, сокращения .....	10
Оглавление .....	11
Введение.....	14
1 Горно-геологические условия бурения скважины .....	16
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины .....	16
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения.....	16
1.3 Зоны возможных осложнений .....	16
2 Технологическая часть проекта.....	18
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	18
2.2 Проектирование конструкции скважины .....	18
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	18
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	18
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	20
2.2.4 Выбор интервалов цементирования .....	21
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	21
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	21
2.3 Проектирование процессов углубления скважины .....	22
2.3.1 Выбор способа бурения.....	22
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	23
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото .....	24
2.3.4 Расчет частоты вращения долота .....	24
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	26
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	27
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны .....	28
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов .....	29
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	34
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна .....	37
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин .....	38

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность .....	38
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	42
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины .....	43
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины .....	45
2.5 Выбор буровой установки .....	48
3. Работа по восстановлению герметичности обсадных колонн и межколонного пространства .....	50
3.1 Работы с применением технических устройств .....	50
3.1.1 Установка пакерных компоновок .....	50
3.1.2 Технологии с применением металлического пластыря .....	53
3.1.3 Спуск и установка колонны «летучки» .....	56
3.2 Работы с применением тампонажных материалов .....	57
3.2.1 Тампонирующее под давлением через обсадную колонну .....	57
3.2.2 Тампонирующее под давлением через НКТ, установленные над зоной ввода тампонирующей смеси за колонну .....	58
3.2.3 Комбинированный способ тампонирующего под давлением .....	60
3.2.4 Тампонирующее под давлением с непрерывной прокачкой тампонирующей смеси по затрубному пространству .....	61
3.2.5 Тампонирующее под давлением прокачкой тампонирующей смеси по затрубному пространству с остановками .....	63
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	65
4.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин .....	65
4.2 Линейный календарный график работы бригады .....	74
4.3 Расчёт заработной платы и отчислений .....	75
4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины .....	84
4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины .....	84
4.4.2 Расчет технико-экономических показателей .....	85
4.5 Финансовые затраты на для реализации проекта .....	87
5 Социальная ответственность .....	91

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	91
5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства .....	91
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	92
5.2 Производственная безопасность.....	92
5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов.....	93
5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата.....	93
5.2.1.2 Превышение уровня шума .....	93
5.2.1.3 Повышенные уровни вибрации .....	94
5.2.1.4 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды .....	94
5.2.1.5 Повреждения в результате контакта с живыми организмами.....	94
5.2.1.6 Отсутствие или недостаток естественного света рабочей зоны .....	95
5.2.1.7 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека .....	95
5.2.2 Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов.....	95
5.3 Экологическая безопасность.....	96
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	98
Заключение .....	100
Список использованных источников .....	103
Приложение А .....	107
Приложение Б.....	111
Приложение В.....	112
Приложение Г .....	113
Приложение Д.....	114
Приложении Е .....	116
Приложение И .....	118
Приложение К.....	120
Приложение Л.....	129
Приложение М.....	130

## Введение

Строительству нефтяных и газовых скважин сопутствует множество проблем, которые влияют на рентабельность строительства и разработки месторождения в целом, а также получения достоверных геологических данных месторождения и сроков выполнения строительства.

Анализ геологических условий позволяет составить полную картину о месторождении. Разрез скважины преимущественно состоит из глин, алевролитов и песчаников. Продуктивные пласты расположены в сангопайской свите, которая образована переслаиванием песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глинами темно-серыми, местами битуминозными.

На протяжении всей скважины встречаются мягки, мягкие с поропластами средних и средние породы, сложенные из глин, песчаников, аргиллитов, алевролитов и известняков.

В верхнем интервале скважины присутствует высокий коэффициент кавернозности, данный коэффициент необходимо учитывать для эффективного цементирования во избежание межпластовых перетоков, но кроме этого в процессе бурения можно столкнуться с рядом проблем, а именно: интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины, поглощение бурового раствора, прихватоопасные зоны, нефтеводопроявления. Для избежания данных осложнений рекомендуется придерживаться проектных параметров, которые рассчитаны в данной работе.

В интервале продуктивных пластов аномально высоких пластовых давлений не наблюдается, максимальная температура на забое  $97,2^{\circ}\text{C}$ . Продуктивные пласты в интервале 2400-2650 метров представлен песчаниками, плотностью  $2100 \text{ кг/м}^3$ , проницаемостью 3,3 -9,4 м Дарси, пористостью 18-19%, глинистостью 10-11%. Свободный дебит составляет  $100-280 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Целью выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2670 метров на месторождении Томской области с учетом данных геологических условий.

В специальной части необходимо провести анализ работ по восстановлению герметичности обсадных колонн и межколонного пространства. Таким образом, ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

## **1 Горно-геологические условия бурения скважины**

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

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент каверзости пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, данные представлены в приложении А. Сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, представлены в таблице 1.

### **1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения**

Нефтегазоводоносность по разрезу скважины представлена 3 водоносными и 3 нефтеносным пластами. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2400-2650 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 100-280 м<sup>3</sup>/сут.

Характеристик нефтегазоводоносности по разрезу скважины представлена в таблице 2.

### **1.3 Зоны возможных осложнений**

Возможные осложнения по разрезу скважины: осыпи и обвалы стенок, нефтеводопроявления, прихватопасные зоны, поглощение бурового раствора, сужение ствола скважины.

Осложнения, являются типичными для данных горных пород. На борьбу с ними уходит достаточно большое количество времени, поэтому нужно соблюдать мероприятия по предупреждению осложнений и вовремя реагировать на изменение поведения скважины. Осложнения представлены в приложении Б.



Таблица 1 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент				Температура, °С
	от	до	пластового давления, МПа/100м	порового давления, МПа/100м	гидро-разрыва пород, МПа/100м	горного давления, МПа/100м	
Q-P <sub>3/2</sub>	0	690	1,00	1,00	2,00	2,20	24,84
P <sub>2/2</sub> -K <sub>2</sub>	690	1110	1,00	1,00	2,00	2,20	39,96
K <sub>2</sub> -K <sub>1</sub>	1110	2015	1,00	1,00	1,70	2,20	72,54
K <sub>1</sub>	2015	2400	1,00	1,00	1,70	2,20	86,40
K <sub>1</sub> (AC <sub>10</sub> )	2400	2450	0,99	0,99	1,60	2,30	88,20
K <sub>1</sub>	2450	2460	1,00	1,00	1,60	2,30	89,40
K <sub>1</sub> (AC <sub>11</sub> )	2460	2510	1,00	1,00	1,60	2,30	90,36
K <sub>1</sub>	2510	2515	1,00	1,00	1,60	2,30	92,60
K <sub>1</sub> (AC <sub>12</sub> )	2515	2650	1,00	1,00	1,60	2,30	97,20

Таблица 2 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т
от	до				
Водоносность					
0	50	поровый	1,0008	90	-
195	255	поровый	1,0003	0,07	-
1110	2015	поровый	1,01	2500 - 4000	-
Нефтеносность					
2400	2450	поровый	0,796	от 100 - до 280	59
2460	2510	поровый	0,775		64
2515	2650	поровый	0,788		66

## **2 Технологическая часть проекта**

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

В данной работе проектируется разведочная скважина, поэтому выбирается вертикальный профиль скважины.

### **2.2 Проектирование конструкции скважины**

Конструкция скважины – это совокупность числа колонн, глубин спуска колонн, интервалов цементирования, диаметров обсадных колонн, диаметров скважин под каждую колонну.

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

Выбирается закрытый тип забоя так как в скважине предусмотрены работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, а также такой тип забоя подойдёт для перевода разведочной скважины в эксплуатационную или нагнетательную.

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

На рисунке 1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины. На графике градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует, поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

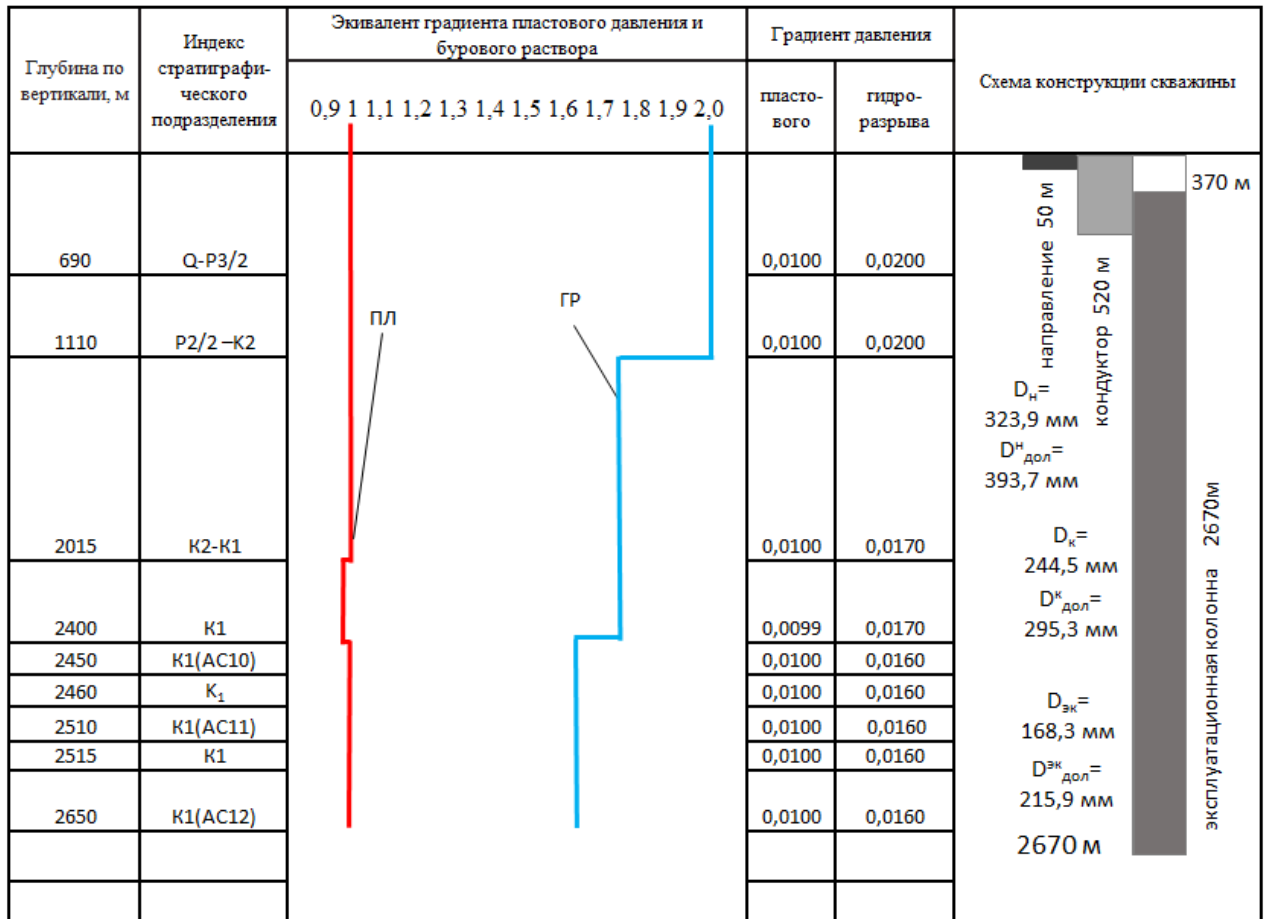


Рисунок 1 – График совмещенных давлений

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

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в скважине 40 м четвертичные отложения, выполним спуск обсадной колонны на глубину 50 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов, было принято решение спускать кондуктор на 520 м. Результаты расчёта глубины спуска кондуктора представлены в таблице 3.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 20 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2670 м.

Таблица 3. Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	K1(AC10)	K1(AC11)	K1(AC12)
Глубина кровли продуктивного пласта, м ( $L_{кр}$ )	2400	2460	2515
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см <sup>2</sup> /м ( $\Gamma_{пл}$ )	0,099	0,1	0,1
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см <sup>2</sup> /м ( $\Gamma_{грп}$ )	0,2	0,2	0,2
Плотность нефти, кг/см <sup>3</sup> ( $\rho_n$ )	796	775	788
Расчетные значения			
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ( $P_{пл}$ )	237,6	246	251,5
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ( $L_{конд\ min}$ )	450	520	505
Требуемый запас	1,09	1,09	1,09
Принимаемая глубина, м	520		

## **2.2.4 Выбор интервалов цементирования**

Направление и кондуктор цементируется на всю глубину спуска, то есть на 50 и 520 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. С учётом перекрытия башмака интервал цементирования составляет 2300 м.

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

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу-вверх, каждую колонну рассчитывают с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины.

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 168,3 мм. Диаметры обсадных колонн и долот, а также конструкция скважины, представлены в приложение В.

## **2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн**

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления, которым является давление опрессовки. Давление опрессовки должно превышать не менее, чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов. Расчеты проведены по методичке «Проектирование конструкций скважины» [1]. Результаты расчета представлены в приложении Г.

Исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления выбираем:

ОКК1-21-168×245 К1 ХЛ;

ОП5-230/80×35.

## 2.3 Проектирование процессов углубления скважины

Технико-экономическая эффективность проекта на строительство нефтяной скважины во многом зависит от обоснованности процесса углубления и промывки. Проектирование технологии этих процессов включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, гидравлической программы углубления, режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа.

Принятие проектных решений обуславливает выбор типа буровой установки, зависящей, помимо этого, от конструкции обсадных колонн и горно-геологических условий бурения.

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	50	Роторный
50	520	ВЗД
520	2670	ВЗД
2390	2660	Роторный (Отбор керна)

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 295,3 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 215,9 мм. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними породами в которых PDC долото обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку.

Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Типы долото по интервалам бурения

Интервал, м		0-50	50-520	520-2670
Шифр долота		393,7 GRD111	У5-295,3 ST- 6MC	У6-215.9 STD- 5C
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	MC	MC, C
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	7 5/8 Reg	-	-
Длина, м		0,4	0,34	0,29
Масса, кг		180	76	42
G, тс	рекомендуемая	7-24	5-10	4-8
	максимальная	24	10	8
n, об/мин	рекомендуемая	40-600	60-220	80-220
	максимальная	600	220	220

### 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

- статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях;
- расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Для каждого интервала были выбраны допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок. Результаты расчета осевой нагрузки на долото представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-50	50-520	520-2670
Исходные данные			
Порода	М	МС	МС, С
$D_d$ , см	39,37	29,53	21,59
$G_{пред}$ , тс	24	10	8
Результаты проектирования			
$G_{доп}$ , тс	19,2	8	6,4
$G_{проект}$ , тс	4	7	6

где  $D_d$  – диаметр долота;

$G_{пред}$  – предельная осевая нагрузка на долото;

$G_{доп}$  – дополнительная осевая нагрузка на долото;

$G_{проект}$  – проектируемая осевая нагрузка на долото.

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Данные расчётов представлены в таблице 7.



Таблица 7 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м		0-50	50-520	520-2670
Исходные данные				
V <sub>л</sub> , м/с		3,4	2	2
Порода		М	МС	МС, С
D <sub>д</sub>	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
n <sub>1</sub> , об/мин		165	129	177
n <sub>стат</sub> , об/мин		40-60	100-180	140-200
n <sub>проект</sub> , об/мин		60	140	180

где V<sub>л</sub> – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота;

D<sub>д</sub> – диаметр долота;

n<sub>1</sub> – оптимальная линейная скорость на периферии долота;

n<sub>проект</sub> – проектная линейная скорость на периферии долота;

n<sub>стат</sub> – статистические значения частоты вращения в зависимости от типоразмера долот.

В интервале бурения под направление запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны средние статистические значения оборотов.

### 2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

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

По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал, м	0-50	50-520	520-2670
Исходные данные			
Диаметр долота, м ( $D_d$ )	0,3937	0,2953	0,2159
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м <sup>2</sup> забоя (K)	0,65	0,65	0,3
Коэффициент каверзости ( $K_k$ )	1,3	1,25	1,25
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ( $V_{кр}$ )	0,15	0,12	0,1
Механическая скорость бурения, м/ч ( $V_m$ )	40	30	25
Диаметр бурильных труб, м ( $d_{бт}$ )	0,127	0,127	0,127
Максимальный диаметр, м ( $d_{max}$ )	0,0175	0,0175	0,0127
Число насадок (n)	3	5	8
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ( $V_{кмин}$ )	0,5	0,5	1
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_{см} - \rho_p$ )	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_p$ )	1,12	1,12	1,07
Плотность разбуриваемой породы, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_n$ )	1,6	1,9	2,1
Максимальная площадь кольцевого пространства, м <sup>2</sup> ( $S_{max}$ )	0,11	0,06	0,02
Результаты проектирования			
$Q_1$ , л/с	79	44	11
$Q_2$ , л/с	49	29	15
$Q_3$ , л/с	55	28	24
$Q_4$ , л/с	31	52	60
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с ( $\Delta Q$ )	31-79	28-52	11-60
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с ( $Q_{проект}$ )	70	50	40

где  $Q_1$  – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины;  $Q_2$  – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность;  $Q_3$  – минимальный расход бурового раствора, исходя из условия предотвращения прихвата;  $Q_4$  – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 70 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки. Для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама, производится промывка на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор и эксплуатационную колонну принимается 50 и 40 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД, очистку ствола скважины и предотвращение прихватов.

Данные значения близки к расчётным данным и попадают в область допустимого расхода.

### **2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя**

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости, удельного момента, обеспечивающего вращение долота и расхода бурового раствора.

Для интервала бурения 50-520 м под кондуктор выбирается винтовой забойный двигатель Д-240М.7/8.55, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала 520-2670 м под эксплуатационную колонну выбирается винтовой забойный двигатель ДГРЗ-172.6/7.52, который позволяет бурить прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240М.7 /8.55	50-520	240	9,975	2432	30-75	62-155	26-39	114-430
ДГРЗ-172.6/7 .52	520-2670	172	9,292	1328	19-45	75-180	9-14,2	46-182

### 2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ. Для бурения секции под кондуктор, и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки. Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Д. Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в приложении Е.

### 2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

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

Обоснование плотности бурового раствора производится с учетом возможных осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов. Расчёт производится по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{k \times P_{пл}}{g \times L}, \text{ кг/м}^3, \quad (1)$$

где  $\rho_{бр}$  – плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;

L – глубина скважины по стволу, м;

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

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым;

P<sub>пл</sub> – пластовое давление на забое обсадной колонны, Па.

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов:

- направление  $\rho_{бр} = 1121,9 \text{ кг/м}^3$  ;
- кондуктор  $\rho_{бр} = 1121,9 \text{ кг/м}^3$  ;
- эксплуатационная колонна  $\rho_{бр} = 1070,9 \text{ кг/м}^3$ .

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2].

Таблица 10 – Величина репрессии для интервалов

Показатель	Интервал бурения				
	под направление	под кондуктор	под техническую колонну	под эксплуатационную колонну	под хвостовик
Минимальная репрессия, %	10	10	5-10	5	5
Принимаемая репрессия, %	17-20	13-16	9-12	5,5-8	5,5-7

При бурении интервала под направление (0 - 50 м) в четвертичных отложениях возможны осыпи и обвалы горных пород, активное поступление выбуренной породы в буровой раствор, размыв устья скважины, поглощение, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. Учитывая все вышеперечисленное, целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа – бентонитовый раствор. Такой раствор в неустойчивых отложениях формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 11

Таблица 11 – Компонентный состав бентонитового раствора

Наименование	Класс	Назначение	Масса, кг
Каустическая сода	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	125,39

Бурение глин в интервале под кондуктор (50 - 520 м) сопряжено с большими трудностями, так как глины могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола, а также в данном интервале возможно поглощение бурового раствора. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала следует применить полимер-глинистый буровой раствор. Полимер-глинистые буровые растворы характеризуются высокой гидрофильностью и псевдопластичностью – способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига. Такой раствор в неустойчивых отложениях сформирует стабилизирующую фильтрационную корку, а для предупреждения возможных поглощений и сальникообразований используется ПАЦ НВ и ПАВ. Компонентный состав полимер-глинистого раствора представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Компонентный полимер-глинистого раствора

Наименование	Класс	Назначение	Масса, кг
Каустическая сода	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	7-15
PAC NV	Высоковязкий понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3-0,5
drilling detergent	ПАВ	Противосальниковая добавка	1
Pac LV	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор, фильтрации, инкапсулятор	0,1-0,15
Лубрекс	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	125,39

При бурении в интервале под эксплуатационную колонну (0 - 2670 м) и интервале продуктивного пласта следует применить биополимерный буровой раствор, так как 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. Биополимерный раствор предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимый карбонат кальция. Компонентный состав биополимерного раствора представлен в таблице 13.

Потребное количество химических реагентов и потребное количество бурового раствора представлено в приложении И.



Таблица 13 – Компонентный состав биополимерного раствора

Наименование	Класс	Назначение	Масса, кг
Каустическая сода	Регулятор рН	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,4-0,5
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Ксантановая смола Xantan Gum	Структурообразователь	Структурообразователь для безглинистой системы	3,4-3,6
Крахмал модифицированный КМ 7	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16-18
EfSil	Ингибитор (соль)	Подавление процессов гидратации и набухание глинистых пород	60-100
Лубрекс	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	18-22
APR	Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности, кольматация каналов	50-100

Таблица 14 – Технологические показатели растворов

Регламентируемые свойства	Значение
1	2
Бентонитовый раствор под направление	
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,121
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2
Полимерглинистый раствор под кондуктор	
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,121
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35

Продолжение таблицы 14

1	2
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5
Биополимерный раствор под эксплуатационную колонну	
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,07
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

### 2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для всех интервалов бурения. Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «Бурсофтпроект». Результаты расчета представлены в таблицах 15, 16, 17.

Таблица 15 – Гидравлические показатели промывки

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от	до					количество	диаметр		
Под направление									
0	50	Бурение	0,479	0,057	Периферийная	3	17,5	96,6	431,3
Под кондуктор									
50	520	Бурение	0,689	0,073	Периферийная	5	12	89	263,4
Под эксплуатационную колонну									
520	2670	Бурение	1,199	0,108	Периферийная	8	9,5	70	122,9
Отбор керна									
2390	2660	Отбор керна	0,939	0,071	Периферийная	8	9,5	45,3	120,4

Таблица 16 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от	до	насадках долота	забойном двигателе					
0	50	Бурение	76,5	61,8	0	4,6	0,1	10
50	520	Бурение	141,2	52,4	56,5	20,9	1,4	10
520	2670	Бурение	158,7	31	37,9	66,1	13,7	10
2390	2660	Отбор керна	99,9	18,6	0	45,4	12,1	8,2

Таблица 17 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от	до				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	50	Бурение	УНБТ-950	2	0,95	180	118,7	1	54	34,89	69,78
50	520	Бурение	УНБТ-950	2	0,95	180	164,3	1	38	25,14	50,28
520	2670	Бурение	УНБТ-950	1	0,95	180	164,3	1	60	39,69	39,69
2390	2660	Отбор керна	УНБТ-950	1	0,95	180	164,3	1	46	29,8	29,8

### 2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервалах: 2400 - 2650 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше или ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемый интервал отбора керна 2390 - 2660 м. Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением У8-215,9/100 SCD-4С для получения более качественного отобранного материала. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен тем что интервал сложен горными породами средней твердости. В таблице 18 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 18 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		осевая нагрузка, т	частота вращения инструмента, об/мин	расход бурового раствора, л/сек
2390-2660	Снаряд УКР 172/100	5	40	20

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные для расчёта обсадных колонн на прочность представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Исходные данные

Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости	$\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/м}^3$
Плотность нефти	$\rho_{\text{н}} = 775 \text{ кг/м}^3$
Плотность буферной жидкости	$\rho_{\text{буф}} = 1010 \text{ кг/м}^3$
Плотность тампонажного раствора нормальной плотности	$\rho_{\text{тр н}} = 1820 \text{ кг/м}^3$
Плотность облегченного тампонажного раствора	$\rho_{\text{тр обл}} = 1400 \text{ кг/м}^3$
Глубина спуска	$H = 2670 \text{ м}$ - эксплуатационной колонны
	$H = 520 \text{ м}$ - кондуктора
Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора	$h_1 = 370 \text{ м}$
Высота тампонажного раствора нормальной плотности	$h_2 = 345 \text{ м}$ - для эксплуатационной колонны
	$h_2 = 100 \text{ м}$ - для кондуктора
Высота цементного стакана	$h_{\text{ст}} = 10 \text{ м}$

### Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны. В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

- при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
- в конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунке 2 и 3 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке.

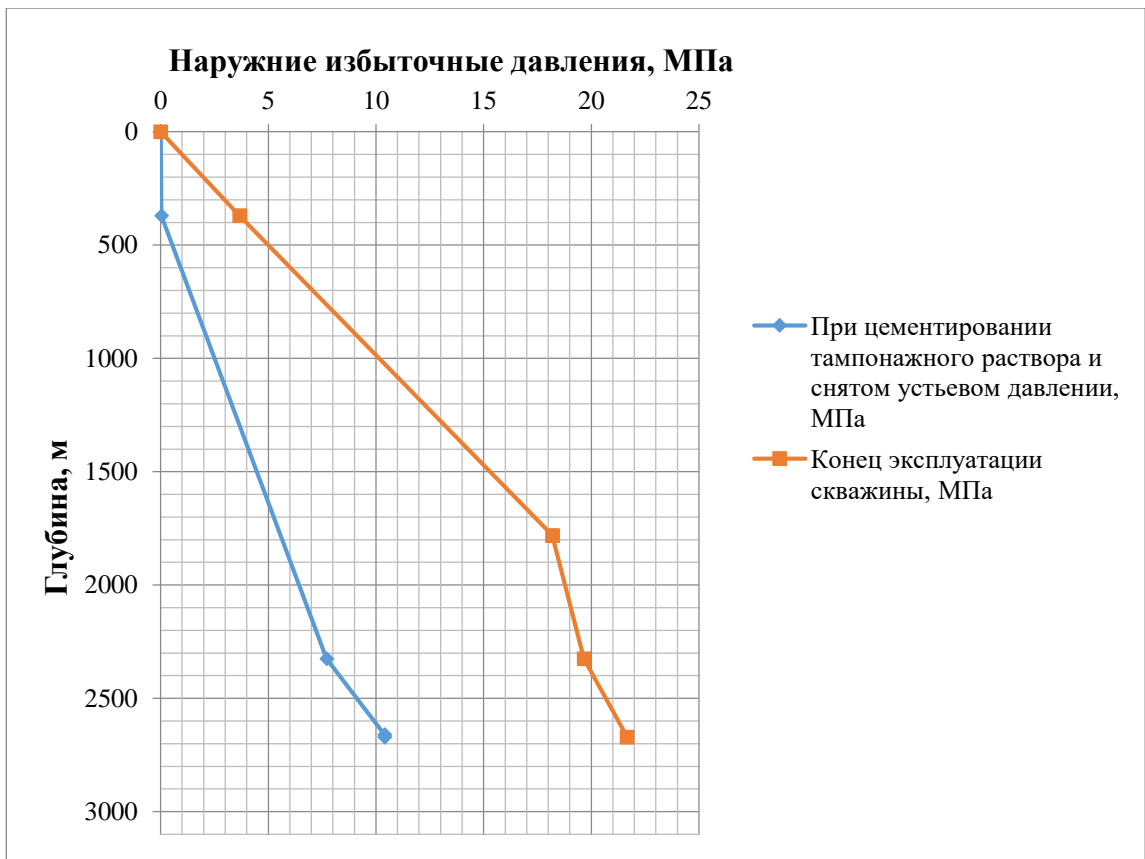


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

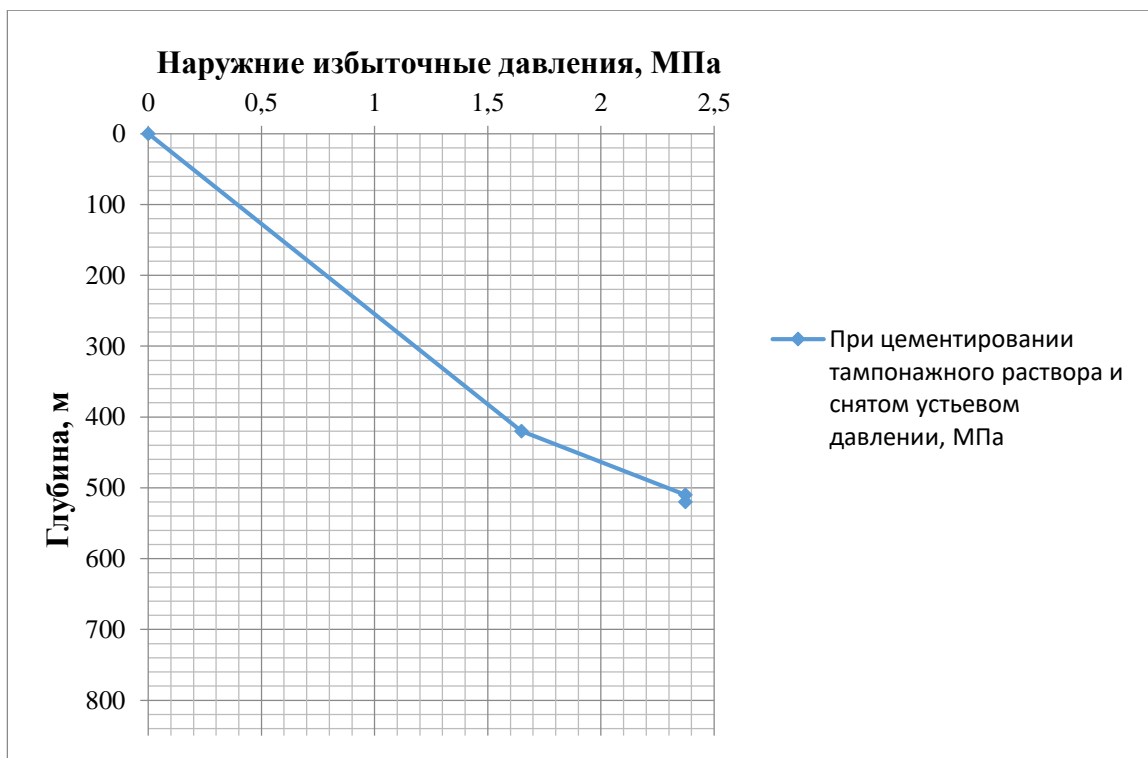


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

## Расчет внутренних избыточных давлений

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

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая:

- при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения;
- при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

На рисунках 4 и 5 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке.

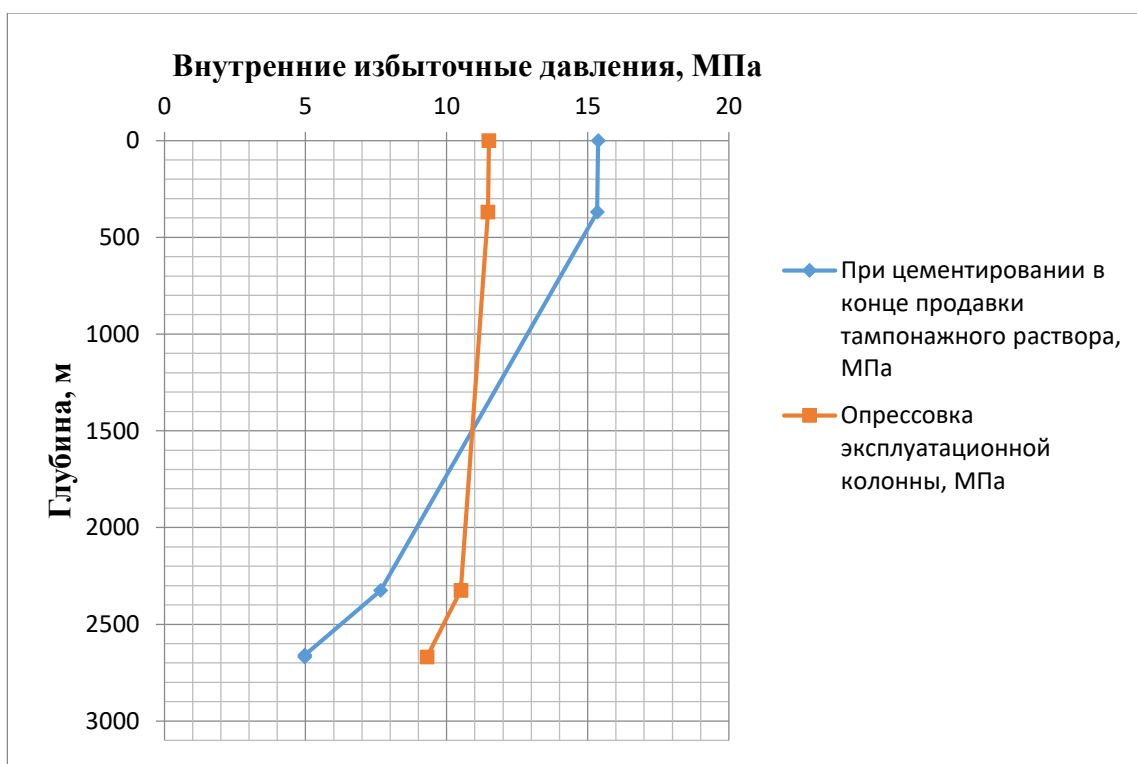


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ



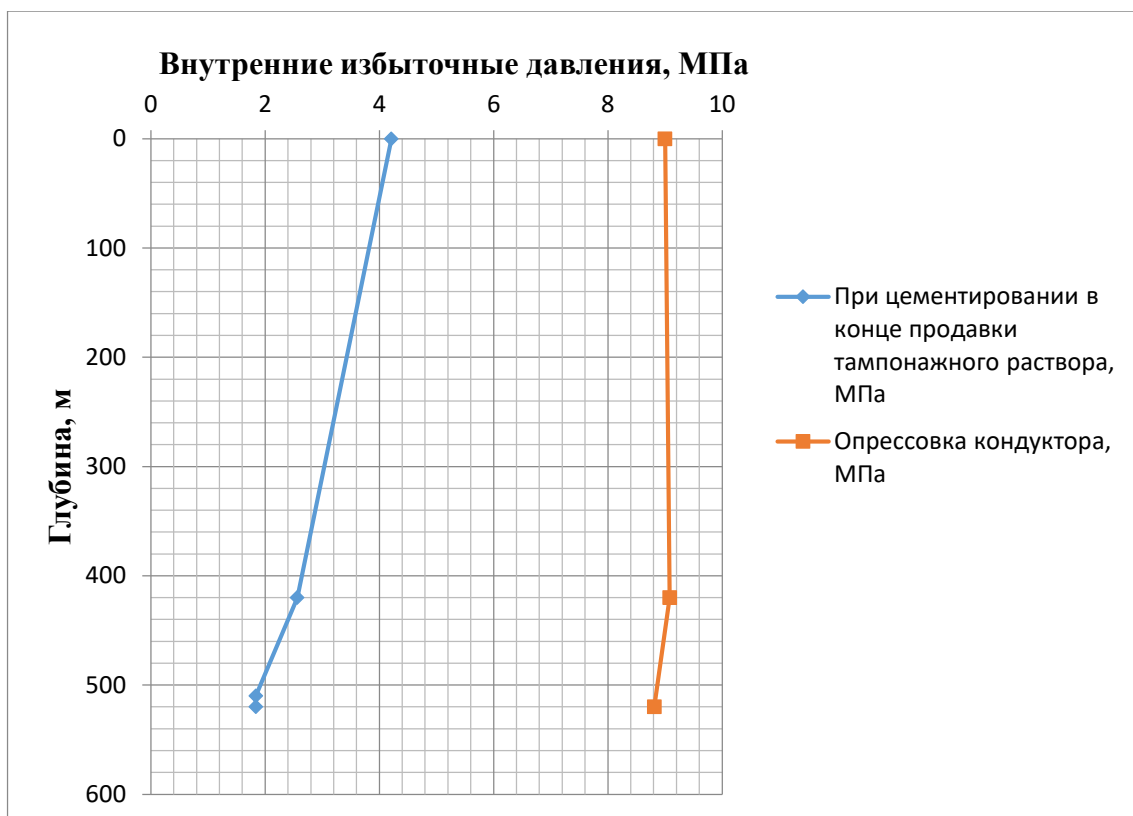


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Произведя расчеты по методике, приведенной в методичке «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений» [3], были запроектированы секции, характеристики которых представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Характеристика обсадных колонн

№	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секции	суммарный	
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	50	68,52	3426	3426	0-50
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	520	48,13	25027,6	25027,6	0-520
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,9	320	36,09	11548,8	85738,3	2350-2670
2	ОТТМ	Д	8	2350	31,57	74189,5		0-2350

## 2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 21.

Таблица 21 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, условный диаметр колонны, мм	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество	
		от	до	элементов на интервале, шт	суммарное, шт
Направление, 324	БКП-324 «Удол»	50	50	1	1
	ЦКОД-324 «Удол»	40	40	1	1
	ЦЦ2-324/394 «Удол»	0	50	3	3
	ПРП-Ц-В 324 «Нефтемаш»	40	40	1	1
Кондуктор, 245	БКП-245 «Удол»	520	520	1	1
	ЦКОД-245 «Удол»	510	510	1	1
	ЦПН 245/295 «Удол»	0	50	3	18
		50	520	15	
ПРП-Ц-В 245 «Нефтемаш»	510	510	1	1	
Эксплуатационная, 168	БКП-168 «Удол»	2670	2670	1	1
	ЦКОДУ-168 «Удол»	2660	2660	1	1
	ЦПЦ 168/216 «Удол»	0	520	10	81
		520	2670	71	
	ЦТСЖ 169/206-210 «Удол»	520	2670	107	107
	ПВЦ 168 «Удол»	2660	2660	1	1
ПВЦ 168 «Удол»	2670	2670	1	1	

### 2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

При определении параметров цементирования проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \times P_{гр} \quad (2)$$

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

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

$P_{гр}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва.

Подставляя значения в формулу производим сравнения давлений:

$$36,7 + 3,47 \leq 0,95 \times 0,0159 \times 2670$$

$$40,17 \leq 40,33$$

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

По результатам расчета проектируем объемы тампонажной смеси и технологических жидкостей, которые представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>		Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	7,9	1,9	1010	1,8	МБП-СМ	133
		5,9	1010	5,8	МБП-МВ	88,5
Продавочная жидкость	49,74		1000	49,74	-	-
Облегченный тампонажный раствор	57,19		1400	48,58	ПЦТ-3-(4-6)-100	37491
					НТФ	23,44
Нормальной плотности тампонажный раствор	8,28		1820	5,53	ПЦТ-3-(4-6)-100	6828
					НТФ	3,39

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

$$m = G_{\text{сух}}/G_{\text{б}} \quad (3)$$

где  $G_{\text{сух}}$  – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т;  
 $G_{\text{б}}$  – вместимость бункера смесителя, т.

Для цемента нормальной плотности:  $m = 6,8/13 = 0,52$

Для облегченного цемента:  $m = 37,49/10 = 3,7$

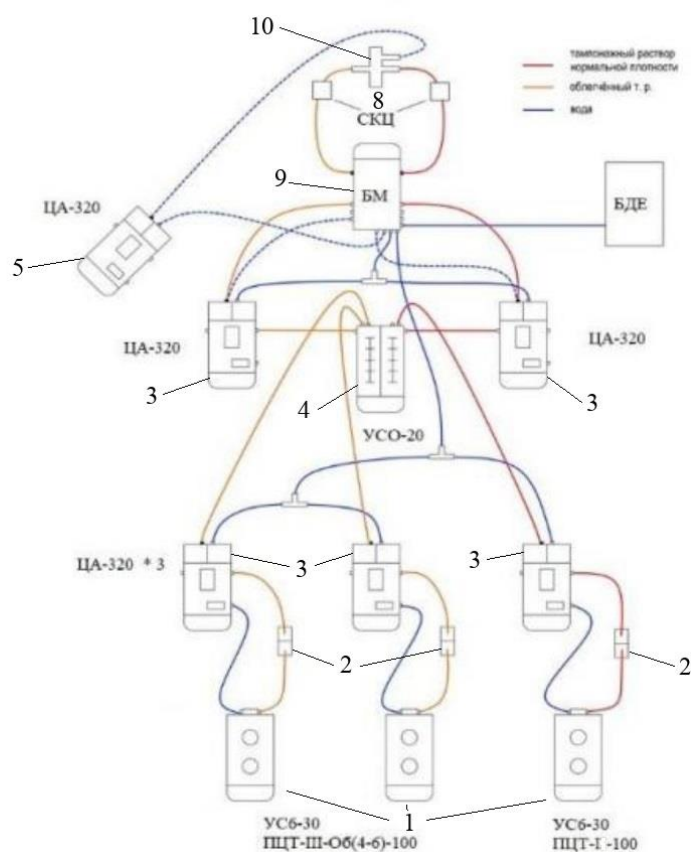


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
- 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УСО-20;
- 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный);
- 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна;
- 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины.

#### 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

- оценка продуктивности пласта;
- отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования;
- оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП);
- оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

#### Выбор жидкости глушения

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

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

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \times P_{пл}}{g \times h} = \frac{(1+0,05) \times 25150000}{9,8 \times 2582,5} = 1043,42 \text{ кг/м}^3 \quad (4)$$

где  $P_{пл}$  – Пластовое давление испытываемого пласта, Па, (25,15Мпа);

$h$  – глубина испытываемого пласта, м. (2515-2650 м);

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

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2] 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, умноженный на 2 по формуле:

$$V_{ж.г.} = 2 \times (V_{внЭК1} + V_{внЭК2}) = 2 \times (5,69 + 42,81) = 97 \text{ м}^3 \quad (5)$$

где  $V_{внЭК1}$  – внутренний объем 1 секции ЭК,  $\text{м}^3$ ;

$V_{внЭК2}$  – внутренний объем 2 секции ЭК,  $\text{м}^3$ .

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

Выбор перфорационной системы производится в зависимости от типоразмера обсадных труб, типа и числа одновременно спускаемых зарядов. Для протяженности интервала перфорации 135 м используем перфорационные системы, спускаемые на НКТ. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта. В таблице 23 представлены технические характеристики перфорационной системы.

Таблица 23 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв/1 м	Количество спусков перфоратора
135	НКТ	Кумулятивная	ПКТ114 Длина: 150 м Заряд: ЗПКТ105Н – ТВ - СП1 Фазировка: 60 град	20	1

### Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов делятся на:

- пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ);
- аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле.

В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле.

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

Выбирается комплекс испытательного оборудования на трубах КИИ 3-95 для закрытого ствола.

## **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. Фонтанной арматуры с подвешиванием скважинного трубопровода в трубной головке, с фонтанной елкой по типовой схеме 1, с условным проходом ствола 80 мм и боковых отводов 65 мм, на рабочее давление 35 Мпа.

## **2.5 Выбор буровой установки**

Буровая установка выбирается, прежде всего по условной глубине бурения, а затем, согласно «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2], по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спускоподъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами. Также необходимо руководствоваться геологическими, климатическими, энергетическими, условиями.

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 24.



Таблица 24 – Буровая установка

МБУ 3200/200 ДЭР			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	89,06	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 89,06$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	85,73	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	$180 > 85,73$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	115,8	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	$200 / 115,8 = 1,73 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	200		

### **3. Работа по восстановлению герметичности обсадных колонн и межколонного пространства**

Для эффективного устранения нарушения герметичности обсадной колонны или межколонного пространства нужно грамотно подобрать метод, с помощью которого будут производиться ремонтные работы. На сегодняшний день есть ряд технологических работ для устранения негерметичности, которые можно разделить на технологии с применением технических устройств и технологии с применением тампонажных материалов.

#### **3.1 Работы с применением технических устройств**

##### **3.1.1 Установка пакерных компоновок**

Одним из методов для устранения негерметичности является установка однопакерной или двухпакерной компоновки. Данные компоновки позволяют разобщить повреждённый интервал от всей колонны в целом.

Пакеры можно разделить на две категории, а именно на механические и гидравлические. Выбор определённого типа пакера зависит от условий, в которых он будет применяться. Механические пакеры чаще всего применяются в вертикальных интервалах скважины, так как посадка данного пакера происходит за счёт осевых нагрузок, которые образуют весом лифтовых труб. Механический пакер имеет недостаток, а именно, ограничение по минимальной глубине спуска, так как для полного раскрытия уплотнителя может не хватить веса труб. Гидравлический пакер широко применяется в горизонтальных и наклонных участках ствола скважины. У данного пакера нет ограничения по глубине, так как посадка происходит нагнетанием давления в колонну лифтовых труб.

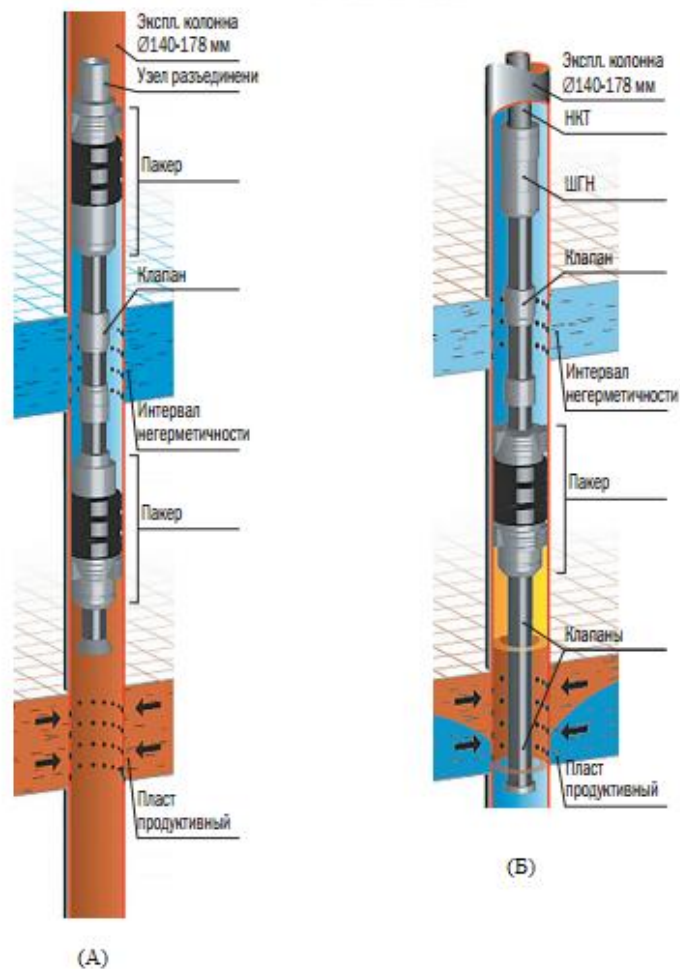


Рисунок 7 – Пакерные компоновки:

а) двухпакерная компоновка; б) однопакерная компоновка.

Кроме пакерных компоновок есть так называемые мостовые пробки или пакер-пробки. Данные пробки являются разбуриваемым инструментом и применяются как для временного, так и для постоянного перекрытия интервалов или закачивания тампонажного раствора под пакер. Компоновка данного оборудования состоит из гидравлической установочной компоновки (ГУК) и самой пробки которую можно разделить на ПМ и ПМЗ. Серия ПМ предназначена для перекрытия интервала колонны, ПМЗ для проведения закачивания тампонажного раствора под пакер.

Установка мостовой пробки происходит в следующей последовательности: 1) спуск компоновки в заданный интервал; 2) создание давления в НКТ; 3) закачивание тампонажного материала (если применяется ПМЗ); 4) разъединение ГУК от пробки; 5) подъём ГУК из скважины.

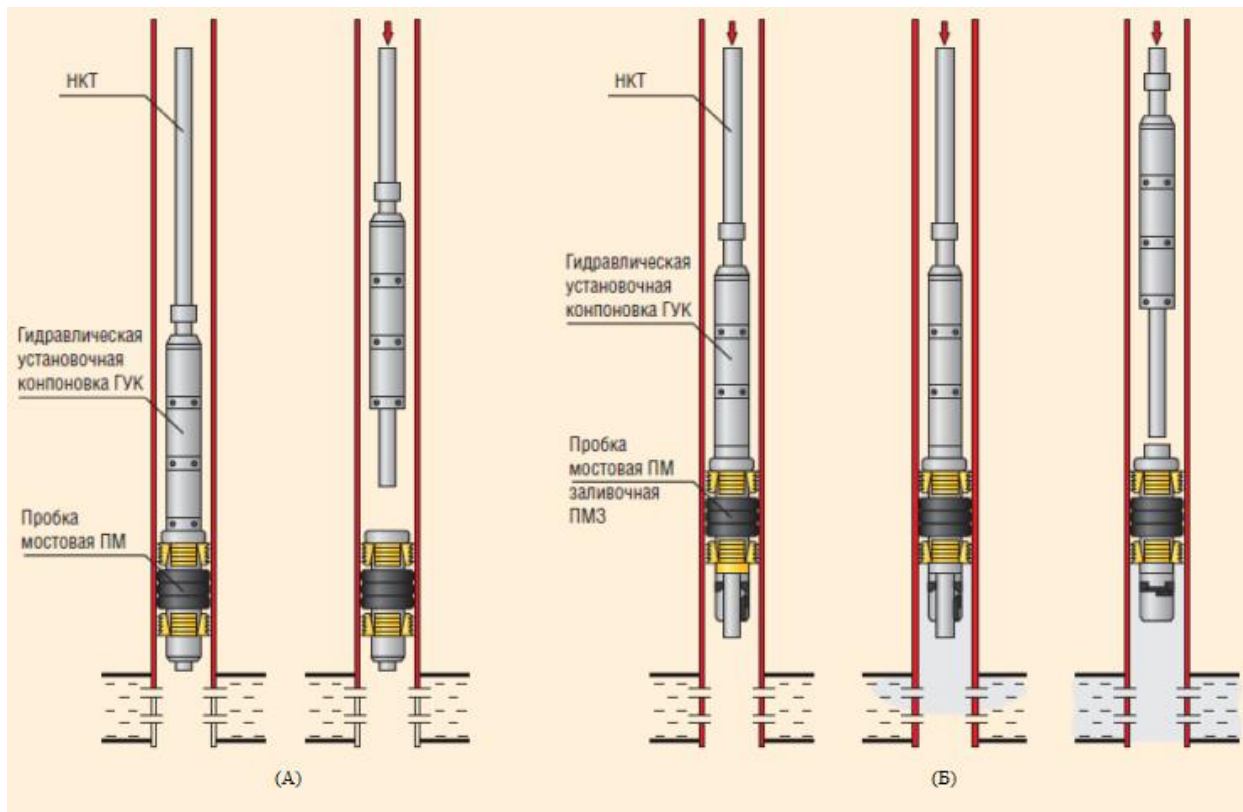


Рисунок 8 – Мостовые пробки:

- а) компоновка с применением пробки ПМ;
- б) компоновка с применением пробки ПМЗ.

Работы по установке пакерных компоновок происходят за одну СПО, кроме этого большое значение имеет возможность извлечения пакера из скважины или его разрушение. Из недостатков данного метода можно выделить отсутствие возможности проведения промывки скважины и значительное сужение проходного сечения обсадной колонны.

### 3.1.2 Технологии с применением металлического пластыря

Особенность данного метода заключается в том, что сам пластырь покрыт герметизирующим материалом и изготовлен из тонкостенной трубы цилиндрической формы. Сам пластырь спускают в заранее подготовленный участок где его необходимо установить, и с помощью специального оборудования начинают его раскатывать до контакта пластыря с обсадной колонной в месте негерметичности или нарушения её целостности. Для эффективного выполнения ремонтных работ данным методом необходимо качественно определить место негерметичности, размер, форму и местонахождение дефекта.

Для установки пластыря необходимо очистить внутреннюю поверхность колонны от, продуктов коррозии и других загрязнений, так как это сильно влияет на процесс восстановления герметичности. Для этих целей используют скребки. Затем с помощью измерительного устройства вычисляют периметр внутренней поверхности колонны на дефектном участке, чтобы подобрать размер пластыря.

Пластырь в сборке со специальным устройством Дорн спускают в интервал нарушения. Жидкостью создают давление в Дорне, а Дорн двигаясь вверх расширяет и разглаживает пластырь. Данную операцию проводят не менее трех раз до полного выпрямления и прилегания металлического пластыря к стенкам колонны. Для проверки успешности выполненных работ проводят опрессовку избыточным давлением. Процесс установки металлического пластыря представлен на рисунке 9.

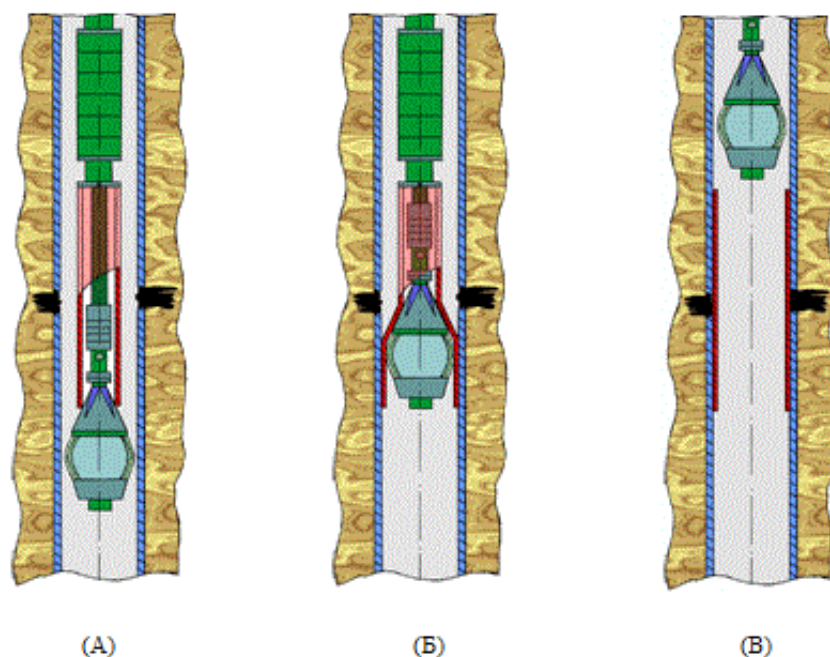


Рисунок 9 – Установка металлического пластыря:

- а) спуск оборудования для установки пластыря; б) раскатка пластыря;  
в) подъём оборудования.

Кроме обычных металлических пластырей существуют так называемые извлекаемые металлические пластыри. Их компоновка имеет небольшое отличие, а технология спуска и установки очень похожа на установку обычного пластыря.

Конструктивные особенности данного пластыря заключаются в том, что к металлическому патрубку сверху и снизу приварены суженные наконечники, на которых установлены уплотнители, изготовленные из резины.

Перед установкой пластыря его необходимо спустить в нужный интервал. Спуск производится на трубах НКТ или БТ. После спуска в колонну лифтовых труб нагнетают жидкость, за счёт чего происходит работа гидравлического привода. Гидравлический привод тянет шток, движение штока перемещает конусы, которые разглаживают и плотно прижимают нижний и верхний наконечник к обсадной трубе.

После установки пластыря инструмент, на котором выполнялся спуск освобождается и его извлекают из скважины.

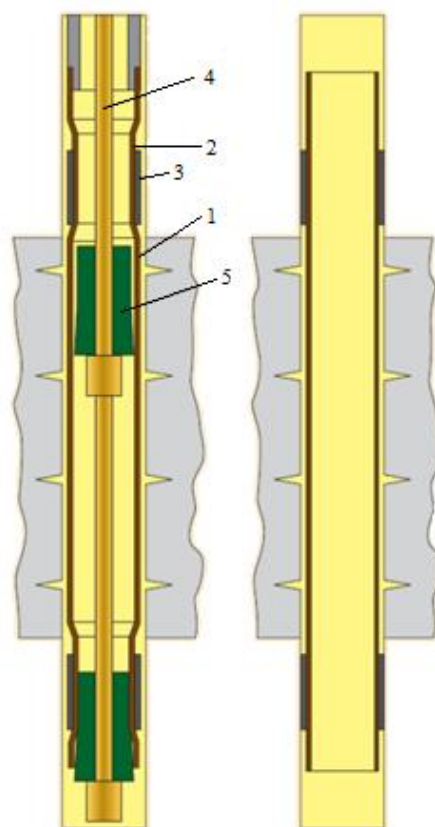


Рисунок 10 – Извлекаемый металлический пластырь:

- 1) стальной патрубок; 2) наконечники; 3) резиновое уплотнение;
- 4) шток; 5) конус.

Метод восстановления герметичности установкой пластыря широко используется для устранения таких дефектов, как трещины, коррозионный и механический износ, негерметичность резьбовых соединений соединений.

Преимуществом данной технологии является то, что герметизировать можно участки протяженностью от одного до нескольких сотен метров. Основным недостатком считается сужение проходного сечения обсадной колонны.

### 3.1.3 Спуск и установка колонны «летучки»

За счёт спуска дополнительной колонны меньшего диаметра можно восстановить герметичность. Спуск производится до забоя, интервала перфорации, или ниже дефекта колонны. Для экономии средств лучше выполнить спуск колонны «летучки» на интервал дефекта.

Колонна «летучка» представляет из себя колонну из стальных или дюралюминиевых труб необходимой длины, которые установили в нужном интервале.

Работы по установке «летучки» производятся в следующей последовательности. В начале необходимо установить пробку на 15-20 м ниже интервала дефекта и выполнить шаблонирование для проверки проходимости оборудования. После шаблонировки и установки пробки выполняется спуск дополнительной колонны на трубах НКТ или БТ с последующем цементированием. После ОЗЦ выполняется отворот лифтовых труб с извлечением их из скважины, определяется высота цементного кольца за дополнительной колонной, а также производится проверка на герметичность. После этого разбуривают установленную пробку и выполняют промывку скважины. Данный способ имеет высокую герметичность, но при этом происходит сужение проходного сечения.

В том случае если интервал негерметичности имеет небольшую протяженность, можно спустить «летучку», у которого верхняя и нижняя часть герметизируется пакерами. Установка такой компоновки происходит нагнетанием давления в колонну лифтовых труб за счёт которого срабатывают пакеры. Данная компоновка является извлекаемым оборудованием, но в отличии от зацементированной «летучки» данный способ менее герметичен.



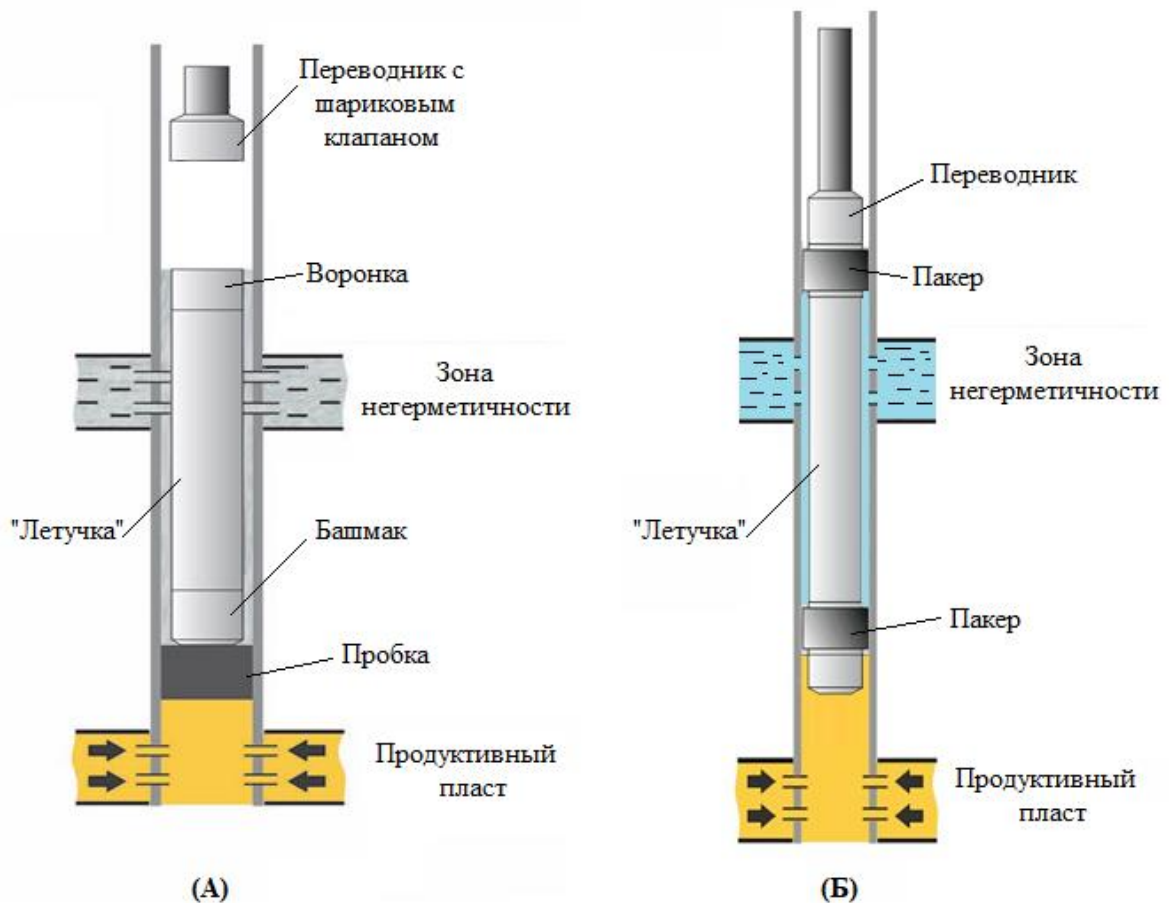


Рисунок 11 – Колонна «летучка»:

а) зацементированная «летучка»;

б) «летучка» с пакерами.

### 3.2 Работы с применением тампонажных материалов

#### 3.2.1 Тампонирование под давлением через обсадную колонну

Данные работы можно провести в случае необходимости наращивания цементного кольца за обсадной колонной и перекрытия зон имеющие сквозные дефекты, а также для устранения каналов по которым происходят межпластовые перетоки.

Работы по тампонированию выполняются в следующей последовательности:

1. приготовленную тампонирующую смесь закачивают в обсадную колонну;
2. производят закачку необходимого объёма продавочной жидкости;
3. задавливают тампонирующую смесь в изолируемую зону, но давление не должно превышать давление опрессовки колонны;
4. скважину оставляют на ОЗЦ под давлением, образованным в процессе продавки или плавно сниженном давлении до планируемой величины.

### **3.2.2 Тампонирование под давлением через НКТ, установленные над зоной ввода тампонирующей смеси за колонну**

Данные работы могут быть выполнены для перекрытия зон имеющие сквозные дефекты, для устранения негерметичных соединительных узлов, а также для изоляции пластовых флюидов и подошвенных вод.

Выполнение данных работ производят в следующей последовательности:

1. спуск колонны НКТ так чтобы нижний конец находился над зоной ввода на 10-15 м;
2. восстановление циркуляции;
3. при открытом выкиде затрубного пространства закачивают и продавливают смесь;
4. как только тампонажная смесь достигнет нижнего конца НКТ, закрывается выкид затрубного пространства и продолжается продавливание до полного выхода смеси из НКТ с продавливанием её в зону дефекта;
5. обратной промывкой производится «срезка» для устранения излишек тампонажной смеси из затрубного пространства;
6. нижний конец НКТ приподнимают на 100 - 150 м для исключения возможности прихвата труб;

7. скважину оставляют на ОЗЦ под давлением, образованным в процессе продавки или плавно сниженным давлением до планируемой величины.

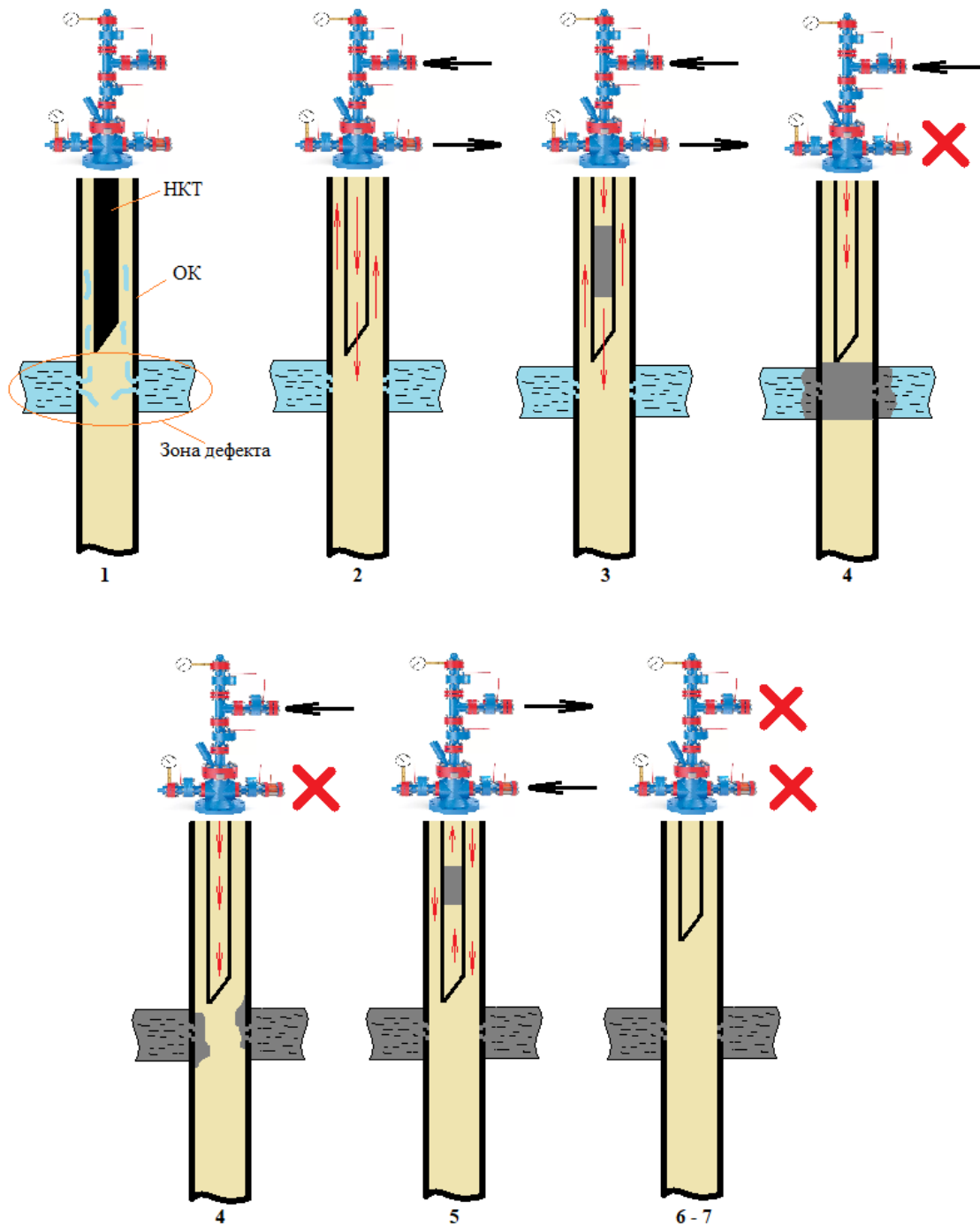


Рисунок 12 – Тампонирувание через НКТ, установленные над зоной ввода тампонирующей смеси за колонну

### 3.2.3 Комбинированный способ тампонирования под давлением

Данный способ можно применить для любых изоляционных работ, а также если в изоляционных работах вымыв тампонирующей смеси из зоны изоляции не планируется.

Выполнение данных работ производят в следующей последовательности:

1. спуск НКТ так чтобы нижний конец находился ниже зоны ввода на 1-2 м;
2. восстановление циркуляции;
3. закачивают и продавливают смесь в скважину до равновесия столбов жидкости в трубах и кольцевом пространстве за НКТ;
4. нижний конец НКТ приподнимают на 30 - 50 м;
5. обратной промывкой производится «срезка» для устранения излишек тампонажной смеси из затрубного пространства;
6. в скважине вновь образуют необходимое давление для продавки тампонирующей смеси в зону дефекта;
7. скважину оставляют на ОЗЦ под давлением, образованным в процессе продавки или плавно сниженном давлением до планируемой величины.

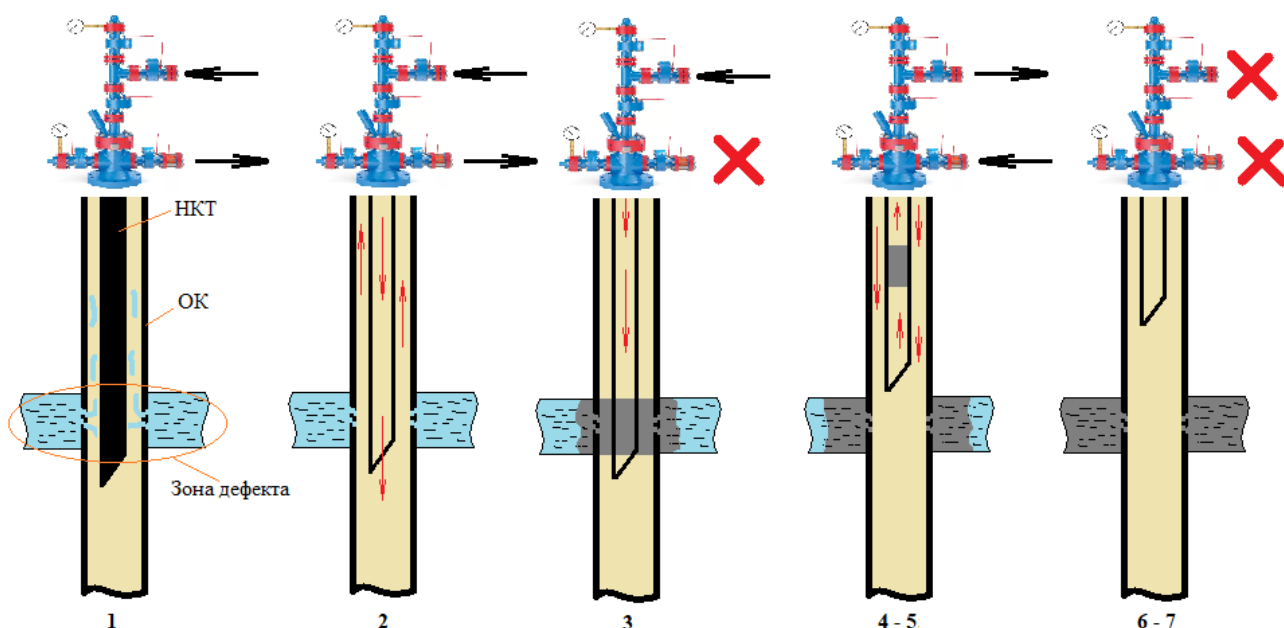


Рисунок 13 – Комбинированный способ

### **3.2.4 Тампонирование под давлением с непрерывной прокачкой тампонирующей смеси по затрубному пространству**

Данные работы выполняются в том случае если невозможно установить местоположение дефекта и продавка тампонирующей смеси через дефект будет превышать допустимое максимальное давление обсадной колонны.

Для тампонажной смеси применяют гелеобразующие или водонерастворимые отверждающиеся ПТМ, выбор которых производится из расчёта по максимальной температуре в стволе скважины.

Выполнение данных работ производят в следующей последовательности:

1. спуск НКТ так чтобы нижний конец находился выше искусственного забоя на 5-10 м;
2. одну из емкостей ЦА заполняют тампонирующей смесью, другую наполняют промывочной жидкостью;
3. обратной промывкой восстанавливают циркуляцию;
4. на выкид из НКТ необходимо установить штуцер, которым создают давление циркуляции, не превышающее давления опресовки колонны;
5. без остановки закачки переключают краны ЦА на подачу тампонажного состава в скважину;
6. в процессе закачки происходит переход раствора из затрубного пространства в НКТ, при этом постепенно снижается подача насосов и снижается давление прокачки от 20 до 30 % ниже первоначального, а излишки тампонирующей смеси вымывают на поверхность;
7. скважину оставляют на ОЗЦ.

В том случае если были использованы отверждающиеся ПТМ, после выполнения данных работ необходимо выполнить подъём НКТ из скважины.

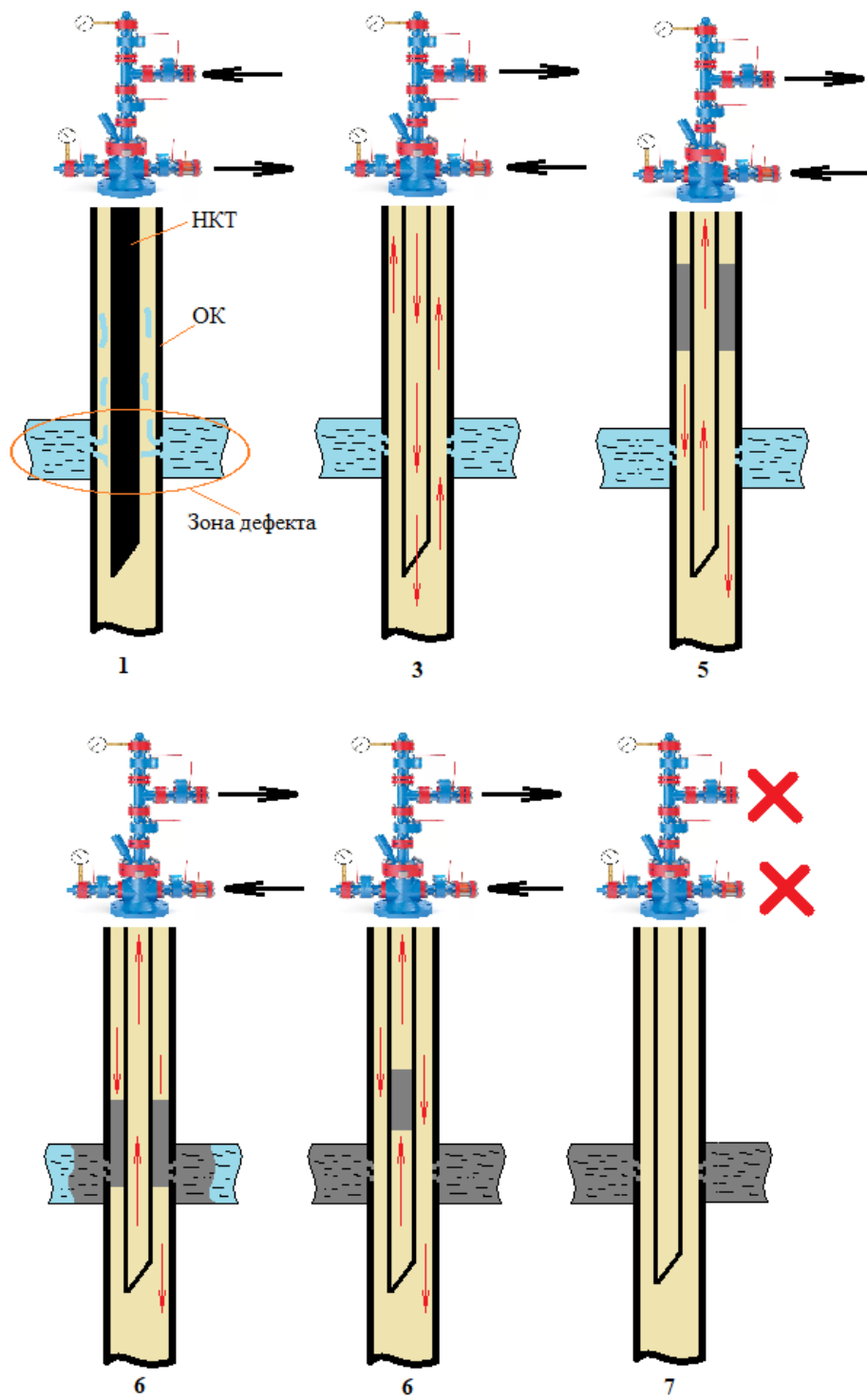


Рисунок 14 – Тампонирование с непрерывной прокаткой

### **3.2.5 Тампонирувание под давлением прокачкой тампонирующей смеси по затрубному пространству с остановками**

Данные работы проводят в том случае, когда утечки в колонне незначительные, а интервалы дефектов не известны. Выполнение данных работ допускает остановку прокачки тампонирующей смеси. Для тампонажной смеси применяют только гелеобразующие ПТМ.

Выполнение данных работ производят в следующей последовательности:

1. выполняется промывка и производится опрессовка колонны с фиксацией снижения давления в течении контрольного времени;
2. при открытом выкиде затрубного пространства начинают закачивать смесь в НКТ;
3. тампонажную смесь продавливаю буровым раствором, за счёт чего она вытесняется из НКТ;
4. выкид из затрубного пространства закрывают и, продолжая закачку бурового раствора, давление доводят до максимально допустимого давления;
5. производить выдерживание колонны под давлением в течении контрольного времени с фиксацией снижения давления - результат не отличается от первоначальной опрессовки;
6. снижая давление в обсадной колонне и продолжая закачивать буровой раствор до тех пор, пока тампонирующая смесь не переместится в следующий интервал;
7. выкид из затрубного пространства закрывают, продолжается закачка бурового раствора до допустимого давления;
8. производить выдерживание колонны под давлением в течении контрольного времени с фиксацией снижения давления, - уменьшение давления свидетельствует о том, что данный интервал является местом утечки в колонне;
9. обратной промывкой производится «срезка» для устранения лишнего цемента и выдерживают скважину под давлением до истечения срока ОЗЦ.

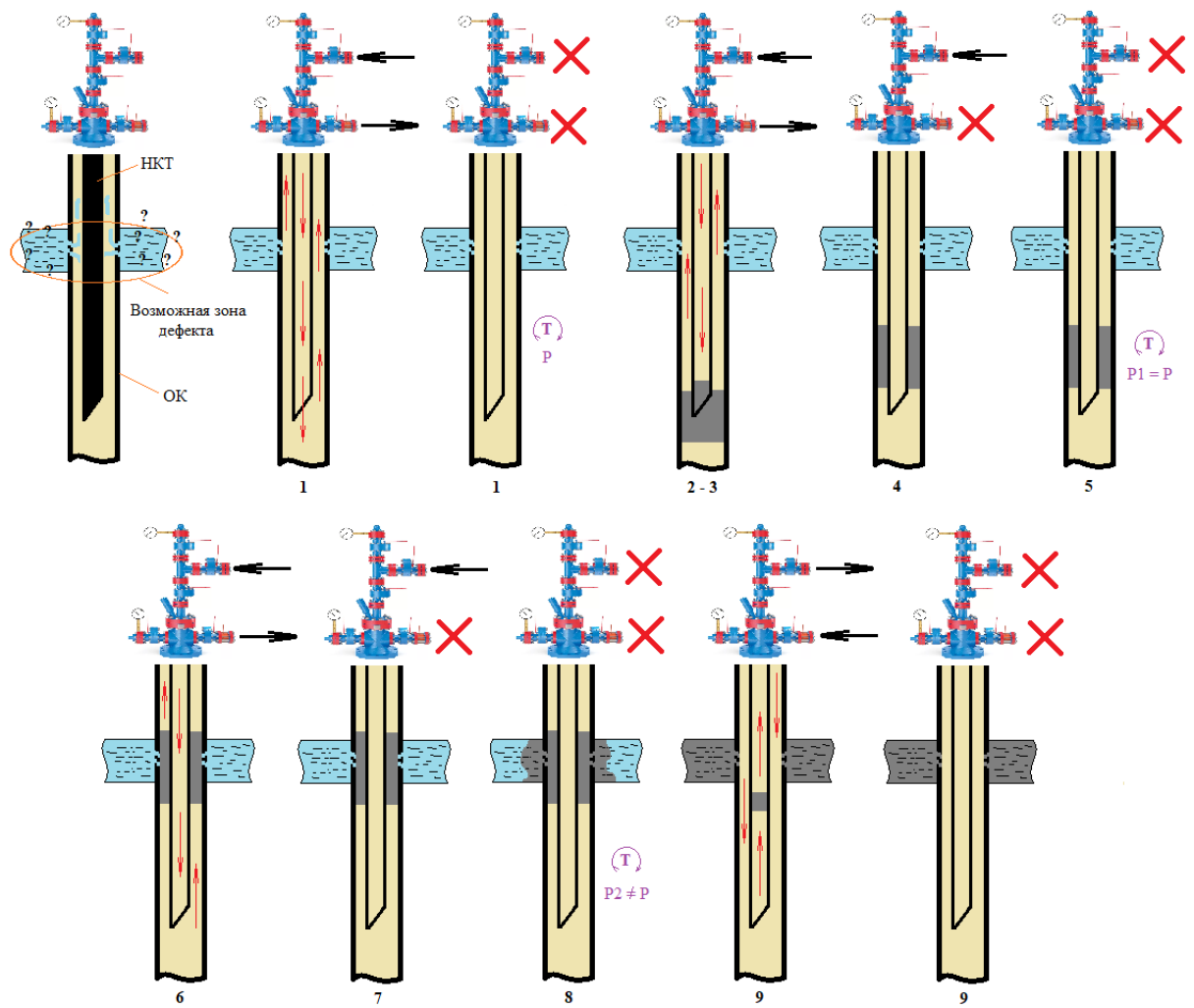


Рисунок 15 – Тампонирование с остановками



## 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 4.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью раздела является определение сметной стоимости строительства скважины, а также расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	2670
Способ бурения:	
под направление	Роторный
под кондуктор и эксплуатационную колонну	ВЗД
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
направление	d 323,9 мм на глубину 50 м
кондуктор	d 244,5 мм на глубину 520 м
эксплуатационная	d 168,3 мм на глубину 2670 м
Буровая установка	МБУ 3200/200 ДЭР
Оснастка талевого системы	5х6
Насосы:	
тип и количество, шт.	УНБТ-750 - 2 шт.
производительность, л/с:	
в интервале 0-50 м	69,78
в интервале 50-520 м	50,28
в интервале 520-2670 м	39,69
Утяжелённые бурильные трубы:	
в интервале 0-50 м	УБТ-203
в интервале 50-520 м	УБТ-203
в интервале 520-2670 м	УБТ-178
Забойный двигатель (тип):	
в интервале 50-520 м	Д-240М.7/8.55
в интервале 520-2670 м	ДГРЗ-172.6/7.52
Отбор керна	У8-215,9/100 SCD-4С
Бурильные трубы: длина свечей, м	18

## Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении.

Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
от	до			
0	50	50	0,026	520
50	520	470	0,03	1130
520	2670	2150	0,037	1620

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [4].

Нормативное время на механическое бурение  $N$ , ч рассчитывается по формуле:

$$N = T \times H \quad (6)$$

где  $T$  – норма времени на бурение 1 метра, ч/м;

$H$  – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 50 \times 0,026 = 1,3 \text{ ч}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
50	0,026	1,3
470	0,03	14,1
2150	0,037	79,55
Итого		94,95

Далее производится расчет нормативного количества долот  $n$  с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H/P \quad (7)$$

где  $P$  – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 50/520 = 0,102$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 28.

Таблица 28 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале $H$ , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $P$ , м	$n$
50	520	0,1
470	1130	0,42
2150	1620	1,33
Итого		1,84

где  $n$  - нормативное количество долот.

### Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;

- смена долота;
- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО ( $T_{СПО}$ , с) составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото. Расчет производится по формуле:

$$T_{СПО} = П \times n_{СПО} \quad (8)$$

где  $n_{СПО}$  – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;

$П$  – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО, исходные данные приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долот, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервалы бурения, м	норма времени ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0-50	393,7	520	11	24	0-50	0,0121	0,61
2	50-520	295,3	1130	12	32	50-100	0,0122	0,61
						100-200	0,0133	1,33
						300-400	0,0146	1,46
						400-520	0,0146	1,75
Итого								5,76

Продолжение таблицы 29

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	520-2670	215,9	1620	12	32	520-600	0,0155	1,24
						600-700	0,0158	1,58
						700-800	0,0159	1,59
						800-900	0,0162	1,62
						900-1000	0,016	1,6
						1000-1100	0,0166	1,66
						1100-1200	0,0177	1,77
						1200-1300	0,0188	1,88
						1300-1400	0,019	1,9
						1400-1500	0,0193	1,93
						1500-1600	0,0199	1,99
						1600-1700	0,021	2,1
						1700-1800	0,023	2,3
						1800-1900	0,0233	2,33
						1900-2000	0,024	2,4
						2000-2100	0,0246	2,46
						2100-2200	0,0249	2,49
2200-2300	0,0252	2,52						
2300-2400	0,0255	2,55						
2400-2500	0,0256	2,56						
2500-2670	0,0258	4,39						
Итого								44,9

**Расчёт нормативного времени на установку центрирующих фонарей**

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин.

Нормативное время составит:

направление:  $3 \times 1 = 3$  мин;

кондуктор:  $18 \times 1 = 18$  мин;

эксплуатационная колонна:  $107 \times 1 = 107$  мин.

## **Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента**

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени.

Принимаем время ОЗЦ:

направления - 4 ч;

кондуктора - 10 ч;

эксплуатационной колонны - 22 ч.

## **Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки**

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительные и заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительные и заключительные работы к промывке скважины;
- во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления и кондуктора. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отворачивание долота - 7 минут;

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента  $L_c$ , м по формуле:

$$L_c = L_k - L_n \quad (9)$$

где  $L_k$  – глубина кондуктора, м;

$L_n$  – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 50 - 10 = 40 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента  $L_n$ , м по формуле (ведущая труба 14 м, переводника с долотом 1м):

$$L_n = 14 + 1 = 15 \text{ м} \quad (10)$$

в) определяется, длина бурильных труб  $L_T$ , м по формуле:

$$L_T = L_c - L_n \quad (11)$$

Для направления:

$$L_T = 50 - 15 = 35 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей  $N$  по формуле:

$$N = L_T / l_c \quad (12)$$

где  $l_c$  – длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 0,2 \approx 1 \text{ шт}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин:

$$T_{\text{конд}} = 1 \times 2 + 5 = 7 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 520 - 10 = 510 \text{ м}$$

$$L_n = 15 \text{ м}$$

$$L_T = 510 - 15 = 495 \text{ м}$$

$$N = \frac{495}{36} = 13,75 \approx 14 \text{ шт}$$

$$T = 14 \times 2 + 5 = 33 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2670 - 10 = 2660 \text{ м}$$

$$L_n = 15 \text{ м}$$

$$L_T = 2660 - 15 = 2645 \text{ м}$$

$$N = \frac{2645}{36} = 73,47 \approx 74 \text{ шт}$$

$$T = 74 \times 2 + 5 = 153 \text{ мин}$$



Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут. Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 7 + 33 + 153 + 3 \times (7 + 17 + 42) = 391 \text{ мин} = 6,51 \text{ ч}$$

### **Расчет нормативного времени на геофизические работы**

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [5]. Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

### **Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами**

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,41 ч.

### **Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ**

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [6].

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 324,3 часов или 14 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$324,3 \times 0,066 = 21,4 \text{ ч}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$\Sigma = 324,3 + 21,4 + 25 = 370,7 \text{ ч} = 15,44 \text{ суток}$$

#### 4.2 Линейный календарный график работы бригады

Вахта работает 28 дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем 28 дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиатранспортом и автотранспортом. Буровая бригада состоит из следующего количества персонала, приведенного в таблице 30.

Таблица 30 – Количество работников в бригаде

Работник, разряд	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	1
Инженер по бурению	1
Инженер по растворам	1
Бурильщик 6 разряда	2
Помощник бурильщика 6 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	2
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	1

Линейный календарный график работы бригады вахтой приведен в таблице 31.

Таблица 31 - Линейно-календарный график работы бригады

Вид работ	Рабочий месяц				Отдыхающий месяц			
	неделя				неделя			
	1	2	3	4	1	2	3	4
Буровые работы								

время нахождения бригады на вахте.

### 4.3 Расчёт заработной платы и отчислений

Заработная плата (оплата труда работника) - вознаграждение за труд в зависимости от квалификации работника, сложности, количества, качества и условий выполняемой работы, а также компенсационные выплаты (доплаты и надбавки компенсационного характера, в том числе за работу в условиях, отклоняющихся от нормальных, работу в особых климатических условиях и на территориях, подвергшихся радиоактивному загрязнению, и иные выплаты компенсационного характера) и стимулирующие выплаты (доплаты и надбавки стимулирующего характера, премии и иные поощрительные выплаты).

Оплата труда может производиться по:

- тарифной ставке - фиксированный размер оплаты труда работника за выполнение нормы труда определенной сложности (квалификации) за единицу времени без учета компенсационных, стимулирующих и социальных выплат;
- окладу (должностной оклад) - фиксированный размер оплаты труда работника за исполнение трудовых (должностных) обязанностей определенной сложности за календарный месяц без учета компенсационных, стимулирующих и социальных выплат;
- базовый оклад (базовый должностной оклад), базовая ставка заработной платы - минимальные оклад (должностной оклад), ставка заработной платы

платы работника государственного или муниципального учреждения, осуществляющего профессиональную деятельность по профессии рабочего или должности служащего, входящим в соответствующую профессиональную квалификационную группу, без учета компенсационных, стимулирующих и социальных выплат;

В процессе реализации строительства скважины работы производятся в дневную и ночную смену в течении 28 дней по 12 часов, при этом районный коэффициент по Томской области составляет 50%, размер премии составляет 30% от оклада, дополнительная заработная плата за вахтовый метод 11%.

### Расчёт заработной платы

Таблица 32 – Тариф бригады и фиксированная заработная плата

Работник, разряд	Тариф, руб/час	Фиксированная заработная плата по договору, руб
Буровой мастер	-	60000
Помощник бурового мастера	-	50000
Инженер по бурению	-	52000
Инженер по растворам	-	52000
Бурильщик 6 разряда	140,53	-
Помощник бурильщика 6 разряда	125,41	-
Электромонтёр 5 разряда	95,36	-
Слесарь 5 разряда	100,58	-
Лаборант	60,83	-

Расчет заработной платы по тарифу рассчитывается по формуле:

$$зп = \text{тариф} \times \text{отработанные часы} \quad (13)$$

где, зп – заработная плата по тарифу;

тариф – тариф, руб/час;

отработанные часы – 336 часов (бригада работает 28 дней по 12 часов).

Подставляя значения в формулу получаем:

Буровой мастер = 60000 руб

Помощник бурового мастера = 50000 руб

Инженер по бурению = 52000 руб

Инженер по растворам = 52000 15600 руб

Бурильщик 6 разряда =  $140,53 \times 336 = 47218,08$  руб

Помощник бурильщика 6 разряда =  $125,41 \times 3336 = 42137,76$  руб

Электромонтёр 5 разряда =  $95,36 \times 336 = 32040,96$  руб

Слесарь 5 разряда =  $100,58 \times 336 = 33794,88$  руб

Лаборант =  $60,83 \times 336 = 20438,88$  руб

### **Расчёт премии**

Размер премии оставляет 30% от заработной платы по тарифу. Расчет премии производится по формуле:

$$П = зп \times 30\% \quad (14)$$

где, П – премия;

зп – заработная плата по тарифу/фиксированная.

Подставляя значения в формулу получаем:

$$\text{Буровой мастер} = 60000 \times 30\% = 18000 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурового мастера} = 50000 \times 30\% = 15000 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по бурению} = 52000 \times 30\% = 15600 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по растворам} = 52000 \times 30\% = 15600 \text{ руб}$$

$$\text{Бурильщик 6 разряда} = 47218,08 \times 30\% = 14165,4 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурильщика 6 разряда} = 42137,76 \times 30\% = 12641,3 \text{ руб}$$

$$\text{Электромонтёр 5 разряда} = 32040,96 \times 30\% = 9612,3 \text{ руб}$$

$$\text{Слесарь 5 разряда} = 33794,88 \times 30\% = 10138,5 \text{ руб}$$

$$\text{Лаборант} = 20438,88 \times 30\% = 6131,6 \text{ руб}$$

### **Расчёт северной надбавки**

Для Томской области в районах, приравненных к крайнему северу надбавка составляет 50%. Расчет производится по формуле:

$$C_{\text{над}} = \text{зп} \times 50\% \quad (15)$$

где,  $C_{\text{над}}$  – северная надбавка;

зп – заработная плата по тарифу/фиксированная.

Подставляя значения в формулу получаем:

$$\text{Буровой мастер} = 60000 \times 50\% = 30000 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурового мастера} = 50000 \times 50\% = 25000 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по бурению} = 52000 \times 50\% = 26000 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по растворам} = 52000 \times 50\% = 26000 \text{ руб}$$

$$\text{Бурильщик 6 разряда} = 47218,08 \times 50\% = 23609,04 \text{ руб}$$

$$\begin{aligned} \text{Помощник бурильщика 6 разряда} &= 42137,76 \times 50\% \\ &= 21068,88 \text{ руб} \end{aligned}$$

$$\text{Электромонтёр 5 разряда} = 32040,96 \times 50\% = 16020,48 \text{ руб}$$

$$\text{Слесарь 5 разряда} = 33794,88 \times 50\% = 16897,44 \text{ руб}$$

$$\text{Лаборант} = 20438,88 \times 50\% = 10219,44 \text{ руб}$$

**Сумма заработной платы с премией и северной надбавкой**

Расчет производится по формуле:

$$\text{ЗП}_{\text{над+прем}} = \text{С}_{\text{над}} + \text{П} + \text{зп} \quad (16)$$

где,  $\text{ЗП}_{\text{над+прем}}$  – заработная плата с премией и северной надбавкой;

$\text{С}_{\text{над}}$  – северная надбавка;

$\text{П}$  – премия;

$\text{зп}$  – заработная плата по тарифу.

Подставляя значения в формулу получаем:

$$\text{Буровой мастер} = 60000 + 18000 + 30000 = 108000 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурового мастера} = 50000 + 15000 + 25000 = 90000 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по бурению} = 52000 + 15600 + 26000 = 93600 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по растворам} = 52000 + 15600 + 26000 = 93600 \text{ руб}$$

$$\text{Бурильщик 6 разряда} = 47218,08 + 14165,4 + 23609,04 = 84993 \text{ руб}$$

$$\begin{aligned} \text{Помощник бурильщика 6 разряда} &= 42137,76 + 12641,4 + 21068,88 \\ &= 75848 \text{ руб} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Электромонтёр 5 разряда} &= 32040,96 + 9612,3 + 16020,48 \\ &= 57674 \text{ руб} \end{aligned}$$

$$\text{Слесарь 5 разряда} = 33794,88 + 10138,5 + 16897,44 = 60831 \text{ руб}$$

$$\text{Лаборант} = 20438,88 + 6131,6 + 10219,44 = 36790 \text{ руб}$$

### **Дополнительная заработная плата**

Дополнительная заработная плата составляет 11% от заработной платы с премией и северной надбавкой, и находится по формуле:

$$ЗП_{\text{доп}} = ЗП_{\text{над+прем}} \times 11\% \quad (17)$$



где,  $ЗП_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата;

$ЗП_{\text{над+прем}}$  – заработная плата с премией и северной надбавкой.

Подставляя значения в формулу получаем:

Подставляя значения в формулу получаем:

Буровой мастер =  $108000 \times 11\% = 11880$  руб

Помощник бурового мастера =  $90000 \times 11\% = 9900$  руб

Инженер по бурению =  $93600 \times 11\% = 10296$  руб

Инженер по растворам =  $93600 \times 11\% = 10296$  руб

Бурильщик 6 разряда =  $84993 \times 11\% = 9349,2$  руб

Помощник бурильщика 6 разряда =  $75848 \times 11\% = 8343,3$  руб

Электромонтёр 5 разряда =  $57674 \times 11\% = 6344,1$  руб

Слесарь 5 разряда =  $60831 \times 11\% = 6691,4$  руб

Лаборант =  $36790 \times 11\% = 4046,9$  руб

### **Общая сумма заработной платы**

Общая сумма заработной платы находится по формуле:

$$ЗП_{\text{общ}} = ЗП_{\text{доп}} + ЗП_{\text{над+прем}} \quad (18)$$

где,  $ZП_{общ}$  – общая сумма заработной платы;

$ZП_{доп}$  – дополнительная заработная плата;

$ZП_{над+прем}$  – заработная плата с премией и северной надбавкой.

Подставляя значения в формулу получаем:

$$\text{Буровой мастер} = 108000 + 11880 = 119880 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурового мастера} = 90000 + 9900 = 99900 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по бурению} = 93600 + 10296 = 103896 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по растворам} = 93600 + 10296 = 103896 \text{ руб}$$

$$\text{Бурильщик 6 разряда} = 84993 + 9349,2 = 94342 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурильщика 6 разряда} = 75848 + 8343,3 = 84191 \text{ руб}$$

$$\text{Электромонтёр 5 разряда} = 57674 + 6344,1 = 64018 \text{ руб}$$

$$\text{Слесарь 5 разряда} = 60831 + 6691,4 = 67522 \text{ руб}$$

$$\text{Лаборант} = 36790 + 4046,9 = 40837 \text{ руб}$$

### **Отчисления на социальное страхование**

Исходя из норм Налогового кодекса РФ, где прописаны тарифы страховых взносов, на социальные нужды необходимо перечислять 30 % от расходов на заработную плату. Отчисления определяется по формуле:

$$СС = ЗП_{\text{общ}} \times 30\% \quad (19)$$

где, СС – отчисление для социального страхования;

$ЗП_{\text{общ}}$  – общая сумма заработной платы.

Подставляя значения в формулу получаем:

$$\text{Буровой мастер} = 119880 \times 30\% = 35964 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурового мастера} = 99900 \times 30\% = 29970 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по бурению} = 103896 \times 30\% = 31169 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по растворам} = 103896 \times 30\% = 31169 \text{ руб}$$

$$\text{Бурильщик 6 разряда} = 94342 \times 30\% = 28302 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурильщика 6 разряда} = 84191 \times 30\% = 25257 \text{ руб}$$

$$\text{Электромонтёр 5 разряда} = 64018 \times 30\% = 19205 \text{ руб}$$

$$\text{Слесарь 5 разряда} = 67522 \times 30\% = 20256 \text{ руб}$$

$$\text{Лаборант} = 40837 \times 30\% = 12251 \text{ руб}$$

## 4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

### 4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность  $T_{пр}$ , ч определяется по формуле:

$$T_{пр} = T_{н} \times k \quad (20)$$

где  $T_{н}$ , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

$k$  – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_{р}} \quad (21)$$

где  $\Delta t$  – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, не зависящими от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{пр}$ ,  $t_{кр}$ ,  $t_{всп}$ ,  $t_{р}$  – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении К.

Таблица 33 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, час	проектная	
		час	сутки
Бурение:			
направление	1,3	2,1	0,09
кондуктор	14,1	16,3	0,68
эксплуатационная колонна	79,55	84,5	3,52
Крепление:			
направление	3,2	3,5	0,15
кондуктор	14,6	16,1	0,67
эксплуатационная колонна	34,8	38,8	1,61
Итого	147,5	161,3	6,72

#### 4.4.2 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость  $V_M$ , м/ч

$$V_M = H/T_M \quad (22)$$

где  $H$  – глубина скважины, м;

$T_M$  – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость  $V_p$ , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{\text{спо}}) \quad (23)$$

где  $T_{\text{спо}}$  – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость  $V_K$ , м/ч

$$V_K = (H * 720)/T_h \quad (24)$$

где  $T_h$  – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото  $h_d$ , м

$$h_d = H/p \quad (25)$$

где  $p$  – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{c1m} = (C_{cm} - П_n)/H \quad (26)$$

где  $C_{cm}$  – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$  – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 40.

Таблица 34 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2670
Продолжительность бурения, сут.	4,29
Механическая скорость, м/ч	28,12
Рейсовая скорость, м/ч	19,09
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	9268
Проходка на долото, м	1451,1
Стоимость 1 метра, руб	106256

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части 1 представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части 2 – на строительные и монтажные работы, в части 3 – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Для перевода цен 2001 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый «Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве» составляет на 2021 год 8,21 [7].

## 4.5 Финансовые затраты на для реализации проекта

Таблица 35 - Сводный сметный расчет всех затрат

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины:	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	75963
Разработка трубопроводов линий передач и др.	10670
Техническая рекультивация земель	18963
Итого:	105596
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины:	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	182263
Разборка и демонтаж	10860
Монтаж установки для освоения скважины	15693
Демонтаж установки для освоения скважины	2570
Итого:	211386

Продолжение таблицы 35

1	2
Глава 3	
Бурение и крепление скважины:	
Бурение скважины	322480
Крепление скважины	108223
Итого:	430704
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность:	
Испытание в процессе бурения	50283
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	40563
Итого:	90846
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования:	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	17412
Итого:	17412
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период:	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	31280
Итого:	41109
Итого по главам 1-6:	898092
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	68292
Итого:	68292



Продолжение таблицы 35

1	2
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	38776
Итого:	38776
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8); Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8); Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8); Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	46237
	29 150
	18 093
	784
Итого:	94264
Итого по главам 1-9:	1099424
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	2198,8
Итого:	2198,8
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	23645
Проектные работы	10851
Итого:	34496
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	56806
Итого:	56806
Итого по сводному сметному расчету	1191728
Всего с учетом коэффициента удорожания $k=8,21$ к ценам 2001 г.	9784087

## Вывод по разделу

Выполняя данный раздел можно сделать вывод о том, что данный проект на строительство скважины глубиной 2670 метров является финансово целесообразным.

Продолжительность бурения и крепления составило 6,72 суток. Общие затраты составили 10562568,3 руб. с учётом выплат заработной платы работникам, а также затрат на крепление и строительства скважины и прочих работ, которые указаны в таблице 35.

На момент написания работы цена на нефть марки Brent – 72,64 доллара США за баррель, а стоимость доллара США – 71,95 рублей РФ. Свободный дебит проектируемой скважины 100-280 м<sup>3</sup>/сут, из этого можно сделать вывод о том, что данная скважина с максимальным дебитом и в случае удержания цены на нефть окупится через 1,15 дней.

Расчёт окупаемости скважины:

1. перевод м<sup>3</sup> в баррель:

$$280\text{м}^3 \approx 1761 \text{ баррель}$$

2. определение стоимость полученной нефти за сутки:

$$\begin{aligned} 1761 \text{ баррель} \times 72,64 \text{ доллар США} &= 127919,04 \text{ доллар США} \\ &= 9203774,93 \text{ рублей РФ} \end{aligned}$$

3. определение количества дней за которое окупится скважина:

$$\frac{10562568,3}{9203774,93} = 1,15 \text{ дня}$$

## **5 Социальная ответственность**

### **Введение**

Обеспечение экологической безопасности осуществляется за счет проведения ряда мероприятий, направленных на рациональное использование водных и земельных ресурсов, предотвращения их загрязнения, сокращение выбросов вредных загрязняющих веществ в атмосферу, сбор и утилизацию в установленном порядке промышленных и бытовых отходов – эти факторы являются приоритетными при реализации проектов строительства скважин.

Обеспечение безопасных и комфортных условий труда на рабочем месте является важным направлением. Для этого необходимо стремиться к созданию соответствующей системы охраны труда и промышленной безопасности, которая обеспечит сохранность здоровья и безопасность сотрудников во время выполнения их работы, а также исключит аварийные ситуации.

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

#### **5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства**

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы. Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса Российской Федерации (далее ТК РФ) [8].

Работа в ночное время регулируется статьей 96 ТК РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время сокращается на один час без последующей отработки.

Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям, регламентируются главой 50 ТК РФ. Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе в

соответствии со статьей 109 ТК РФ, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Государством предусмотрены льготы для работников, занятых на вредных производствах, указанные в Федеральном законе № 426-ФЗ [9].

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

При организации рабочего места, должно быть соблюдено оптимальное размещение оборудования и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

При организации рабочего места нужно учитывать следующие условия:

- буровой станок должен быть установлен на спланированной площадке, на безопасном расстоянии от верхней бровки уступа;

- при бурении перфораторами и электросверлами ширина рабочей бермы должна быть не менее 4 метров;

- шнеки у станков вращательного бурения с немеханизированной сборкой–разборкой бурового става и очисткой устья скважины должны иметь ограждения;

- выступающие концы проволок должны быть обрезаны, при наличии в подъемном канате более 10 % порванных проволок на длине шага свивки его следует заменить;

- бурение скважин следует производить в соответствии с инструкциями, разработанными организациями на основании типовых для каждого способа бурения.

### **5.2 Производственная безопасность**

При сооружении проектной скважины глубиной 2670 м, в случае неправильной организации труда или несоблюдении технологии проводки

скважины, возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

### **5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов**

Анализ опасных и вредных факторов при строительстве скважины, представлены в приложении Л.

#### **5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата**

При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

В холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены. Климатические нормы представлены в МР 2.2.7.2129-06 [10].

#### **5.2.1.2 Превышение уровня шума**

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования. В соответствии с требованиями ГОСТ ISO 9612-2016 [11] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши), а также проводить плановые ремонты, смазки.

### **5.2.1.3 Повышенные уровни вибрации**

Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций, и оборудования в целом.

Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют 0,1 м/с<sup>2</sup> и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [12]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

### **5.2.1.4 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды**

Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [13] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СП 60.13330.2016 [14]. СИЗ органов дыхания - респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [15].

### **5.2.1.5 Повреждения в результате контакта с живыми организмами**

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств. К коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [16].

### **5.2.1.6 Отсутствие или недостаток естественного света рабочей зоны**

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 [17].

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

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

Опасность поражения человека электрическим током оценивается величиной тока  $I$  (А), проходящего через его тело, или напряжением прикосновения  $U$  (В). Это означает, что опасность поражения током зависит от схемы включения человека в цепь, напряжения сети, режима нейтрали, степени изоляции токоведущих частей от земли.

Существуют критические значения сетевого переменного тока, воздействующего на организм: – 0,6–1,5 мА – ток начала ощущения; – 10–20 мА – порог неотпускающего тока; – 100 мА – ток фибрилляции сердца, вызывающего остановку сердца. Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038–82 [18].

## **5.2.2 Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов**

### **Электробезопасность**

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных

неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462 [19].

### **Пожаровзрывобезопасность**

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер телефона ближайшей пожарной части.

### **5.3 Экологическая безопасность**

#### **Мероприятия по защите атмосферы**

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК.

В соответствии с ГОСТ 17.2.4.02-81 [20] 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. В тех случаях, когда выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.



## **Защита гидросферы**

Наибольший вклад в загрязнение поверхностных водных объектов обычно вносит сброс сточных вод и загрязняющих веществ с прилегающей к водному объекту территории. В соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86 [21] сброс сточных вод на рельеф должен отсутствовать. Основными потенциальными источниками загрязнения водной среды являются: склады ГСМ, блоки приготовления буровых и технологических растворов, продукты испытания скважины.

## **Защита литосферы**

Настоящий стандарт устанавливает общие требования к контролю и охране почв от загрязнения в процессе производственной и непроизводственной деятельности ГОСТ 17.4.3.04-85 [22].

Наибольшее воздействие на литосферу оказывается во время подготовки кустовой площадки и ведения буровых работ.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению амбаров в РД 39-0148052-537-87 [23].

По окончании бурения и освоения скважины необходимо: проведение очистки территории буровой от металлолома, строительного мусора, снятие загрязненного грунта, восстановление ландшафтов на площадке скважины и прилегающей территории, спланировать площадку и покрыть плодородным слоем почвы, убранным до начала строительства.

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации выполняются, согласно ППРФ от 10 июля 2018 года № 800 [24].

Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими

требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ГОСТ 14169-93 [25].

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

ГОСТ Р 22.0.01-2016 [26] Настоящий стандарт устанавливает основные положения комплекса национальных стандартов по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков: по происхождению (антропогенные, природные); по продолжительности (кратковременные, затяжные); по характеру (преднамеренные, непреднамеренные); по масштабу распространения.

В зоне расположения проектируемого объекта наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с ГНВП.

#### **Пожароопасность**

В случае возникновения пожара на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры, согласно требованиям пожарной безопасности [27]:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить;
- немедленно сообщить о возгорании в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало).

## **Газонефтеводопроявления**

Газонефтеводопроявления (ГНВП), возникающее в процессе строительства скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНПП) [2].

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 РД 08-254-98 [28].

### **Вывод по разделу**

В данном разделе описаны методы, которым придерживаются компании, заботящиеся о своем развитии, обеспечении достойных условий для сотрудников, и сохранении окружающей среды. Для этого в проведен анализ правовых и организационных вопросов обеспечения безопасности, экологической безопасности, а также безопасности в чрезвычайных ситуациях.

## **Заключение**

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2670 метров на месторождении Томской области. Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

Анализ геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора, и эксплуатационной колонн. При этом была выбрана колонная головка клиньевого типа, а схема обвязки ПВО – номер 5, являющейся основной при бурении скважин на территории Западной Сибири.

Для рентабельного и эффективного строительства скважины были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Исходя из геологических условий и опыта бурения скважин в данном регионе для бурения интервала под направление запроектировано шарошечное долото, для бурения интервала под кондуктор и эксплуатационную колонну запроектировано PDC долото, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку. Для экономии денежных средств и быстрого сооружения скважины при бурении интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну применяется винтовой забойный двигатель Д-240М.7/8.55 и ДГРЗ-172.6/7.52.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Под направление и кондуктор было выбрано два насоса УНБТ-950, а под эксплуатационную и отбор керна один. Данный выбор обеспечивает максимальный расход бурового раствора на данных интервалах.

Для предотвращения осложнений и обеспечения условий для максимальной скорости проходки в процессе бурения под направление был выбран бентонитовый буровой раствор, под кондуктор был выбран

полимерглинистый раствор. Под эксплуатационную колонну был выбран биополимерный раствор, выбор данного раствора обосновывается тем что данный раствор минимизирует воздействие на горную породу, в том числе и на коллекторские свойства пласта, что крайне важно при дальнейшей его разработке.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. За счет разделения обсадных колонн на две секции и уменьшения в одной из них толщины стенки была достигнута экономическая эффективность без потери требуемых характеристик. Группа прочности Д, а для требуемой герметичности выбираются трубы типа ОТТМ.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ цементирования с двумя пробками. Для крепления скважины используется двух составной цемент, первый компонент имеет хорошие моющие свойства, второй обеспечивает хороший смыв глинистой корки. Для экономии денежных средств в процессе цементировании скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется при помощи перфорации продуктивного интервала. Для проведения перфорации скважины было выбрано перфорационное оборудование ПКТ114. Для проведения испытания пласта в закрытом стволе было выбрано оборудование, спускаемое на трубах КИИ 3-95.

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-21-168×245 К1 ХЛ; ОП5-230/80×35; АФ1-80/65х35.

Для проведения буровых работ выбрана МБУ 3200/200 ДЭР, которая полностью удовлетворяет технологическим требованиям.

В специальной части рассмотрены работы по восстановлению герметичности обсадных колонн и межколонного пространства.

В разделе «Финансовый менеджмент» был произведён расчёт сметной стоимости бурения и бурения и крепления скважины, а также составлена нормативная карта выполнения работ.

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены правовые нормы законодательства, был произведён анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

## Список использованных источников

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание 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. – 92 с.
2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/573230594>
3. Епихин А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин / А.В. Епихин [и др.]. – Томск: Изд-во Томский политехнический университет, 2019. – 75 с.
4. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/902142132>
5. Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/9037329>
6. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200123084>
7. Региональные индексы изменения сметной стоимости строительства [Электронный ресурс]: <http://depstroy.tomsk.ru/construction-complex/regional-indexes/>
8. Трудовой кодекс российской федерации (с изменениями на 20 апреля 2021 года) [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/901807664>
9. Федеральный закон о специальной оценке условий труда (с изменениями на 30 декабря 2020 года) (редакция, действующая с 1 января 2021 года) [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/499067392>

10. МР 2.2.7.2129-06 – Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200047514>
11. ГОСТ ISO 9612-2016 – Измерения шума для оценки его воздействия на человека. [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200140579>
12. ГОСТ 12.1.012-2004 – Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200059881>
13. ГОСТ 12.1.005-88 – Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608>
14. СП 60.13330.2016 – Свод правил. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/456054205>
15. ГОСТ 12.4.041-2001 – Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органов дыхания [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200025982>
16. Р 3.5.2.2487-09 – Руководство по медицинской дезинсекции [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200077719>
17. СП 52.13330.2016 – Свод правил. Естественное и искусственное освещение [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/456054197>
18. ГОСТ 12.1.038-82 – Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/5200313>
19. ГОСТ Р 50462-2009 – Национальный стандарт российской федерации. Базовые принципы и принципы безопасности для интерфейса "человек-машина", выполнение и идентификация [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200075956>



20. ГОСТ 17.2.4.02-81 – Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200006389>

21. ГОСТ 17.1.3.12-86 – Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200004385>

22. ГОСТ 17.4.3.04-85 – Охрана природы. Почва. Общие требования к контролю и охране от загрязнения [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200020658>

23. РД 39-0148052-537-87 – Руководящий документ. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200044594?marker>

24. Правительство Российской Федерации, постановление от 10 июля 2018 года № 800, о проведении рекультивации и консервации земель [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/550609080?marker=6520im>

25. ГОСТ 14169-93 – Системы наземного контроля процесса бурения нефтяных и газовых скважин. Общие технические требования и методы испытаний [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200024095>

26. ГОСТ Р 22.0.01-2016 – Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200136692>

27. СП 231.1311500.2015 – Свод правил. Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200122146>

28. РД 08-254-98 – Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200005950>

29. А.В Ковалев. Проектирование конструкций скважины: методическое указание. Томский политехнический университет. Томск, 2018. – 16 с.

30. И.И. Клещенко, Г.П. Зозуля, А.К. Ягафаров, В.П. Овчинников. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах (Учебное пособие). Издательско-полиграфический центр «Экспресс». Тюмень, 2011. – 386 с.

31. С.А. Жулина. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». ЗАО НТЦ ПБ, 2013. - 288 с.

## Приложение А

### Горно-геологические условия бурения скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое деление разреза.		Коэффициент кавернозности
от	до	название	индекс	
0	40	четвертичные отложения.	Q	1,3
40	90	туртасская свита.	P <sub>2/3</sub>	1,3
90	195	новомихайловская свита.	P <sub>2/3</sub>	1,3
195	255	некрасовская свита.	P <sub>1/3</sub>	1,3
255	470	тавдинская свита.	P <sub>1/3</sub> – P <sub>3/2</sub>	1,3
470	690	люлинворская свита.	P <sub>3/2</sub> – P <sub>1/2</sub>	1,3
690	820	талицкая свита.	P <sub>1</sub>	1,25
820	990	ганькинская свита.	K <sub>2</sub>	1,25
990	1100	берёзовская свита.	K <sub>2</sub>	1,25
1100	1130	кузнецовская свита.	K <sub>2</sub>	1,25
1130	1550	уватская свита.	K <sub>2</sub>	1,25
1550	1740	ханты-мансийская свита.	K <sub>1</sub>	1,25
1740	2015	викуловская свита.	K <sub>1</sub>	1,25
2015	2200	алымская свита.	K <sub>1</sub>	1,25
2200	2650	сангопайская свита	K <sub>1</sub>	1,25

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

индекс стратигра- фического разреза	Интервал, м		Горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки ( структура, текстура, минеральный состав и т.п. )
	от	до	краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	40	Суглинки, супеси	Торфяники, суглинки, супеси
P <sub>2/3</sub>	40	90	Пески, глины	Глины зеленовато-серые с прослоями песков и бурых углей
P <sub>2/3</sub>	90	195	Глины, пески	Глины серые и коричневые, пески светлые мелко-зернистые с прослоями бурых углей
P <sub>1/3</sub>	195	255	Пески, алевролиты	Пески кварцевые, алевролиты с прослоями бурых углей
P <sub>1/3</sub> – P <sub>3/2</sub>	255	470	Глины	Глины светло-зелёные, алевритистые с растительными остатками и прослоями бурого угля
P <sub>3/2</sub> - P <sub>1/2</sub>	470	690	Глины, опоки	Глины зеленовато-серые с глауконитом, внизу опокovidные, в середине диатомовые, опоки серые
P <sub>1</sub>	690	820	Глины, алевролиты	Глины тёмно-серые, серые, зеленоватые, алевритистые с глауконитом с прослоями алевролитов и включениями пирита
K <sub>2</sub>	820	990	Глины	Глины жёлто-зелёные, серые с глауконитом, пиритизированные
K <sub>2</sub>	990	1100	Глины, алевролиты	Глины серые, тёмно-серые опокovidные, алевритистые с прослоями алевролита и растительными остатками
K <sub>2</sub>	1100	1130	Глины	Глины тёмно-серые плотные, алевритистые

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5
К <sub>2</sub> – К <sub>1</sub>	1130	1550	Пески, песчаники, алевролиты, аргиллиты, глины	Переслаивание песков, песчаников, алевролитов с глинами. Песчаники и алевролиты серые мелко-зернистые, глины тёмно-серые.
К <sub>1</sub>	1550	1740	Песчаники, алевролиты, глины	Песчаники светло-серые, глины плотные тёмно-серые, аргиллитоподобные с прослоями алевролитов.
К <sub>1</sub>	1740	2015	Песчаники, алевролиты, аргиллиты.	Песчаники и алевролиты серые мало-зернистые с прослоями аргиллитов темно-серых
К <sub>1</sub>	2015	2200	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты	Аргиллиты темно-серые, битуминозные с прослоями алевролитов и песчаников серых, светло-серых мало-зернистых, глины с растительными остатками
К <sub>1</sub>	2200	2650	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты.	Переслаивание песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глины темно-серые, местами битуминозные.

Таблица А.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность г/см <sup>3</sup>	Пористость %	Проницаемость м.Дарси	Глинистость %	Карбонатность %	Предел текучести, кгс мм <sup>2</sup>	Твёрдость, кгс мм <sup>2</sup>	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации
	от	до											
К <sub>2</sub> - К <sub>1</sub>	1130	2015	песок, песчаник	2,1	30	0,5	12	10	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	МС, С
К <sub>1</sub> (АС <sub>10</sub> )	2400	2460	песчаник	2,1	19	6,5	11	3,6	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	С
К <sub>1</sub> (АС <sub>11</sub> )	2460	2515	песчаник	2,1	19	9,4	10	2,5	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	С
К <sub>1</sub> (АС <sub>12</sub> )	2515	2650	песчаник	2,1	18	3,3	11	3,6	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	С

## Приложение Б

### Зоны возможных осложнений

Таблица Б.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	690	Осыпи и обвалы стенок скважины	интенсивные
690	2015		слабые
2015	2200		интенсивные
1110	2015	Нефтеводопроявления	вода, $\rho = 1,01 \text{ г/см}^3$
2400	2450		нефть, $\rho = 0,796 \text{ г/см}^3$
2460	2510		нефть, $\rho = 0,775 \text{ г/см}^3$
2515	2650		нефть, $\rho = 0,788 \text{ г/см}^3$
0	690	Прихватопасные зоны	
1110	1550		
1550	2700		
0	690	Поглощение бурового раствора	Максимальная интенсивность поглощения до $5,0 \text{ м}^3 / \text{час}$
1110	2015	Разжижение бурового раствора	
2015	2600	Сужение ствола скважины	

## Приложение В

### Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

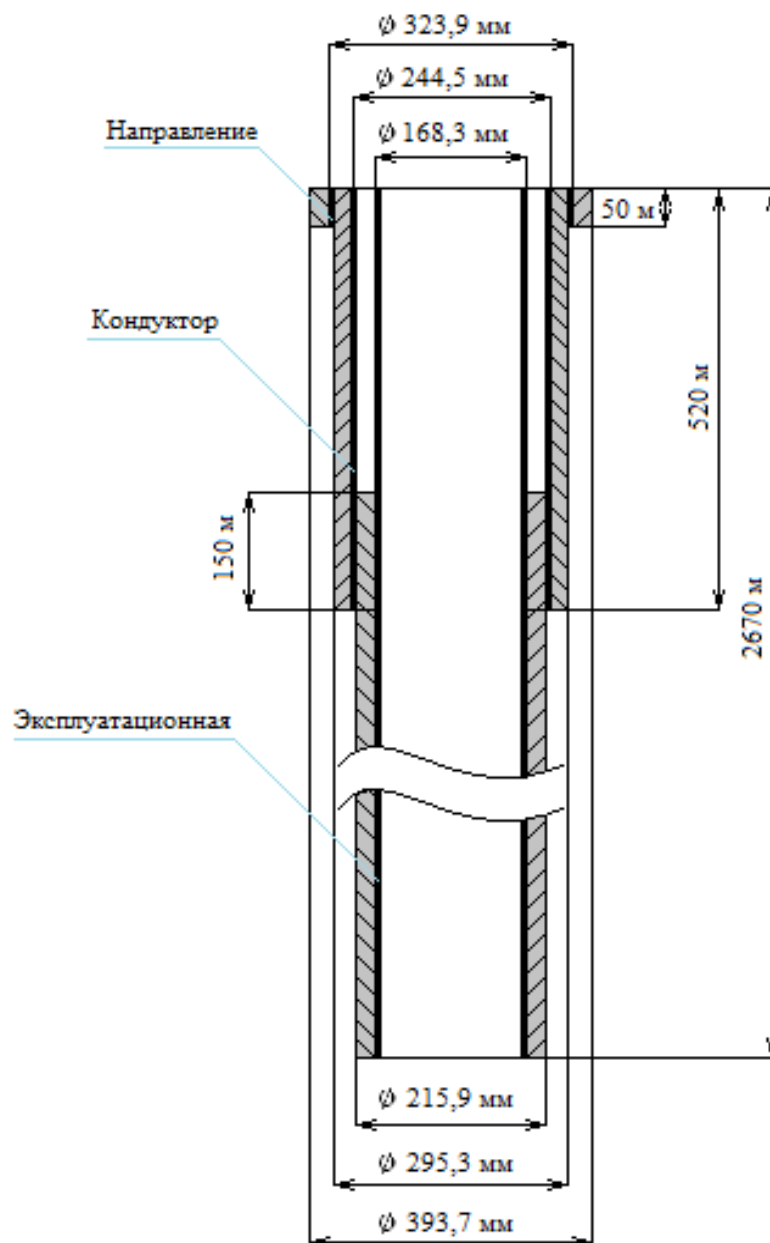


Рисунок В – Конструкция скважины



## Приложение Г

### Проектирование обвязки обсадных колонн

Таблица Г.1 – Результаты расчета давления опрессовки колонны

Для нефтяной скважины				
Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	6,07	7,14	6,91
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	$k$	1,10	1,10	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ГНВП}$	5,52	6,49	6,28
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	5,02	5,90	5,71
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	23,76	24,60	25,15
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,0099	0,01	0,01
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м <sup>3</sup>	$\rho_n$	796	775	788
Ускорение свободного падения, м/с	$g$	9,81	9,81	9,81
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	2400	2460	2515
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$	0	0	0
Основание натурального логарифма	$e$	2,70	2,70	2,70
Степень основания натурального логарифма	$s$	-0,05	-0,06	-0,05
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,74	0,74	0,74
Высота столба газа при закрытом устье, м	$h$	-642,7	-775,6	-738,4

## Приложение Д

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по  
интервалам бурения и отбора керна

Таблица Д.1 – КНБК для бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
	от	до			
1	0	50	393,7 GRD111	180	0,4
			Переводник П177/171	99	0,523
			УБТ-203	4280	20
			Переводник П171/162	90	0,53
			СБТ-127х9,19 Е	891	29
Σ			5540,24	50	
2	50	520	У5-295,3 ST-6МС	76	0,34
			К - 295 мс	90	0,655
			Д-240М.7/8.55	2432	9,975
			Переливной клапан КП-240.000	64	0,47
			Обратный клапан КО-210.000	99	0,635
			УБТ-203	6420	30
			Переводник П-171/162	90	0,53
			СБТ-127х9,19 Е	14904,3	477
Σ			21414,27	520	
3	520	2670	У6-215.9 STD-5С	42	0,29
			Переводник П-117/152	37	0,47
			5КС - 215 ст	90	0,432
			Переводник П152/117	30	0,457
			ДГРЗ-172.6/7.52	1328	9,292
			Переливной клапан КП-172.000-01	70	0,627
			Обратный клапан КО-178.100	74	0,63
			УБТ-178	5460	35
			Переводник П147/162	63	0,527
			СБТ-127х9,19 Е	81867	2622
Σ			89061	2670	

Таблица Д.2 – КНБК для отбора керна

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
	от	до			
4	2390	2660	У8-215,9/100 SCD-4С	18	0,205
			УКР 172/100	670	15,9
			Переводник П-133/147	46,1	0,52
			УБТ-178	4680	30
			СБТ-127х9,19 Е	65371	2094
Σ			70786	2660	

## Приложении Е

### Результаты расчета бурильной колонны на прочность

Таблица Е.1 – 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	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
0-50 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	-	-	-	-	0,4	-	0,18	0,167	-	-	-
	УБТ	203	100	-	-	-	20	0,214	4,3	5,23	-	-	-
	БТ	127	108,6	9,19	Е	-	46,73	0,0312	0,89	4,422	2,39	25,91	>10
Кондуктор													
50-520 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	-	-	-	-	0,34	-	0,076	0,068	-	-	-
	Калибратор	295	-	-	-	-	0,665	-	0,09	0,121	-	-	-
	Двигатель	240	-	-	-	-	9,975	-	2,432	2,489	-	-	-
	УБТ	203	100	-	-	-	30	0,214	6,42	7,543	-	-	-
	БТ	127	108,6	9,19	Е	-	447	0,0312	14,9	23,9	-	5,84	5,22

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Эксплуатационная колонна													
520-2670 Бурение КНБК №3	Долото	215,9	-	-	-	-	0,29	-	0,042	0,042	-	-	-
	Калибратор	215	-	-	-	-	0,432	-	0,09	0,121	-	-	-
	Двигатель	172	-	-	-	-	9,292	-	1,328	1,452	-	-	-
	УБТ	178	100	-	-	-	35	0,156	5,46	6,715	-	-	-
	БТ	127	108,6	9,19	Е	-	2622	0,0312	81,86	88,8	-	1,57	1,79
2390-2660 Отбор керна КНБК №4	Бурголовка	215,9	-	-	-	-	0,205	-	0,018	0,026	-	-	-
	УКР 172/100	172	100	-	-	-	15,9	-	0,67	1,103	-	-	-
	УБТ	178	100	-	-	-	30	0,156	4,68	6,181	-	-	-
	БТ	127	108,6	9,19	Е	-	2094	0,0312	65,371	94,82	-	1,59	1,8

## Приложение И

Расчеты потребного количества бурового раствора и расчет химических  
реагентов

Таблица И.1 - Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

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	50	50	393,7	-	1,3	7,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,2$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 4,7$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 52,8$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 57,9$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 26,5$
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					
50	520	470	295,3	303,9	1,3	45,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 1,2$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 25,7$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 90,4$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 119,3$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 26,5$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{2'} = 92,8$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 36,2$
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					
520	2670	2150	215,9	224,5	1,25	119
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 7,1$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 65,2$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 9,6$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 243$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 324,9$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 36,2$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{4'} = 288,7$

Таблица И.2 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			направление	кондуктор			эксплуатационная колонна		итого	
				кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг
Каустическая сода	Регулятор pH	25	57,9	3	109,9	5	128,29	5	296,1	13
Глинопорошок	Структурообразователь	1000	3476,4	4	1099,6	1	1122,5	1	5698,6	6
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	57,9	3	109,9	5	320,7	13	488,6	21
РАС NV	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	-	-	43,9	2	-	-	43,9	2
Лубрекс	Смазочная добавка	172	-	-	549,8	3	6414,5	38	6964,3	41
Рас LV	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	-	-	13,2	1	-	-	13,2	1
drilling detergent	Противосальниковая добавка	25	-	-	57,9	3	-	-	57,9	3
Барит	Регулирование плотности	1000	7265,5	8	13788,8	14	16036,3	16	37090,7	38
EfSil	Ингибитор набухания глин	25	-	-	-	-	25658,1	1026	25658,1	1026
Крахмал модифицированный КМ 7	Регулятор фильтрации	25	-	-	-	-	4810,9	193	4810,9	193
APR	Пеногаситель	200	-	-	-	-	128,2	1	128,2	1
Ксантановая смола Xantan Gum	Структурообразователь для безглинистой системы		-	-	-	-	1122,5	44	1122,5	44

## Приложение К

### Сметная стоимость строительства скважины

Таблица К.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
			количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	4	856,64	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%			-	256,99	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,96	-	-	0,03	6,90	1,28	294,35	3,44	791,06
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	2,07	-	88,3	-	237,32
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4	46,4	0,03	0,35	1,28	14,85	3,44	39,9



Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Социальные отчисления, 30%			-	13,92	-	0,1	-	4,45	-	11,97
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,03	0,43	1,28	18,43	3,44	49,54
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	0,13	-	5,53	-	14,86
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,44	0,03	7,59	1,28	323,66	3,44	869,84
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины.испытателем пластов	сут	1433,00	4	5732	0,03	42,99	1,28	1834,24	3,44	4929,52
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,60	-	-	-	-	1,28	287,49	3,44	772,62
Прокат ВЗД	сут	19,46	3	58,38	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,28	118,60	3,44	318,75
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25 %	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	3,44	828,87

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	4	35,6	0,03	0,27	1,28	11,39	3,44	30,62
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового	сут	22,86	-	-	0,03	0,69	1,28	29,26	3,44	78,64
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе	кВт/сут	45,54	4	182,16	-	-	-	-	-	-
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе	кВт/сут	107,93	-	-	0,03	3,24	1,28	138,15	3,44	371,28
Эксплуатация трактора	сут	177,6	4	710,40	0,03	5,33	1,28	227,33	3,44	610,94
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4	401,60	0,03	3,01	1,28	128,51	3,44	345,38
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4	22,12	0,03	0,17	1,28	7,08	3,44	19,02
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	194,12	4	776,48	0,03	5,82	1,28	248,47	3,44	667,77
Глинопорошок	т	95	-	-	3,5	332,5	1,09	103,6	1,12	106,4
Каустическая сода	т	875,2	-	-	0,06	49,89	0,11	95,4	0,13	112,03
Кальцинированная сода	т	695,7	-	-	0,06	39,65	0,11	75,83	0,32	223,32
РАС NV	т	1204,9	-	-	-	-	0,43	518,11	-	-
Лубрекс	т	2596,3	-	-	-	-	0,55	1425,37	6,4	16616,32
Рас LV	т	1451,3	-	-	-	-	0,01	18,87	-	-
drilling detergent	т	22896,1	-	-	-	-	0,06	1305,08	-	-
Барит	т	1680,3	-	-	7,3	12266,19	13,7	23020,11	16,03	26935,21

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
EfSil	т	5693,4	-	-	-	-	-	-	25,6	145751,04
APR	т	0,27	-	-	-	-	-	-	0,13	0,03
Ксантановая смола Xantan Gum	т	1,1	-	-	-	-	-	-	1,11	1,22
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,20	186,82	18	300,24
Транспортировка материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	27,53	552,8	32,84	659,43	20,5	411,64
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт	руб	-	-	10721,23	-	13326,00	-	31381,11	-	204485,21
Затраты зависящие от объема работ										
393,7 GRD111	шт	522,4	-	-	1	522,41	-	-	-	-
У5-295,3 ST-6MC	шт	3754,3	-	-	-	-	1	3754,3	-	-
У8-215,9/100 SCD-4C	шт	4734,4	-	-	-	-	-	-	-	-
У6-215.9 STD-5C	шт	5696,6	-	-	-	-	-	-	2	11393,2
К - 295 мс	шт	495,4	-	-	-	-	1	495,4	-	-
5КС - 215 ст	шт	458,9	-	-	-	-	-	-	1	458,9
Транспортировка труб	т	428,9	-	-	18,4	7891,76	24,8	10636,72	60,9	26120,01
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	2	13,22	1	6,61
Перевозка вахт автотранспортом	руб	1268								

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб	-	-	-	-	8420,78	-	14899,64	-	37978,72
Всего затрат без учета транспортировки вахт	руб	-	-	10721,23	-	21746,78	-	46280,75	-	242463,93
Всего по сметному расчету, руб	322480,69									
С учетом коэффициента удорожания $k=8,21$ к ценам 2001 г.	2647566,445									

Таблица К.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
			количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Затрат зависящие от времени								
Оплата труда буровой бригады	сут	214,2	0,8	175,6	1,8	381,2	2,3	484
Социальные отчисления, 30%		-	-	52,7	-	114,4	-	145,2
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,8	9,5	1,8	20,6	2,3	26,2
Социальные отчисления, 30%		-	-	2,9	-	6,2	-	7,9
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	22,2	0,8	18,2	1,8	39,4	2,3	50,1
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,9	0,8	207,3	1,8	450,1	2,3	571,5
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,0	0,8	1175,1	1,8	2550,7	2,3	3238,6

Продолжение таблицы К.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	0,8	343,9	1,8	746,5	2,3	947,8
Плата за подключенную мощность	сут	138,9	0,8	113,9	1,8	247,2	2,3	313,9
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,8	0,8	82,7	1,8	179,5	2,3	227,9
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,8	7,3	1,8	15,8	2,3	20,1
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	0,8	82,3	1,8	178,7	2,3	226,9
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,3	0,8	138,8	1,8	301,3	2,3	382,6
Эксплуатация бульдозера	сут	148,3	0,8	121,6	1,8	264	2,3	335,2
Эксплуатация трактора	сут	177,6	0,8	145,6	1,8	316,1	2,3	401,4
Транспортировка оборудования устья скважины	т	8,2	6	49,3	21	172,4	5	41,1
БКП-324 «Удол»	шт	100,5	1	100,5	-	-	-	-
БКП-245 «Удол»	шт	85,5	-	-	1	85,5	-	-
БКП-168 «Удол»	шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
ЦЦ2-324/394 «Удол»	шт	31,1	3	93,3	-	-	-	-
ЦПН 245/295 «Удол»	шт	25,6	-	-	18	460,8	-	-
ЦПЦ 168/216 «Удол»	шт	14,8	-	-	-	-	81	1198,8
ЦКОД-324 «Удол»	шт	133,4	1	133,4	-	-	-	-
ЦКОД-245 «Удол»	шт	126,6	-	-	1	126,6	-	-
ЦКОД-168 «Удол»	шт	108,1	-	-	-	-	1	108,1

Продолжение таблицы К.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПРП-Ц-В 324 «Нефтемаш»	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
ПРП-Ц-В 245 «Нефтемаш»	шт	59,2	-	-	1	59,2	-	-
ПВЦ 168 «Удол»	шт	30,1	-	-	-	-	2	60,2
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт	3960	1	3960	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-168	шт	2980	-	-	-	-	1	2980
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт	руб	-	-	7094,4	-	10036,4	-	11812,9
Затрат зависящие от объема работ								
Обсадные трубы 324x8,5	м	37,2	50	1860,5	-	-	-	-
Обсадные трубы 245x7,9	м	28,5	-	-	520	14835,6	-	-
Обсадные трубы 168x8	м	21,5	-	-	-	-	2350	50454,5
Обсадные трубы 168x8,9	м	26,7	-	-	-	-	320	8534,4
ПЦТ-111-(4-6)-100	т	26,8	2,8	74,9	25,9	694,4	18,1	486,9
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2	292	3	438	5	730
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6	2,8	16,8	25,9	155,5	28,3	170,1
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	1,1	40	2	72,8
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,6	1	87,6	1	87,6	1	87,6

Продолжение таблицы К.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	14	515,2
Пробег УС6-30	км	36,8	1	36,8	3	110,4	5	184
Пробег КСКЦ 01	км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,5	10	154,9	16	247,8	24	371,8
Транспортировка обсадных труб	т	18,8	2,3	42,8	45,7	857,1	112,3	2107,3
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,5	0,5	18,8	7,5	281,4	3	112,6
Перевозка вахт автотранспортом	руб	6351,6						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт	руб	-	2731,8	18060,6		63948,4		
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	101871,6							
Всего по сметному расчету, руб	108223,2							
С учетом коэффициента удорожания $k=8,21$ к ценам 2001 г.	888512,3							



## Приложение Л

### Производственная безопасность

Таблица Л.1 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	проекти- рование	изгото- вление	эксплу- атация	
1. Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе	-	+	+	MP 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
2. Превышение уровня шума	-	+	+	Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ ISO 9612-2016
3. Повышенные уровни вибрации	-	+	+	Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ
4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	-	+	+	Требования к загазованности воздуха устанавливаются СП 60.13330.2016 СИЗ органов дыхания фильтрующие ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	Требования к освещению устанавливаются СП 52.13330.2016
6. Повреждения в результате контакта с живыми организмами	-	+	+	Требования к медицинской дезинсекции устанавливаются Р 3.5.2.2487-09
7. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека	+	+	+	Требования к электробезопасности устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ
8. Проведение ремонтно и строительных работ на значительной высоте	-	+	+	Требования к работам на высоте устанавливаются ГОСТ Р 12.3.050-2017

