

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт PZ) на нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)»

УДК 622.243.23-024.17(1-198.6)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Кулешов Даниил Игоревич		

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	-		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

И.о. руководителя отделения

\_\_\_\_\_ Мельник И.А.  
 (Подпись) (Дата)      (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ

#### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б5В	Кулешов Даниил Игоревич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт PZ) на нефтяном месторождении (Томская область)»
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	
---	--

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геологические условия бурения</li> <li>2. Особые условия бурения: –</li> <li>3. Интервал отбора керна: -</li> <li>4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком</li> <li>5. Данные по профилю: Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м</li> <li>6. Отход / длина горизонтального участка ствола: 900 метров / 650 метров</li> <li>7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 2870 метров</li> <li>8. Диаметр хвостовика: 114 мм</li> <li>9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый</li> <li>10. Конструкция забоя (выбрать): зацементированный хвостовик</li> <li>11. Способ освоения скважины: перфорация, ГРП</li> </ol>
---------------------------------	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
---	--

<b>Перечень графического материала</b>	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
--	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кашук Ирина Вадимовна, доцент
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент

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

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б5В	Кулешов Даниил Игоревич		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б5В	Кулешов Даниил Игоревич

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	Потенциальные потребители проекта; SWOT-анализ.
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	Нормативная карта строительства скважины; линейный график проведения работ.
3. <i>Составление сметы инженерного проекта</i>	Сметный расчет стоимости бурения и крепления скважины; сводный сметный расчет.
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	Расчет интегральной финансовой эффективности внедрения новой технологии.

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

1. Матрица SWOT
2. Линейный календарный график
3. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Кулешов Даниил Игоревич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б5В	Кулешов Даниил Игоревич

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

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

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Буровая вышка на нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область) Предназначенное для строительства наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком. Основная рабочая зона, стол ротора.</p>
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• СанПиН 2.2.4.3359-16;</li> <li>• СанПиН 2.2.4.548-96;</li> <li>• СНиП 23-05-95;</li> <li>• ГОСТ 12.1.003-83;</li> <li>• ГОСТ 12.1.012-90;</li> <li>• ГОСТ 12.1.012-90;</li> <li>• ГОСТ 12.1.029-80;</li> <li>• ГОСТ 13862-90;</li> <li>• ГОСТ 12.2.009-80;</li> <li>• ГОСТ 12.2.003-74;</li> <li>• ГОСТ 17.1.02-79;</li> <li>• ГОСТ 17.2.02-79;</li> <li>• ГОСТ 17.4.02-79;</li> <li>• ГОСТ 17.5.02-79;</li> <li>• ГОСТ 17.6.02-79.</li> </ul>

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

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• неудовлетворительные погодные условия;</li> <li>• неудовлетворительная освещённость;</li> <li>• повышенный шум и вибрации;</li> <li>• насекомые, животные.</li> </ul>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> </ul>	<p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• механический травматизм;</li> <li>• ядовитые вещества;</li> <li>• электрический травматизм;</li> </ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• пожаро-взрывоопасность.</li> </ul>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Бурении скважины сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• загрязнением атмосферного воздуха;</li> <li>• нарушением гидрогеологического режима;</li> <li>• загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод;</li> <li>• повреждением почвенно-растительного покрова.</li> </ul>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• анализ возможных чрезвычайных ситуаций;</li> <li>• мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары.</li> </ul>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.</p> <p>Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p> <p>Нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности.</p>
<b>Перечень графического материала:</b>	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Кулешов Даниил Игоревич		

## РЕФЕРАТ

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

Цель работы – проектирование технологического решения на строительство нефтяной эксплуатационной наклонно – направленной скважины с горизонтальным участком (пласт Pz) на нефтяном месторождении (Томская область)

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт Pz) нефтяном месторождении, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны, разработаны рецептуры растворов хлористых солей для обработки эластомера винтового забойного двигателя с целью повышения его ресурса

Разработаны мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе MicrosoftWord. Расчеты проведены с помощью MicrosoftExcel и “БурСофтПроект”, графический материал выполнен в программе «Компас-3D V15» (представлены вместе с ВКР).

## **Сокращения**

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ЦГ – цементирующая головка;

ЦА – цементирующий агрегат;

СПО – спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ЦКОД – цементирующий клапан обратный дроссельный;

ГИС – геофизические исследования;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

ПЦН – пробка цементирующая нижняя;

ГТН – геолого-технический наряд;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

БУ – буровая установка;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжелённая бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

СВП – система верхнего привода;

РУС – роторная управляемая система.



## Оглавление

РЕФЕРАТ.....	7
Введение .....	12
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	13
1.1 Геологические условия бурения.....	13
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) .....	13
1.3 Зоны возможных осложнений .....	13
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....	14
2.1 Обоснование и расчёт профиля (траектории) скважины.....	14
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	15
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	16
2.2.2 Построение совмещённого графика давлений .....	17
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины спуска.....	19
2.2.4 Выбор интервалов цементирования .....	20
2.2.5 Расчёт диаметров скважины и обсадных колонн.....	21
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины .....	21
2.3 Проектирование процесса углубления скважины .....	22
2.3.1 Выбор способа бурения .....	22
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	23
2.3.3 Расчёт осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород .....	24
2.3.4 Расчёт частоты вращения долот .....	25
2.3.5 Выбор и обоснование забойного двигателя .....	26
2.3.6 Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны .....	27
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	29
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины .....	32
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин .....	33
2.4.1 Расчёт обсадных колонн.....	33
2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины .....	37
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	40
2.4.4 Проектирование процессов освоения скважин .....	41
2.5 Выбор буровой установки.....	42
2.6 Сравнительный анализ конструкции буровых судов .....	44
2.6.1 Введение.....	44
2.6.2 Виды судов.....	45
2.6.3 Специализированное оборудование буровых судов.....	51

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	56
3.1 Оценка коммерческого потенциала инженерных решений.....	56
3.1.1 Потенциальные потребители проекта .....	56
3.1.2 SWOT-анализ .....	56
3.2 Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины .....	56
3.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины.....	56
3.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения .....	59
3.2.3 Линейный календарный график выполнения работ .....	59
3.3 Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины .....	60
3.4 Расчёт эффективности мероприятия по внедрению новой технологии .....	62
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	64
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	64
4.2 Производственная безопасность .....	64
4.3 Анализ вредных производственных факторов.....	65
4.3.1 Отклонение показателей микроклимата .....	65
4.3.2 Превышение уровня шума .....	66
4.3.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны .....	67
4.3.4 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека .....	67
4.4 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных факторов на исследователя (работающего) .....	68
4.4.1 Электробезопасность .....	68
4.4.2 Пожаровзрывобезопасность .....	69
4.5 Охрана окружающей среды .....	69
4.6 Защита в чрезвычайных ситуациях.....	71
4.7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	72
4.8 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	73
Заключение.....	74
Список использованных источников.....	75
Приложение А.....	79
Приложение Б.....	87
Приложение В .....	90
Приложение Г.....	95
Приложение Д.....	99

Приложение Е .....	102
Приложение Ж .....	108
Приложение И .....	116

## **Введение**

В настоящее время невозможно представить экономику Российской Федерации без нефтегазовой отрасли. Доходы от добычи с последующей продажей углеводородов составляет весомую часть бюджета нашей страны. В связи с наметившимися тенденциями, а именно усложнением условий залегания и, как следствие, извлечения остающихся запасов нефти и газа, особенно актуальным становится вопрос о модернизации существующих, а также поиске новых технологий ведения добычи.

Одним из самых сложных и ответственных этапов разработки любого месторождения углеводородов является строительство скважин, успешное решение этой задачи значительно облегчает последующие работы. Этот факт является весомой причиной для внедрения прогрессивных методов и инновационных технологий при бурении.

Целью выпускной квалификационной работы является поиск технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно- направленной скважины с горизонтальным участком на нефтяном месторождении Томской области.

Работа содержит данные о стратиграфическом строении разреза скважины, кроме того, описаны технологические процессы режима бурения и заканчивания, описано используемое оборудование.

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проект на строительство эксплуатационной скважины на нефть. Проект включает в себя решения во всех основных сферах проектирования: технологической, обслуживающей, безопасности труда, охраны окружающей среды и экономической.

В специальной части представлены данные рецептур растворов хлористых солей для обработки эластомера винтового забойного двигателя с целью повышения его ресурса. Актуальность темы определяется необходимостью усовершенствования износостойкости рабочей пары ВЗД.

# **1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

## **1.1 Геологические условия бурения**

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент каверности пластов, давление и температура по разрезу скважины, литологическая характеристика по разрезу скважины представлены в таблицах А.1, А.2, А.3, А.4 приложения А.

## **1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)**

Характеристика нефтеносности, газоносности и водоносности месторождения представлены в таблицах Б.1, Б.2, Б.3 приложения Б.

Разрез представлен тремя нефтеносным и двумя водоносными пластами. Проектирование скважины производится для эксплуатации нефтеносного интервала 2888-2895 м. Конструкция скважины проектируется таким образом, что неизбежно вскрытие всех водоносных горизонтов в процессе бурения.

## **1.3 Зоны возможных осложнений**

Данные о возможных видах осложнений представлены в таблице В.1 приложения В. В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения.

В интервале 0–545 м, 615–740 м, 1617–2212 м и 2496–2950 м ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны. Рекомендуется в данном интервале спроектировать буровые растворы с минимальной водоотдачей для снижения вероятности набухания и диспергирования глин, а также в состав бурового раствора включить высокоэффективные смазочные добавки.

В интервале 0–90 м, 919–2488 м и 2496–2950 м ожидаются поглощения бурового раствора с потерей его свойств. Согласно геолого-техническим условиям, предполагаемые осложнения не требуют проведения дополнительных мероприятий по их ликвидации, поэтому достаточно поддерживать свойства бурового раствора в запроектированном диапазоне.

## **2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

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

Проектирование профиля скважины заключается в выборе типа профиля, в определении интенсивности искривления на отдельных участках ствола и в расчете профиля, включающем расчет длин, глубин по вертикали и отходов по горизонтали для каждого интервала ствола и скважины в целом.

Расчет производится для следующих условий:

- Отход / длина горизонтального участка ствола: 900 метров / 650 метров;
- Глубина спуска эксплуатационной колонны: 2870 метров.

Скважина данного случая является наклонно-направленным с горизонтальным участком ствола. Подобные скважины имеют следующие преимущества [2]:

- Снижение общего количества скважин;
- Повышение степени извлечения углеводородов за счет более интенсивного перетока флюидов и оптимальной системы разработки месторождения;
- Повышение дебита скважин за счет увеличения поверхности фильтрации и зоны дренирования;
- Снижение удельных капитальных вложений на тонну добываемой нефти.

Вид профиля выбирается с учётом опыта уже пробуренных скважин на данном месторождении. Кроме того, подобный профиль является наиболее типичным и простым с точки зрения реализации для условий Западной Сибири. Проектируемый профиль скважины с горизонтальным участком и его схема конструкции представлены на рисунках Г.1.и Г.2 и приведены в таблице Г.1 приложения.

## 2.2 Обоснование конструкции скважины

Обоснование конструкции скважины представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Обоснование конструкции скважины

Наименование колонн	Диаметр колонн, мм	Глубина спуска колонн по вертикали (по стволу), м	Назначение обсадных колонн, обоснование выбора секционности, глубина спуска колонны и способа цементирования
1	2	3	4
Направление	323,9	40 (40)	Для предотвращения размыва устья, поглощения бурового раствора с потерей циркуляции при бурении под кондуктор, а также для перекрытия водонасыщенных песков и песчаников, в конструкции скважины предусмотрена установка направления. Направление спускается на глубину 40 м, комплектуется обсадными трубами диаметром 323,9 мм с резьбовыми соединениями ОТТМ. Оснастка направления включает направляющий башмак, центрирующие фонари и обратный клапан типа ЦКОД. Цементирование осуществляется до устья одной порцией тампонажного раствора с применением цемента для умеренных температур (ПЦТ-II-150).
Кондуктор	244,5	1020 (1046)	С целью перекрытия неустойчивых пород верхних интервалов разреза, а также для предотвращения осложнений при бурении под эксплуатационную колонну, связанных с кавернообразованием, сужением ствола за счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола, глубина спуска кондуктора принимается 1020 м (917 м по стволу). Колонна комплектуется обсадными трубами диаметром 244,5 мм с резьбовыми соединениями ОТТМ. Оснастка кондуктора включает направляющий башмак, центрирующие фонари и обратный клапан типа ЦКОД. Цементируется до устья одной порцией тампонажного раствора. На кондуктор устанавливается ПВО.

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Эксплуатационная колонна	168,3	2870 (3036)	Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2650 м (2883 м по стволу). Цементирование колонны осуществляется одноступенчатым способом двумя порциями тампонажного раствора с подъёмом выше башмака кондуктора на 250 м. Комплектуется обсадными трубами диаметром 168,3 мм с резьбовыми соединениями ОТТМ. Оснастка эксплуатационной колонны включает направляющий башмак, обратный клапан типа ЦКОДУ, центрирующие фонари, муфту ступенчатого цементирования.
Хвостовик	114,3	2892 (3749)	Хвостовик устанавливается в интервале 2870–2892 м (3036–3749 м по стволу). Комплектуется обсадными трубами диаметром 114 мм с резьбовыми соединениями ОТТМ. Цементирование хвостовика осуществляется одной порцией тампонажного раствора по всей длине.

### 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Для нашей скважины выбираем конструкцию с зацементированным хвостовиком, так как это указано в ТЗ.

Указанный способ заканчивания позволит предотвратить обрушение стенок скважины (рисунок 1)

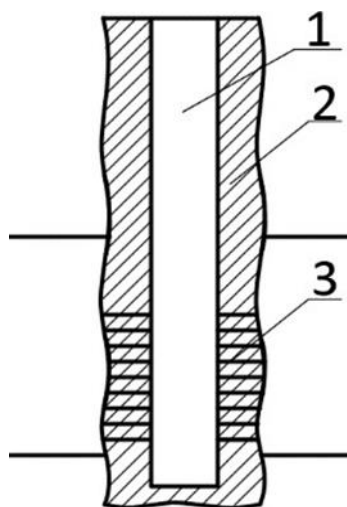


Рисунок 1 – Конструкция закрытого забоя

1 - обсадная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – перфорированное отверстие



### 2.2.2 Построение совмещённого графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Градиент давлений есть изменение давления, отнесенное к единице глубины.

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по совмещенному графику давлений решается вопрос о необходимости спуска промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска. На рисунке 2 представлен совмещенный график давлений, построенный по геологическим данным данного месторождения.

Анализ совмещенного графика давлений позволяет заключить, что интервалы, несовместимые по условиям бурения в разрезе отсутствуют. Необходимое условие  $P_{пл} < P_{бр} < P_{гр}$  выполняется. Значения минимального градиента давления столба бурового раствора для каждого интервала с разными значениями градиента пластового давления рассчитываются по формуле 1:

$$GradP_{бр} = (1 + k) \cdot GradP_{гр} \quad (1)$$

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

Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать  $P_{пл}$  на глубине 0–1200 метров на 10% ( $k=0,1$ ), но не более 1,5 МПа, на глубине более 1200 м на 5% ( $k=0,05$ ), но не более 2,5–3 МПа.

Спуск технической колонны не требуется.

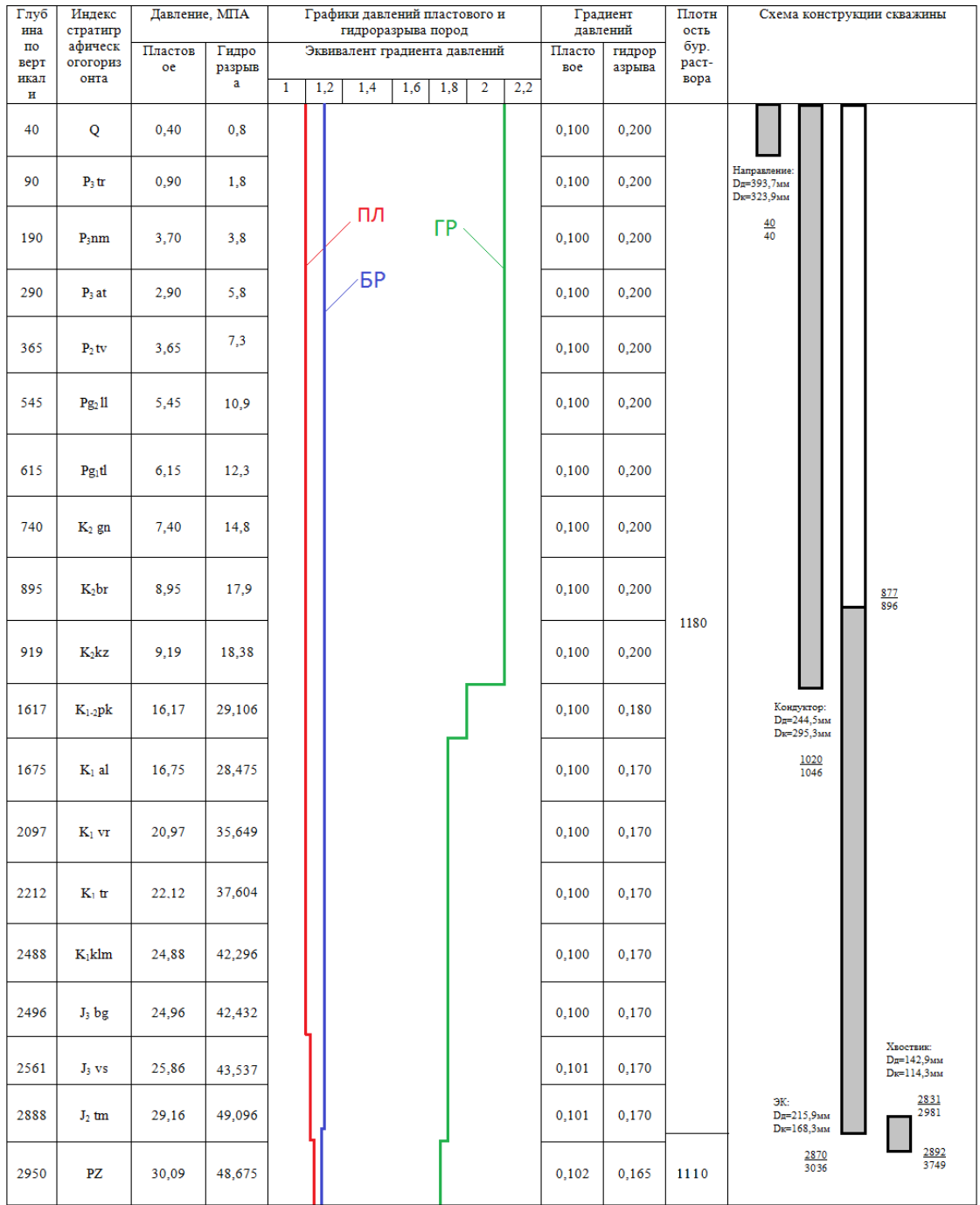


Рисунок 2 – График совмещенного давления

### 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины спуска

Определим число обсадных колонн и глубин их спуска. С учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 метров примем глубину спуска направления 50 метров.

Для нефтяной скважины минимальная глубина спуска кондуктора находится, исходя из условия недопущения гидроразрыва горных пород, под его башмаком при закрытии устья скважины в случае флюидопроявления определяется по формуле 2:

$$h \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot H \cdot \gamma_{\phi}}{gradP_{гр} - 0,01 \cdot \gamma_{\phi}}, \quad (2)$$

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

$H$  – глубина скважины, м;

$\gamma_{\phi}$  – плотность пластового флюида, г/см<sup>3</sup>;

$gradP_{гр}$  – градиент давления гидроразрыва пород в интервале установки кондуктора, МПа/м.

В данном месторождении в разрезе скважины несколько продуктивных пластов глубина кондуктора рассчитывается с учетом каждого. Исходя из полученных значений, выбирается наибольшее значение. Также следует помнить, что при расчете глубины спуска кондуктора необходимо предусматривать требуемый коэффициент запаса по давлению, равный 1,08–1,1. В разрезе данной скважины существуют 36 нефтяных пласта, но для расчёта используется 4, так как изменяется только глубина их залегания в меньшую сторону, а градиент давления не изменяется, следовательно, не имеет смысла расчёт остальных нефтеносных пластов. Исходные данные и расчет кондуктора представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчет кондуктора скважины

Наименование пласта	K <sub>1klm</sub> (Б8)	K <sub>1klm</sub> (Б16-20)	J <sub>3vs</sub> (Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> )	PZ
Глубина кровли продуктивного пласта L <sub>кр</sub> , м	2212	2422	2496	2888
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта Г <sub>пл</sub> , кгс/см <sup>2</sup> /м	0,1	0,1	0,101	0,102
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине кондуктора Г <sub>грп</sub> , кгс/см <sup>2</sup> /м	0,17	0,17	0,17	0,17
Плотность нефти ρ <sub>н</sub> , кг/м <sup>3</sup>	760	744	742	708
Расчётные значения				
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	221,2	242,2	252,1	294,6
Минимальная глубина спуска кондуктора L <sub>кондmin</sub> , м	640	740	790	1020
Минимальный запас	1,09	1,10	1,09	1,09
Принимаемая глубина спуска кондуктора, м	1020			

С целью максимального перекрытия кондуктором неустойчивого интервала разреза, а также для разобщения водонапорных горизонтов, примем глубину спуска кондуктора 1020 м.

Глубина спуска эксплуатационной колонны задана техническим заданием и составляет 2870 м. Глубина проектного забоя скважины составляет 2892 м, согласно техническому заданию хвостовик диаметром 114 мм.

#### 2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

- направление цементируется на всю длину: 0 – 40 м;
- кондуктор цементируется на всю длину: 0 – 1046 м;
- эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора не менее чем на 150 м: 896 – 3036 м;
- хвостовик цементируется с учетом перекрытия башмака эксплуатационной колонны не менее чем на 75 м: 2961 – 3749 м.

## 2.2.5 Расчёт диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн осуществляется снизу вверх. В соответствии с техническим заданием, диаметр хвостовика принимаем равным 114 мм.

Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты проектирования профиля скважины

Название колонны	Глубина спуска, м		Интервал цементирования, м		Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	40	40	0–40	0–40	323,9	393,7
Кондуктор	1020	1046	0–1020	0–1046	244,5	295,3
ЭК	2870	3036	877–2870	896–3036	168,3	215,9
Хвостовик	2892	3749	2831–2696	2961–3749	114,3	142,9

Схема конструкции скважины представлена на рисунке Г.2 приложения

Г.

## 2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления  $P_{МУ}$ , которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле (3):

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

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

$\rho_n$  – плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м<sup>3</sup>;

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

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

Определяем максимальное давление опрессовки, которое должно превышать не менее, чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов. Расчеты представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет давления опрессовки колонны

Наименование параметра	Нефтеносный пласт			
	К <sub>1Б12</sub>	К <sub>1Б12</sub> <sup>1</sup>	К <sub>1Б13</sub>	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>
Глубина залегания кровли пласта, м	2212	2422	2496	2888
Градиент пластового давления, кгс/см <sup>2</sup> /м	0,100	0,101	0,101	0,102
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	760	744	742	728
Пластовое давление в кровле пласта, кгс/см <sup>2</sup>	221,2	242,2	252,0	294,6
Пластовое давление в кровле пласта, МПа	21,7	23,8	24,7	28,9
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	5,2	6,07	6,54	8,27
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	5,72	6,68	7,19	9,1
Давление опрессовки колонны, МПа	6,29	7,348	7,909	10,01

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки согласно давлению опрессовки колонны: ОК01-21-168x245 ХЛ

Принимается пятая схема противовыбросового оборудования – ОП5-230/80x35, ГОСТ 13862-90, с рабочим давлением 35 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 230 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм.

## 2.3 Проектирование процесса углубления скважины

### 2.3.1 Выбор способа бурения

На основании исходных данных для проводки проектируемой скважины наиболее подходящими является бурение на силовом верхнем приводе с применением ВЗД.

Для бурения направления следует использовать роторный способ бурения, так как колонна на этом интервале имеет небольшой вес и можно достаточно легко поддерживать высокие скорости вращения ротора, а, следовательно, и механическую скорость бурения. Для бурения под кондуктор планируется использовать ВЗД, так как в этом интервале проектируется набор зенитного угла. Кроме того, использование ВЗД обеспечит высокие скорости вращения долота и высокие темпы проходки данного интервала. При бурении под эксплуа-

тационную колонну проектируется применение ВЗД и СВП, так как в этом интервале будет интенсивный набор угла (до 90градусов). Для бурения хвостовика проектируется применение СВП совместно с РУС для предотвращения дифференциальных прихватов буровой колонны и точной проводки ствола скважины по продуктивному пласту.

### **2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента**

Под направление выбирается долото III 393,7 М-ЦГВ (ОАО «Волгабурмаш») Долото предназначено для бурения мягких пород.

Для бурения интервала под кондуктор используется долото компании «Буринтех» БИТ 295,3 ВТ 516. Долото предназначено для бурения в мягких и средних абразивных породах категории I-III с набором угла в составе управляемых компоновок и на участках стабилизации.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну используется долото компании «Буринтех» БИТ 215,9 ВТ 613 Т. Долото предназначено для бурения в средних и твердых абразивных породах категории II-V с набором угла в составе управляемых компоновок и на участках стабилизации. Оснащено резцами повышенной стойкости.

Для бурения интервала под хвостовик проектируется долото PDC диаметром 142,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет.

Применяемые долота для бурения скважины представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Выборка долот для строительства проектируемой скважины

Интервал		0–40	40–1046	1046–3036	3036–3749
Шифр долота		393,7 (15 1/2) STD221	БИТ 295,3 BT 516	БИТ 215,9 BT 613 T	БИТ 142,9 BT 613 T
Тип долота		Шарошечное долото	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		395,3	295,3	215,9	142,9
Тип горных пород		M3	M	C	T
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3–117	3–117	3–88
	API	6 5/8 FH	4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> Reg	4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> Reg	3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> Reg
Длина, м		0,5	0,39	0,38	0,35
Масса, кг		170,0	87,0	45,6	36,7
G, т Рекомендуемая		3-8	5-12	5-12	2-8
G, т Предельная		3	8	8	5
n, об/мин Рекомендуемая		40-60	100-140	140-180	60-200
n, об/мин проектная		50	120	120	120
Калибратор		–	КП 295,3 MC	KC-215,9 CT	KC-142,9 CT

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

Для интервала бурения под направление проектируется минимальная осевая нагрузка, поскольку она достаточна для создания усилия разрушения горной породы, но при этом не вызовет износа опор долота. Для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну осевые нагрузки согласно методике для бурения в мягких и средних породах выбираются максимально возможные. Для бурения интервала под хвостовик выбирается согласно методике максимальная нагрузка, однако на интервалах бурения хвостовика и наличия интервалов набора угла и наклонного участка стабилизации, располагающиеся на участках подверженных кавернообразованию, осевая нагрузка выбрана минимальной. Кавернообразование негативно влияет на очистку забоя от выбуренной породы, так как уменьшается скорость восходящего потока и его подъемная сила, возрастает аварийность с бурильными трубами, особенно при роторном бурении. Из-за опасности поломки бурильных труб приходится уменьшать нагрузку на долото.



Данные по проектированию осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0–40	40–1046	1046–3036	3036–3749
Исходные данные				
$D_d$ , см	393,9	295,3	215,9	142,9
$G_{пред}$ , кН	353	98	98	78,5
Результаты проектирования				
$G_{доп}$ , кН	282,4	78,4	78,4	62,8
$G_{проект}$ , кН	29,4	78,4	78,4	49

### 2.3.4 Расчёт частоты вращения долот

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения (0–40 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что для бурения мягких четвертичных отложений со значительной периферийной зоной долота достигается достаточная эффективность разрушения горных пород при выбранной частоте вращения. Касательно интервалов бурения под кондуктор (40–1016 м), эксплуатационную колонну (1046–3036 м) и хвостовик (3036–3749 м) меньшие значения частоты вращения выбраны из-за возможности бурового инструмента. Расчёты были произведены в программе «Excel».

Результаты расчета частоты вращения долота по интервалам горных пород представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчёта частоты вращения долот по интервалам бурения

Интервал	0–40	40–1046	1046–3036	3036–3749
1	2	3	4	5
Исходные данные				
$V_l$ , м/с	3	1,5	1,5	1,5
$D_d$	0,3939	0,2953	0,2159	0,1429
	393,9	295,3	215,9	142,9
$\tau$ , мс	6	-	-	-
$z$	24	-	-	-
$\alpha$	0,8	-	-	-

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5
Результаты проектирования				
$n_1$ , об/мин	145	97	133	200
$n_2$ , об/мин	293	-	-	-
$n_3$ , об/мин	708	-	-	-
$n_{\text{стат}}$ , об/мин	60	140	120	120
$n_{\text{проект}}$ , об/мин	50	140	120	120

### 2.3.5 Выбор и обоснование забойного двигателя

Для интервала бурения под кондуктор (40–1046 м) выбирается винтовой забойный двигатель ДР-240.3000.78, отвечающий требованиям по совместимости с долотом и способный обеспечить необходимый набор угла. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну (1046–3036 м) проектируется винтовой забойный двигатель ДР-178.5000.78, который позволяет бурить наклонно-направленные и прямолинейные интервалы, а также способен обеспечивать высокий рабочий момент на долоте при бурении средних по твердости горных пород. Для интервала бурения под хвостовик (3036–3729 м) проектируется гидравлический винтовой забойный двигатель ДР-120.4000.78, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения твердых горных пород.

Результаты проектирования параметров забойного двигателя представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты проектирования параметров забойного двигателя

Интервал	0–40	40–1046	1046–3036	3036–3749
Исходные данные				
$D_d$	м	-	0,2953	0,2159
	мм	-	295,3	215,9
$G_{oc}$ , кН	-	49	49	29,4
$Q$ , Н*м/кН	-	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$ , мм	-	262,8–295,3	172,7–194,3	114,32–128,61
$M_p$ , Н*м	-	1957,51	1450,55	618,29
$M_o$ , Н*м	-	147,65	107,95	71,45
$M_{уд}$ , Н*м/кН	-	36,9	27,4	18,6

Техническая характеристика запроектированных забойных двигателей представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДР-240.3000.78	40-1046	240	6,9	1875	30–50	85–150	12	140
ДР-178.5000.78	1046–3036	178	8,29	1225	19-38	85–170	15	200
Powerdrive475 X6	3036–3749	120,6	15,42	3262	6,3-24	220	20	220

### 2.3.6 Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны

Результаты проектирования бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну в основном стволе представлены в таблице 9.

Результаты расчета УБТ для интервалов бурения под направление, кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик приведены в таблице 10. Расчеты на прочность проводились в программном обеспечении «БурСофтПроект» (Приложение К).

Таблица 10 – Проектирование бурильной колонны для интервалов бурения

Направление	Бурильные трубы				
	№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
	1	ТБПК-127x9,19 Д	127	32	750
Кондуктор	УБТ				
	№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
	1	УБТ 203-80	203	13	3120
Кондуктор	Бурильные трубы				
	№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
	1	ТБПК-127x9,19 Р	127	961	31,5
	УБТ				
	№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ 203x80	203	13	3120	
2	УБТ 178x71	178	33	5380	

Продолжение таблицы 10

Эксплуатационная колонна	Бурильные трубы				
	№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
	1	ТБПК-127x9,19 Р	127	2786	121,1
	ТБТ				
	№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
	1	ТБТ-127x76	127	120	8772
Хвостовик	Бурильные трубы				
	№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
	1	ТБПН 102x8 Р	102	750	17810
	2	ТБПН 102x8 Р	102	2863	67996
	ТБТ				
	№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ-102x57	102	104	5304	

Буровая установка оснащается системой верхнего привода, по этой причине в бурильную колонну не включаются ведущая труба, шаровый кран.

Для интервала под направление проектируется такая компоновка, обеспечивающая требуемую осевую нагрузку без разгрузки веса на забой труб бурильной колонны.

Для интервала под кондуктор проектируется использование ДР-240.3000.78 (двигатель с регулируемым углом, с переливным клапаном в корпусе двигателя) и телесистемой ЗТС МРТ АТ-3-172, в теле немагнитной трубы НУБТ-172-83 ввиду наличия искусственного искривления (набора угла) для контроля параметров бурения. Наличие обратного клапана предотвращает зашламования промывочных каналов телесистемы. Переливной клапан нужен для заполнения и опорожнения бурильной колонны при спуско-подъемных операциях, для уменьшения гидродинамических воздействий на ствол скважины и предотвращения холостого вращения ВЗД. Требуемая осевая нагрузка создается УБТ-203x80.

Для интервала под эксплуатационную колонну проектируется использование ДР-178.5000.78 (двигатель с регулируемым углом, с переливным клапаном в корпусе двигателя) и телесистемой ЗТС МАК-01, в теле немагнитной трубы НУБТ-172-83 ввиду наличия участков набора угла. Наличие обратного

клапана предотвращает зашламования промывочных каналов телесистемы. Требуемая осевая нагрузка создается бурильными толстостенными трубами ТБТ-127. Данные трубы имеют двойное назначение: помимо осевой нагрузки они придают жесткость колонне для применения ясса, в случае необходимости. Включение УБТ в КНБК не рационально, так как осевая нагрузка, создаваемая весом ТБТ, достаточна. Проектируется установка ТБТ выше долота на 126 м, так как при увеличении зенитного угла, осевая нагрузка на долото, создаваемая весом ТБТ, уменьшается.

Для интервала под хвостовик проектируется использование РУС PowerDrive 475 X6, телеметрической системы ЗТС МАК-01 в теле немагнитной трубы НУБТ-120-68. Наличие обратного клапана КОБ-120 предотвращает зашламования промывочных каналов телесистемы. Требуемая осевая нагрузка создается бурильными толстостенными трубами ТБТ-102. Помимо осевой нагрузки трубы ТБТ-102 придают жесткость колонне для использования ясса. Проектируется установка ТБТ, ясса ЯГБ-114, так как при увеличении зенитного угла, осевая нагрузка на долото, создаваемая весом ТБТ уменьшается.

Результаты проектирования КНБК по интервалам бурения представлены в таблице Д.1 приложения Д [4].

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

Для строительства проектируемой скважины выбраны нижеописанные типы буровых растворов: под направление – бентонитовый; под кондуктор – полимер-глинистый; под эксплуатационную колонну – полимер-глинистый; под хвостовик и вскрытие продуктивного пласта – раствор на углеводородной основе (РУО) [5]. В таблице 11 представлен компонентный состав бурового раствора под каждый интервал.

Таблица 11–Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	40	Бентонитовый: Техническая вода, «M-I GEL SUPREME», NaOH, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , «THINSMART», Барит
40	1046	Полимер-глинистый: Техническая вода, «M-IGEL SUPREME», NaOH, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , «POLYPACR», «POLYPACUL», «LUBE-945», Барит
1046	3036	Полимер-глинистый: Техническая вода, «M-IGEL SUPREME», NaOH, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , «POLYPACR», «POLYPACUL», «LUBE-945», Барит
3036	3749	Раствор на углеводородной основе (PYO): Дизельное топливо, Ca(OH) <sub>2</sub> , «MEGAMUL», «ENVIROTREAT», «VERSAMOD», «ENVIROTREAT», «VERSAGELHT», мраморная крошка

Расчеты потребного количества бурового раствора и расчет химических реагентов под каждый интервал представлены соответственно в таблицах Е.1 и Е.2 приложения Е.

Данные по проектированию расходов бурового раствора по интервалам были рассчитаны в программе «Excel» и представлены в таблице 12. Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице Е.3 в приложении Е.

Таблица 12– Проектирование расходов бурового раствора

Интервал	0–40	40–1046	1046–3036	3036–3749
1	2	3	4	5
Исходные данные				
D <sub>д</sub> , м	0,3939	0,2953	0,2159	0,1429
K	0,6	0,6	0,4	0,4
K <sub>к</sub>	1,3	1,29	1,3	1,12
V <sub>кр</sub> , м/с	0,15	0,15	0,1	0,1
V <sub>м</sub> , м/ч	40	30	15	10
d <sub>бт</sub> , м	0,127	0,127	0,127	0,089
d <sub>мах</sub> , м	0,203	0,203	0,178	0,121
d <sub>нмах</sub> , м	0,019	0,0127	0,008	0,005
n	3	5	8	3
V <sub>кпмин</sub> , м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
V <sub>кпмах</sub> , м/с	1,3	1,3	1,5	1,5
ρ <sub>см</sub> – ρ <sub>р</sub> , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ <sub>р</sub> , г/см <sup>3</sup>	1,18	1,18	1,18	1,11
ρ <sub>п</sub> , г/см <sup>3</sup>	2,15	2,3	2,25	2,6

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
Результаты проектирования				
$Q_1$ , л/с	73	41	15	6
$Q_2$ , л/с	65	31	8	4
$Q_3$ , л/с	164	73	34	10
$Q_4$ , л/с	73	38	17	6
$Q_5$ , л/с	34	41	28	9
Области допустимого расхода бурового раствора				
$\Delta Q$ , л/с	73–164	48–73	28–34	9-10
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
$Q$ , л/с	78	56	30	9

Для всех интервалов бурения запроектированные значения расхода бурового раствора выбираются исходя из расчётов на эффективную очистку забоя скважины, обеспечение выноса шлама на поверхность, проверку условий размыв стенок скважины и предотвращения прихвата и устойчивости работы гидравлического забойного двигателя. Самыми критическими из всех вышеперечисленных расчётов являются значение расхода, при котором происходит размыв стенок скважины, поэтому этот расчёт выбирается как верхний предел допустимых значений, а нижний, в свою очередь, должен выбираться из условия оптимального расхода, который обеспечит лучшую очистку забоя скважины и устойчивую работу ВЗД.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, сконструированная преимущественно из импортного оборудования, способного обеспечить наилучшую очистку раствора от шлама. Схема очистки бурового раствора приведена на рисунке 3.

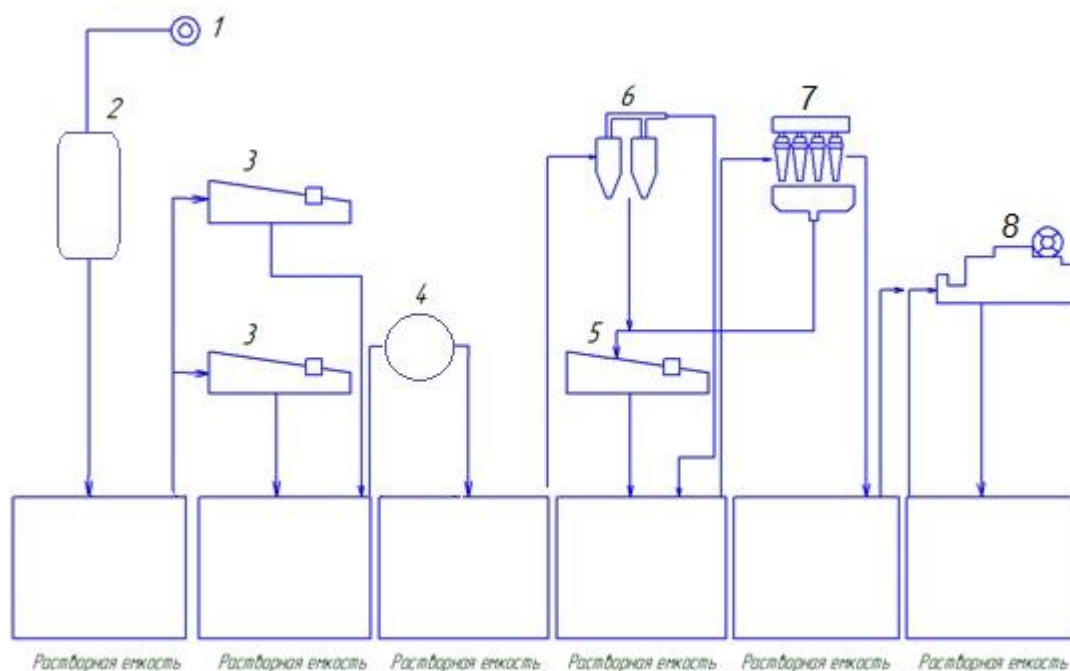


Рисунок 3 – Схема очистки бурового раствора:

Рисунок 3 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – газожидкостный сепаратор СЦВ; 3 – вибростит ЛВС-1; 4 – вакуумный дегазатор НВ-240; 5 – вибростит ВС-1; 6 – пескоотделитель ГП-60/300; 7 – илоотделитель ИГ-45; 8 – центрифуга ОГШ-50

### 2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Для обеспечения требуемого расхода бурового раствора проектируем трехпоршневые насосы УНБТ-950. Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «Бур-СофтПроект».

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах Е.4, Е.5, Е.6 приложения Е соответственно.



## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчёт обсадных колонн

Исходные данные для расчета представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$ , кг/м <sup>3</sup>	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тробл}$ , кг/м <sup>3</sup>	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн}$ , кг/м <sup>3</sup>	1820
Плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	728	Глубина скважины, м	2870
Высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	750	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	940
Высота цементного стакана $h_{ст}$ , м	10	Динамический уровень скважины $h_d$ , м	2870

#### 2.4.1.1 Расчёт наружных избыточных давлений

Результаты расчета наружных избыточных давлений для двух случаев были проведены в программе «Excel» и представлены в таблице 15. Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 4. В этом случае учитывалось условие выхода буферной жидкости на поверхность.

Таблица 15 – Результаты расчета наружного избыточного давления

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	870	1435	2860	2870
Наружное избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении, МПа	0	0,43	2,64	14,09	14,09
Наружное избыточное давление в конце эксплуатации нефтяной скважины, МПа	0	8,95	14,76	33,9	33,9

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением и внутренним, действующим внутри обсадной колонны. Эпюры наружных избыточных давлений представлены на рисунке 5.

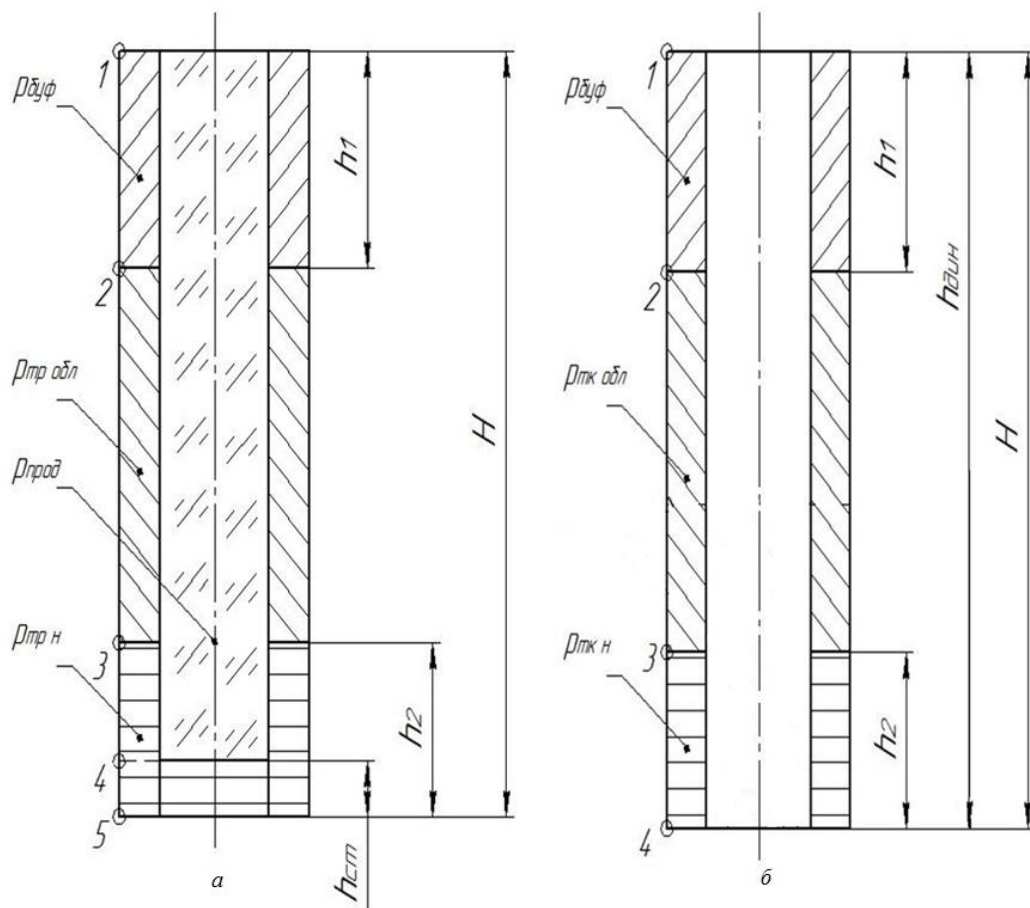


Рисунок 4 – Схемы расположения жидкостей в скважине:  
 а) в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении; б) в конце эксплуатации нефтяной скважины



Рисунок 5 – Эпюры наружных избыточных давлений

### 2.4.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений

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

При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 6. Эпюры внутренних избыточных давлений представлены на рисунке 7.

При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

Результаты расчета внутренних избыточных давлений для двух случаев были проведены в программе «Excel» и представлены в таблице 16

Таблица 16 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления.

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	870	1435	2870
Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа	23,63	23,21	20,99	9,54
Внутреннее избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа	11,5	7,23	6,96	1,82

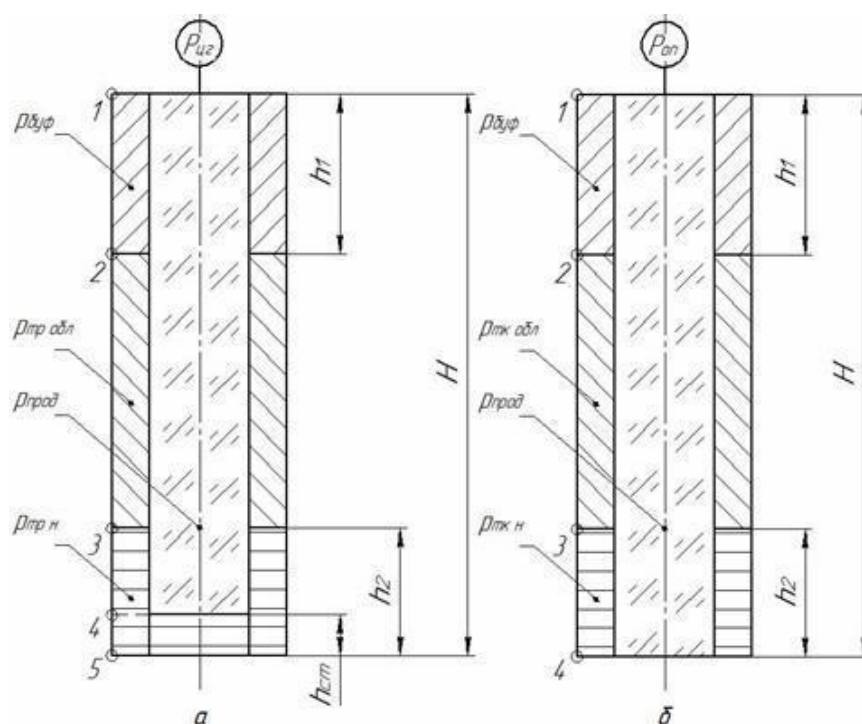


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в скважине: а – в конце продавки тампонажного раствора; б – при опрессовке обсадной колонны

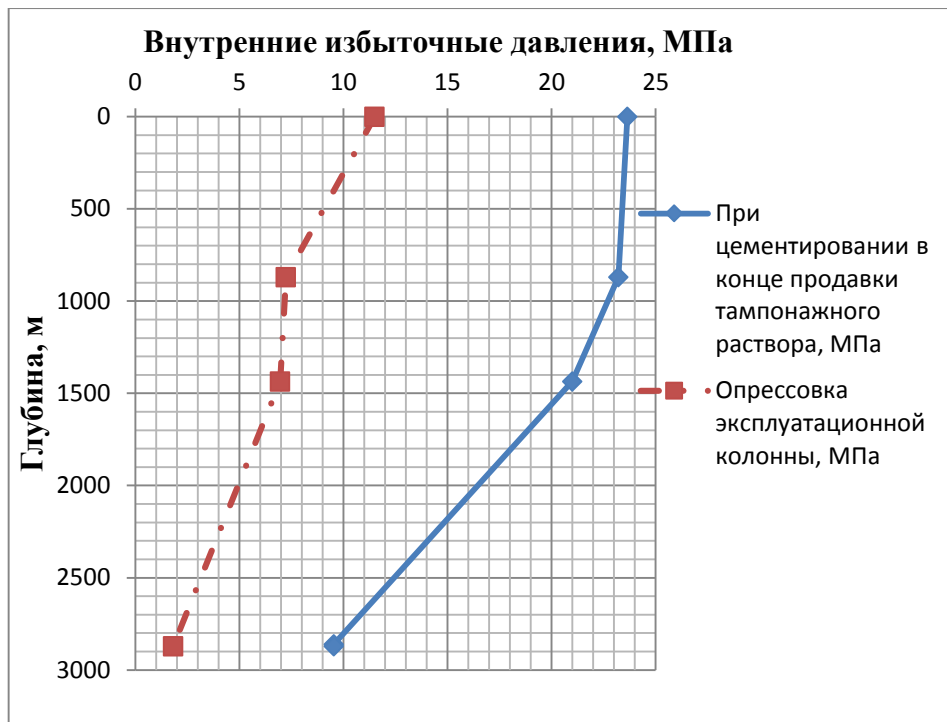


Рисунок 7 – Эпюры внутренних избыточных давлений

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	40	68,5	2740	2740	0-40
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1046	48,1	50344	50344	0-1020
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Е	8,9	649	36	23364	96240	2870-2300
2	ОТТМ	Е	8,0	422	33	13926		2300-1900
3	ОТТМ	Е	7,3	1965	30	58950		1900-0
Хвостовик								
1	ОТТМ	Д	5,2	788	18	14346	14346	2870-2892

## **2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины**

### **2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн**

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 6:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (6)$$

где  $P_{гскп}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

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

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

Посчитав, получаем, что  $42,56 \text{ МПа} < 45,45 \text{ МПа}$  – условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

### **2.4.2.2 Расчёт объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов**

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТ – I – 100 с водоцементным отношением  $m_{н} = 0,4$ .

Для приготовления облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ – III – Об (4-6) – 100 с водоцементным отношением  $m_{обл} = 0,95$ .

Результаты расчета объёмов тампонажных растворов количества компонентов, формирующих их, приведены в таблице 18.

### **2.4.2.3 Обоснование и расчёт объема буферной продавочной жидкостей**

Согласно РД 39-00147001-767-2000 [37] для применения на данной скважине в качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водный раствор с добавлением буферного порошка модифицированного МБП-СМ (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшен-

ный смыв глинистой корки со стенок скважин) плотностью 1100 кг/м<sup>3</sup>. В качестве продавочной жидкости будем использовать техническую воду плотностью 1000кг/м<sup>3</sup>.

В таблице 18 представлена информация об объемах продавочной и буферной жидкостей.

Таблица 18 – Количество составных компонентов тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления жидкости, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента (кг или тонн) / количество мешков
Буферная жидкость	2,53	1050	2,53	МБП-МВ	177,35
				МБП-СМ	38,00
Облегченный тампонажный раствор	11,53	1400	22,7	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	8689,54
				НТФ	4,73
Тампонажный раствор нормальной плотности	31,12	1820	64,62	ПЦТ-I-100	42476,47
				НТФ	12,75
Продавочная жидкость	57,37	1050	57,37	-	-

#### 2.4.2.4 Гидравлический расчёт цементирование скважины

В соответствии с выбором цементирующей техники и проведенными расчетами ее количества разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования. Приготовление буферных составов и жидкостей затворения производится с помощью цементирующих агрегатов. Приготовление тампонажных растворов производится с использованием отдельной осреднительной емкости для повышения качества цементирование скважины. При этом схема обвязки, установленная техническим заданием, с применением смесительных установок и гидворонки. Схема обвязки представлена на рисунке 8.

Затем рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси по формуле (7):

$$m = G_{\text{сук}}/G_6. \quad (7)$$

Для тампонажного раствора нормальной плотности:

$$m = \frac{42,47}{10} = 4,247 .$$

Для облегченного тампонажного раствора:

$$m = \frac{8,69}{13} = 0,67 .$$

Количество цементировочных агрегатов, участвующих в приготовлении тампонажного раствора используется как один агрегат на две и более цементосмесительные машины. Что соответственно составляет 1 машина на 4 цементосмесительные машины и 1 машина на 2 цементосмесительные машины.

Проектируем 2 осреднительных установок типа УСО-20, так как нам необходимо приготовить больше 10 м<sup>3</sup> «тяжелого» тампонажного раствора.

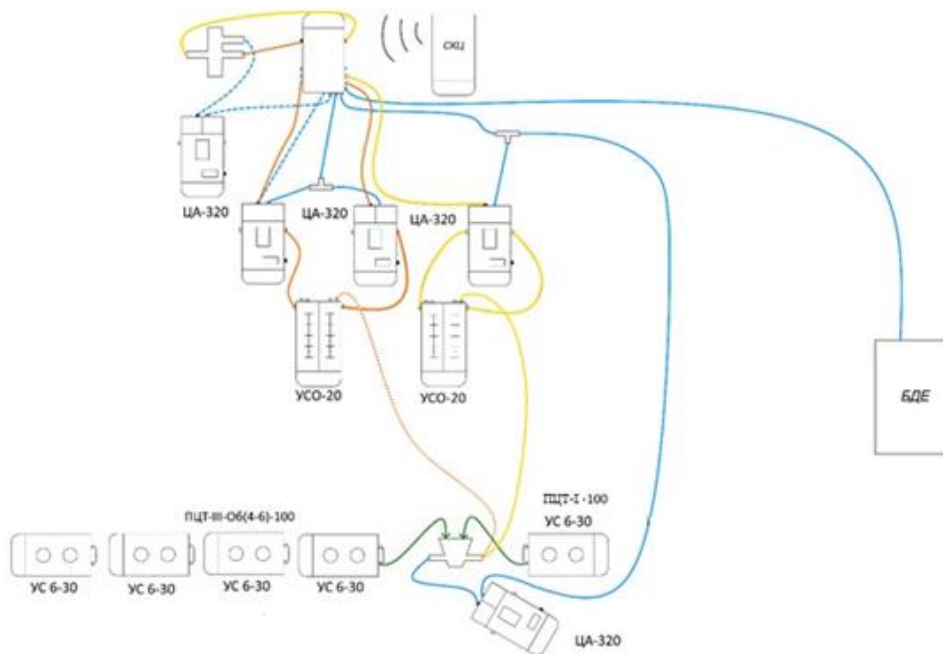


Рисунок 8 – Схема обвязки цементировочной техники с применением гидроронки и цементировочных агрегатов

### 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования колонн принимается следующая технологическая оснастка и интервалы их установки представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Интервалы установки и количество применяемых элементов технологической оснастки обсадных колонн

Название колонны, Дусл	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 324	БКМ-324 «Нефтемаш»	40	40	1	1
	ЦКОДУ-324 «Нефтемаш»	30	30	1	1
	ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш»	0	40	4	4
	ПРП-Ц-В 324 «Нефтемаш»	30	30	1	1
Кондуктор, 245	БКМ-245 «Нефтемаш»	1046	1046	1	1
	ЦКОДУ-245 «Нефтемаш»	1036	1036	1	1
	ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш»	0	50	4	44
		50	1046	40	
ПРП-Ц-В 245 «Нефтемаш»	1036	1036	1	1	
Эксплуатационная, 168	БКМ-168 «Нефтемаш»	3070	3070	1	1
	ЦКОДУ-168 «Нефтемаш»	3060	3060	1	1
	ЦПЦ 168/216 «Нефтемаш»	0	1046	26	161
		1046	3070	135	
	ЦТ 168/216 «Нефтемаш»	1046	3070	155	155
	ПРП-Ц-В 168 «Нефтемаш»	3060	3060	1	1
ПРП-Ц-Н 168 «Нефтемаш»	3070	3070	1	1	



Продолжение таблицы 19.

1	2	3	4	5	6
Хвостовик, 114	БКОК-114 «Нефтемаш»	3749	3749	1	1
	ЦКОДУ-114 «Нефтемаш»	3739	3739	1	1
	ПРП-Ц-В 114 «Нефтемаш»	3739	3739	1	1
	Комплекс МГРП ("ЗЭРС")	3145	3739	(По согласованию с заказчиком)	(По согласованию с заказчиком)
	ЦПЦ 114/143 «Нефтемаш»	2910	3749	84	84
	ЦТ 114/143 «Нефтемаш»	2910	3749	42	42
	ПХГМЦ3114/178 ("ЗЭРС")	2910	2910	1	1

#### 2.4.4 Проектирование процессов освоения скважин

Согласно геологическому строению интервала продуктивного пласта, сложенного палеозойскими отложениями, рыхлыми и слабо сцементированными, проектируется использование пулевой перфорации как метода вторичного вскрытия продуктивного пласта.

В таблице 20 отражены технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из плотности перфорации, количества одновременно спускаемых зарядов и мощности перфорируемого объекта.

Проектируемая скважина с зенитным углом более 60°, поэтому необходимо предусмотреть спуск перфорационной системы на колонне НКТ.

Таблица 20 – Технические характеристики перфорационной системы

Мощность перфорируемого объекта, м	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество одновременно спускаемых зарядов	Количество спусков перфоратора
604	Кумулятивная	ORION 102КЛ	20	12080	1

## 2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных труб, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 4000/ 250 ЭК-БМЧ.

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

<b>Выбранная буровая установка</b>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	140,63	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	1,77
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	96,24	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,59
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	182,819	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,37
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	250		
<b>Расчет фундамента буровой установки</b>			
Вес вышечно-лебёточного блока, т ( $Q_{вלב}$ )	240	$K_{по} = P_o / P_{бo}(K_{по} > 1,25)$	1,33
Вес бурильной колонны, т ( $Q_{бк}$ )	119,7		
Вес обсадной колонны, т ( $Q_{ок}$ )	141,6		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ( $K_{п}$ )	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ( $Q_{бр}$ )	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, $m^2$ ( $F_{бo}$ )	36		
<b>Расчет режимов СПО</b>			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
1	39	208,95	
2	56	300,03	
3	39	208,95	
4	26	139,3	

Буровая установка оснащена системой верхнего привода (СВП) производства «Уралмаш-Буровое оборудование» СВП-300 ЭЧР.

Технические характеристики СВП представлены в таблице 22 [11].

Таблица 22 – Технические характеристики СВП

Наименование	Тип	Грузоподъемность	Привод	Максимальный крутящий момент, Н*м (кг*м)
СВП-300 ЭЧР	ВСП	300	Электрический	54000 (5500)

## 2.6 Сравнительный анализ конструкции буровых судов

### 2.6.1 Введение

Разведка и разработка морских нефтяных и газовых месторождений отличается от аналогичных работ на суше. Большая сложность и специфические особенности проведения этих работ в море обуславливаются окружающей средой, инженерно-геологическими изысканиями, высокой стоимостью и уникальностью технических средств, проблемами, вызванными необходимостью производства работ под водой, технологией и организацией строительства и эксплуатации объектов в море и тому подобное.

Буровое судно – это плавучее сооружение для морского бурения скважин. В нём имеется отверстие в днище корпуса, над которым размещается буровая вышка, а также система динамического позиционирования судна над скважиной.

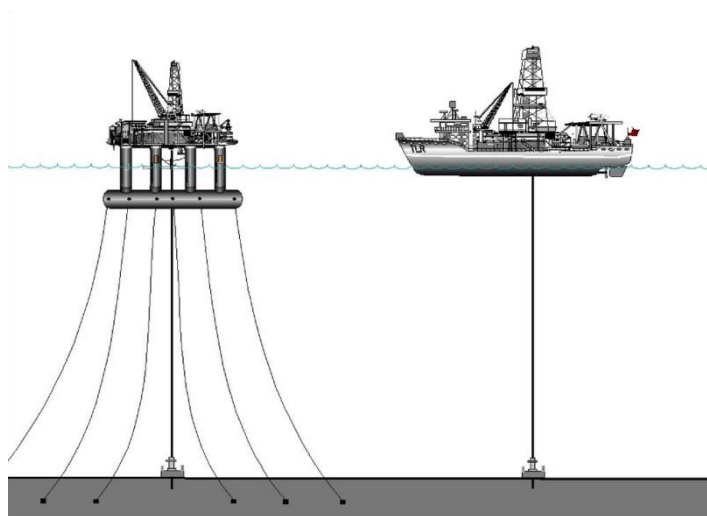


Рисунок 9 – Полупогружная платформа (слева) и глубоководное буровое судно

Эффективность работы ППБУ снижают такие факторы, как: невозможность быстро доставить установки на место проведения работ из-за малой скорости и сложности транспортировки, удалённость от береговых баз. Из-за это и применяют буровые суда для разведочного и поискового бурения (рисунок 10).



Рисунок 10 – Буровое судно с якорной системой стабилизации.

Бурение скважин – это основное назначение буровых судов, поэтому форма корпуса и соотношение основных размеров определяются такими факторами, как остойчивости и обеспечения стоянки с возможно малыми перемещениями. Также форма корпуса должна соответствовать скорости передвижения бурового судна 10 – 14 узлов и более. Характерная особенность для буровых судов – малое отношение ширины к осадке, равное 3 – 4.

После создания в семидесятых годах системы динамического позиционирования миру открылись новые возможности в освоении месторождений за пределами суши. Начался рост количества буровых судов с возможностью бурения на больших глубинах моря.

Примеры буровых судов с динамической системой стабилизации: "Пеликан" (до 350 м глубины моря), "Седко–445" (до 1070 м глубины моря), "Седко – 471" (до 8235 м глубины моря), "Дисковерер Севен Сиз" (до 2440 м глубины моря), "Пелерин" (до 3000 м глубины моря), "ГломарЧеленджер" (до 6000 м глубины моря)

### 2.6.2 Виды судов

В разведочном бурении скважин на море активно применяют однокорпусные и многокорпусные, самоходные и несамоходные суда.

Самоходные буровые суда существуют однокорпусными и двухкорпусными (катамараны). В России большей популярностью пользуются однокорпусные суда. Объясняется это малыми капитальными вложениями на их произ-

водство, так как они изготавливаются на базе готовых проектов рыболовецких судов.

Опыт бурения с этих судов выявил ряд их конструктивных недостатков, основными из которых являются ненадежная система стабилизации на скважине, малые размеры буровой площадки и ограниченное число посадочных мест из-за использования серийных корпусов рыболовецких судов, невозможность проведения комплекса скважинных геотехнических исследований и отбора монолитов вдавливанием из-за использования бурильной колонны геолого-разведочного сортамента диаметром 0,050 – 0,064 м. Единственный вид скважинных исследований, которые можно производить с этих судов, – это прессиометрия.

Более перспективным типом судов для бурения разведочных скважин на море являются двухкорпусные буровые суда. По сравнению с однокорпусными судами такого же водоизмещения они имеют ряд преимуществ: более высокую устойчивость, что позволяет работать в лучших условиях при сильном волнении моря; более удобную для работы по форме и значительно больше полезную площадь палубы, что дает возможность разместить на палубе необходимое количество тяжелого бурового оборудования; малую осадку и высокую маневренность (каждый корпус снабжен ходовым винтом), что способствует использованию их в условиях мелководного шельфа.

Примеры однокорпусных судов:

Валентин Шашин – это первое буровое судно в мире ледового класса, которое может бурить разведочные и поисковые скважины на шельфе арктических морей.



Рисунок 11 – Буровое судно «Валентин Шашин»

Пример судна «катамарана»:

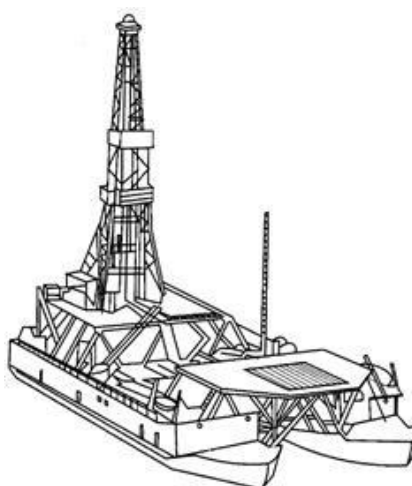


Рисунок 12– Буровое судно "Катамаран"

Американская фирма "Ридинг энд Бэтес" построила буровое судно "Катамаран", состоящее из двух барж, скрепленных девятью балочными фермами. Длина судна 79,25 м, ширина 38,1 м. С него можно бурить скважины глубиной до 6000 м при любой глубине моря.

Из буровых судов-катамаранов значительно меньших геометрических и энергетических параметров следует отметить отечественные катамараны "Геолог-1" и "Геолог Приморья".



Рисунок 13 – Морское геологоразведочное буровое судно-катамаран "Геолог Приморья"



Рисунок 14 – Научно-исследовательское буровое геологическое судно "Геолог-1"

Несамостоятельные плавучие буровые установки создают, используя в качестве основания, не предназначенные для бурения несамостоятельные суда (баржи, плашкоуты, шаланды), деревянные плоты или специально изготовленные для бурения металлические понтоны, катамараны и тримараны.

Из несамостоятельных судов чаще всего используют баржи. Из всего многообразия типов барж не все пригодны для производства буровых работ на море. Наиболее удобна сухогрузная баржа с открывающимися в днище люками, благодаря чему буровой станок можно установить в центре баржи. Перед производством работ баржу загружают балластом для придания ей большей устойчивости.



В России при бурении на шельфе дальневосточных морей широкое применение получили катамараны типа "Амур" и тримараны типа "Приморец", представляющие собой суда маломерного флота с ограничением плавания по волновому состоянию моря до 5 баллов. Первые несамоходные. Вторые могут передвигаться самостоятельно со скоростью до 4 узлов в тихую погоду на небольшие расстояния в пределах разведываемой бухты.

Пример однокорпусной несамоходной плавучей буровой установки:

160 метровая буровая баржа Vipha на озере Малави. Эта топливная баржа была переоборудована для размещения 100-тонной геотехнической буровой установки (способной извлекать осадок  $c > 1$  км ниже поверхности озера) и системы динамического позиционирования для поддержания положения буровой баржи в водах, слишком глубоких для постановки на якорь.



Рисунок 15 – Буровая баржа Vipha

Примеры многокорпусных несамоходных плавучих буровых установок:

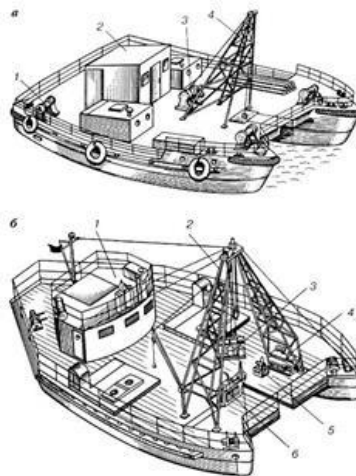


Рисунок 16 – Морское геологоразведочное буровое судно-катамаран "Геолог Приморья"

Таблица 23. Классификация плавучих буровых платформ (судов, катамаранов, барж)

Самоходные		Несамоходные	
однокорпусные	многокорпусные	однокорпусные	многокорпусные
1. Валентин Шашин 2. Виктор Муравленко 3. Stena IceMAX 4. Maersk Viking 5. Deepwater Invictus 6. Гломар Челленджер 7. Discoverer Enterprise 8. Deepwater Millennium 9. Ocean Rig Olympia И большинство других современных буровых судов	1. Катамаран 2. Геолог-1 3. Геолог Приморья	1. Буровые баржи проекта Hercules компании Hercules Offshore Inc. 2. Баржа Viphya 3. Баржа Магистау 4. Баржи Prisa 101, 102 и 103 5. Barge-Master-T700 drill	1. Амур 2. Дальморгеология

### **2.6.3 Специализированное оборудование буровых судов**

В практике бурения скважин на море широко применяются комплексы подводного устьевого оборудования, устанавливаемые на морском дне. Такое расположение позволяет наибольшие смещения плавсредства от центра скважины, а установленное на морском дне оборудование меньше подвержено механическим повреждениям.

Комплекс подводного устьевого оборудования (ПУО) предназначен для следующего:

- направления в скважину бурильного инструмента, обеспечения замкнутой циркуляции бурового раствора, управления скважиной при бурении и др.;
- наземного закрытия бурящейся скважины с целью предупреждения возможного выброса из скважины при аварийных ситуациях или при отсоединении буровой установки в случае больших волнений моря.

Существует несколько конструкций ПУО, обеспечивающих бурение скважин на различных глубинах моря, начиная с 50 до 1800 м и более.

Недостатки размещения ПУО на дне моря – сложность управления, эксплуатации и ремонта.

Многолетний опыт бурения с плавучих буровых средств определил в основном две типовые конструкции скважин с подводным устьем.

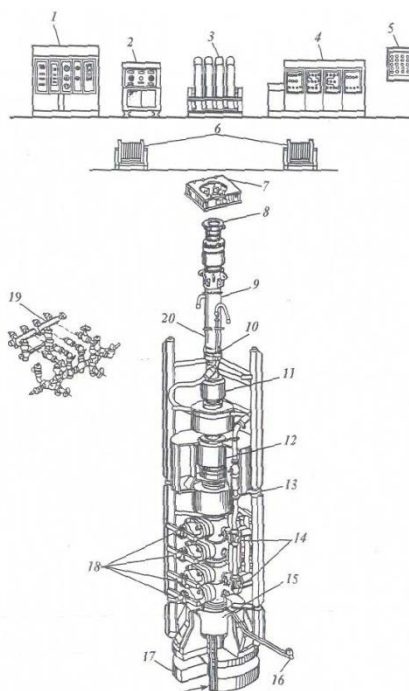


Рисунок 17 – ПУО. Одноблочный подводный устьевой комплекс.

1 – пульт бурильщика; 2-пульт управления штуцерным манифольдом; 3 – аккумуляторная установка; 4 – гидравлическая силовая установка; 5 – дистанционный пульт управления; 6 – шланговые барабаны; 7 – гидравлический спайдер; 8 – верхнее соединения морского стояка; 9 – телескопический компенсатор; 10 – соединение; 11 – угловой компенсатор; 12 – нижний узел морского стояка; 13 – направляющие; 14 – подводные задвижки; 15 – цанговая муфта; 16 – опорная плита; 17 – акустический датчик; 18 – плашечные превенторы; 19 – штуцерный манифольд; 20 – морской стояк.

В практике буровых работ на море с БС применяют одно- или двухблочную конструкцию ПУО.

Некоторые одноблочные конструкции преимущественно используют на больших глубинах вод, в несложных двух- и трехколонных конструкциях скважин и на небольших глубинах бурения.

## Райзер(riser)

Отдельного внимания заслуживает Райзер. Это морская водоотделяющая колонна, труба большого диаметра, которая состоит из нескольких труб диаметром четыреста – пятьсот миллиметров. Самое главное назначение райзера – это соединения морской буровой установки с подводным ПВО или блоком устьевого соединителя, которые находятся на устье скважины.



Рисунок 18 – Райзер

Райзер состоит из секций, центральной трубы, к ней привариваются муфтовые соединения и ниппельные элементы с замковыми устройствами для соединения между собой секций райзера, также имеются уплотнительные элементы для герметизации соединения между секциями. На ниппельном конце секции установлен фланец, который служит опорой при СПО. К центральной трубе крепятся манифольдные линии.

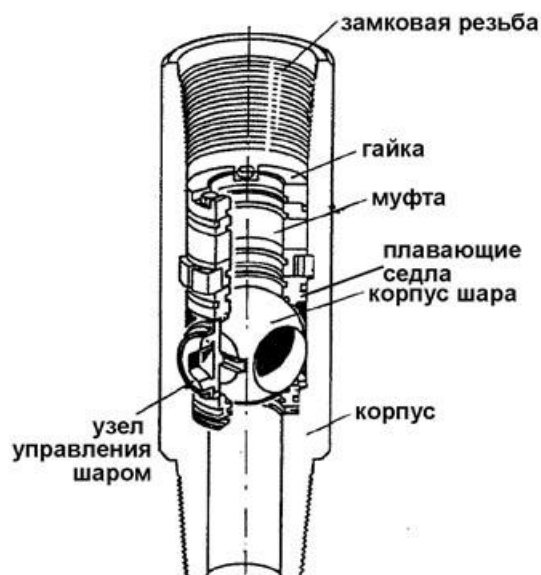


Рисунок 19 – Гибкая шаровая шарнирная муфта

Типы конструкций: цепные, гибкие, жёсткие натяжные.

Компенсатор вертикальных перемещений.

Телескопический компенсатор предназначен для компенсации вертикальных перемещений, бортовой и килевой качки ПБУ. Он состоит из наружной трубы с манифольдными линиями, внутренней трубы, уплотнительного узла, состоящего из рабочего и аварийного уплотнителей и переходника, служащего для соединения внутренней трубы с блоком привентора. Муфто-ниппельные элементы телескопического компенсатора аналогичны элементам секций морского стояка.



Рисунок 20 – Телескопический компенсатор

Система динамического позиционирования.

Система динамического позиционирования – это такая система, которая позволяет автоматически удерживать судно над заданной точкой или придерживаться заданному курсу с высокой точностью.

Система динамического позиционирования включает в себя следующие элементы:

- Систему питания, состоящей из: - энергоустановки; - стабилизатора напряжения и батарей аварийного питания, так называемого UPS (Uninterruptible Power Supply Unit).

- Движительно-подруливающего комплекса (включает в себя систему контроля движками и подрулями).

- Вспомогательных систем (Систем ориентирования), их можно разделить на 3 вида:

1. системы контроля позиции (DGPS, SYSCAN, FANBEAM и др.);

2. система контроля курса (ГИРОКОМПАС);

3. сенсоры (датчики) такие как (WIND SENSOR, VERTICAL MOTION UNIT).

- Элемента контроля самой системой, состоящего из Операционного компьютера, Операционной консоли, и, собственно, самого ДП Оператора

Системы ДП подразделяются на три класса (по степени надежности):

- Класс 1 (DP 1). «Потеря» заданной позиции судном может произойти в случае любой единичной неисправности.

- Класс 2 (DP 2). «Потеря» позиции не происходит в случае единичной неисправности любой подсистемы или компонента (двигателя, сенсора, консоли управления и прочего), включая кабели, трубы и т. д.

- Класс 3 (DP 3). Термин «единичная неисправность» включает, помимо неисправностей, указанных для класса DP-2, полный выход из строя всех компонентов в пределах одного водонепроницаемого или огненепроницаемого отсека из-за пожара или затопления.

## **3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **3.1 Оценка коммерческого потенциала инженерных решений**

#### **3.1.1 Потенциальные потребители проекта**

В связи с истощением большинства крупных мировых месторождений необходимо искать способы повышения КИН пластов. Таким образом, строительство скважин с горизонтальным участком позволяет увеличивать площадь дренирования продуктивного пласта.

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Для данного проекта целевым рынком являются предприятия нефтяной отрасли, а сегментами рынка будут являться буровые и сервисные компании, чья деятельность связана со строительством скважин.

Продукт (результат НИР) – разработка технологических решений, которые обеспечивают наиболее эффективное, безопасное и экономически рентабельное строительство скважины в данных геологических условиях.

#### **3.1.2 SWOT-анализ**

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского объекта, его применяют для исследований внешней и внутренней среды проекта. SWOT-анализ проводится в три этапа.

Результаты итоговой матрицы SWOT-анализа представлены на рисунке Ж.1. в приложении Ж.

### **3.2 Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины**

#### **3.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины**

Календарная продолжительность цикла строительства скважин определяется по проектным нормам времени по формуле (8):



$$T_{\text{пц}} = T_{\text{п/вм}} + T_{\text{п/пр}} + T_{\text{п/бк}} + T_{\text{п/оп}}, \text{ где} \quad (8)$$

- $T_{\text{п/вм}}$  – проектная продолжительность строительства вышки и вышепечных сооружений, монтажа, демонтажа оборудования и разборки вышепечных сооружений, ч;
- $T_{\text{п/пр}}$  – проектная продолжительность подготовительных работ к бурению, ч;
- $T_{\text{п/бк}}$  – проектная продолжительность бурения и крепления скважины, ч;
- $T_{\text{п/оп}}$  – проектная продолжительность испытания, ч;

Началом цикла строительства скважин считается момент открытия наряда на производство работ по сооружению буровой, а окончанием – момент окончания всех работ по испытанию на промышленный приток нефти и/или газа, предусмотренный техническим проектом.

Календарную продолжительность отдельных этапов цикла определяют по нормам времени, принятым по соответствующим нормативным документам. К важнейшим из них относятся:

- единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения (ЕНВ);
- единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые;
- единые нормы времени на опробование (испытание) разведочных и эксплуатационных скважин;
- нормы продолжительности испытания пластов в процессе бурения испытателем пластов на бурильных трубах и на кабеле, а также отбора проб и испытания скважин в колонне с применением испытателей пластов на НКТ.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчете затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической частей проекта;
- нормы времени на проходку одного метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования производимых операций.

Расчет времени, затраченного на вышкомонтажные работы, осуществляется исходя из того, что при строительстве скважины будет применяться буровая установка БУ 4000 250ЭК БМ.

Основным документом для расчета нормативного времени, затрачиваемого на вышкомонтажные работы, является «Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения скважин. Часть 3». Суммарное время, затрачиваемое на вышкомонтажные работы, составляет 1368 часов или 57 суток.

Нормативное время на подготовительные работы, которое зависит от глубины бурения скважины, составляет 104 часов или 4,33 суток.

Основным документом, регламентирующим нормативное время для сооружения скважины, является «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые» [1].

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров.

При расчете нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам.

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

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуа-

тационных скважин» [2]. Суммарное время на работы по испытанию скважины составляет 255 часов или 10,63 суток.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины представлена в таблице Ж.1 в приложении Ж.

### **3.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения**

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены следующие скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле (9):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_6} = \frac{3729}{220,77} = 16,89 \text{ м/ч} \quad (9)$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (10):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_6 + t_{\text{СПО}}} = \frac{3729}{239,19} = 15,59 \text{ м/ч} \quad (10)$$

Коммерческая скорость бурения определяется по формуле (11):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H \times 720}{t_{\text{к}}} = \frac{3729 \times 720}{554} = 4846,35 \frac{\text{м}}{\text{ст. мес}} \quad (11)$$

Средняя проходка на долото определяется по формуле (12):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{T} = \frac{3729}{4} = 932,25 \text{ м} \quad (12)$$

### **3.2.3 Линейный календарный график выполнения работ**

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать выходных дней. Доставка вахт на месторождение осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт. Состав бригады представлен в таблице 23.

Таблица 24 – Состав буровой бригады

Наименование	Разряд	Количество
Буровой мастер	-	1
Помощник бурового мастера	-	3
Бурильщик	6	4
Бурильщик	5	4
Помощник бурильщика	5	4
Помощник бурильщика	4	4
Электромонтер	5	4
Слесарь	5	2
Лаборант	-	2

Согласно нормативной карты вышкомонтажные работы составляют 1327 часов или 55,3 суток. Календарное время бурения составляет

554 часов или 23 суток. Время, приходящееся на испытание скважины на продуктивность, составляет 255 часов или 10,63 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины представлен на рисунке 21.

Вид работ	Продолжительность		Месяцы			
	часов	суток	1	2	3	4
Вышкомонтажные работы	1368	57				
Бурение скважины	568	23,6				
Испытание скважины	255	10,6				

Рисунок 21. Линейный график проведения работ по строительству скважины

### 3.3 Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины

Для обоснования стоимости строительства скважин составляют сметно-финансовые расчеты по видам работ и сводный сметный расчет стоимости строительства скважины.

Смета на строительство скважин определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающим предприятиями и финансирования буровых работ.

Расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), определяемых для эксплуатационных скважин с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [3], состоящего из трех частей:

- I часть – подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин;
- II часть – строительные и монтажные работы;
- III часть – бурение и испытание на продуктивность скважин.

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

К затратам, зависящим от времени, относятся такие затраты, как: оплата труда буровой бригады; содержание бурового оборудования; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации; химические реагенты и др.

К затратам, зависящим от объема бурения (как правило, на 1 м проходки): расход долот; износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены в таблице 25.

Стоимость промыслово-геофизических работ определяется из средних рыночных цен на данные услуги; в частном случае из договора на оказание данных услуг субподрядной организацией.

Затраты, описанные в главах 7-11, рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав с определенной зависимостью.

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82 [3], используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый КЦ/2018-12ти [4]. Для Томской области на декабрь 2019 года индекс составляет 235,35.

Сводный сметный расчет на строительство скважины представлен в таблице 25.

Сметная себестоимость строительства скважины (на метр проходки) определяется как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле (6):

$$c_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{H} = \frac{348\,646\,855 - 18\,236\,330}{3729} = 88605 \text{ руб/м} \quad (6)$$

### 3.4 Расчёт эффективности мероприятия по внедрению новой технологии

В качестве новой внедряемой технологии рассмотрено строительство эксплуатационной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной.

Ключевыми особенностями данной технологии являются: использование одного долота для бурения интервала, существенное сокращение времени на СПО и крепление участков ствола.

Проведем сравнение запроектированной технологии бурения интервала с комбинированной эксплуатационной колонной с наиболее распространенным способом бурения с хвостовиком.

Расчет эффективности внедрения новой технологии бурения представлен в таблице 24.

Таблица 25 – Расчет эффективности внедрения технологии бурения эксплуатационной колонны

№ п/п	Показатель	Бурение с хвостовиком	Бурение с комбинированной ЭК
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	ГЗД/РУС	

Продолжение таблицы 25

3	Глубина сооружаемого интервала, м	2892	
4	Интервал по стволу, м	1046–3749	
Расчет			
5	Длина сооружаемого интервала, м	2703	
6	Количество долблений	0,66	$2887/3200 = 0,9$
7	Время бурение интервала, ч	168,32	$0,08*2887 = 230,96$
8	Время бурения с учетом СПО, ч	122,78	$114,5+53,82+8,28$
9	Время крепления интервала, ч	182,24	176,6
10	Экономия времени, ч	5,64	
11	Стоимость работы эксплуатации буровой установки, руб./ч	45 825	
12	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб.	7 419 120	7 244 933
13	Эксплуатационные затраты на крепление, руб.	3 719 877	4 345 127
14	Экономия эксплуатационных затрат, руб.	452763	
15	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб.	156,2	
16	Интегральный финансовый показатель	$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{11\,590\,060}{11\,138\,997} = 0,96$	

Вывод: Проанализировав полученные данные можно сделать следующие выводы: экономия времени составляет 5,64 часов, экономия себестоимости проходки составляет 168,12 рублей. Таким образом, внедрение новой технологии не является экономически обоснованным в данном случае.

## **4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

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

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на нефтегазоконденсатном месторождении. При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины.

В данном разделе рассматриваются вопросы соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности и гигиене труда, к промышленной безопасности, охране окружающей среды и ресурсосбережению. Помимо этого, в данном разделе отражены проектные решения, исключающие несчастные случаи в производстве, и снижающие вредное воздействие на окружающую среду.

### **4.2 Производственная безопасность**

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении наклонно-направленной эксплуатационной скважины глубиной 2870 м. Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 26.



Таблица 26 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины.

Наименование видов работы	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация)		Нормативные документы
	вредные	опасные	
1	2	3	4
Полевые работы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• транспортировка бурильных труб;</li> <li>• проведение СПО;</li> <li>• цементаж колонны;</li> <li>• перемещение буровой установки;</li> <li>• испытание колонны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• отклонение показателей климата на открытом воздухе;</li> <li>• превышение уровней шума и вибрации;</li> <li>• недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>• отсутствие или недостаток естественного света.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• электрический ток и повышенное значение напряжения в электрической цепи;</li> <li>• пожаро-взрывоопасность;</li> </ul>	ГОСТ 12.0.001-82; [4] ГОСТ 12.0.002-2014; [5] ГОСТ ИСО 14698-1-2005; [6] ГОСТ 12.0.002; [7] ГОСТ 12.1.003–83 [10] ГОСТ 12.1.007–76 [11] ГОСТ 12.1.012-2004 [12] ГОСТ 12.4.125-83 [13] ГОСТ 12.2.003-91 [14] СП 52.13330.2011 [15] СНиП 2.04.05-91 [16] МР 2.2.7.2129-06 [17] ГОСТ Р 12.4.213-99 [18] ГОСТ 12.1.029-80 [19]

### 4.3 Анализ вредных производственных факторов

#### 4.3.1 Отклонение показателей микроклимата

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются [4].

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 27.

Таблица 27–Климатические нормативы

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха 0С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

#### 4.3.2 Превышение уровня шума

Источниками повышенного шума на буровой, являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор. При бурении ротором, шум составляет до 115дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ [9].

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

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

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

### 4.3.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

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

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

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 28.

Таблица 28–Нормы освещенности

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

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

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

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

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 (таблица А.1) при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц [9].

Предельно допустимые уровни напряжения и тока представлен в приложении А.

#### **4.4 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных факторов на исследователя (работающего)**

##### **4.4.1 Электробезопасность**

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ. Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ [1].

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

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

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность.

#### **4.4.2 Пожаровзрывобезопасность**

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

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- 2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- 3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- 4) Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки. Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-III[8].

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 [6].

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер, и номер телефона ближайшей пожарной части. [6].

#### **4.5 Охрана окружающей среды**

Мероприятия по защите селитебной зоны

При проведении строительно-монтажных работ с целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого посёлка;

- на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

#### Мероприятия по защите атмосферы

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

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

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

#### Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

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

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения.

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использова-

ние для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров.

Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды.

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод [3].

#### **4.6 Защита в чрезвычайных ситуациях**

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

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

Наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [8]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасностью для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

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

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [8]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об

этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [9].

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

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

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы. Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса РФ. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации. Режим труда и отдыха на проектируемом объекте регламентируется Трудовым Кодексом РФ. Работа в ночное время регулируется статьей 96 Трудового Кодекса 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 Трудового Кодекса РФ. Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе в соответствии со статьей 109 Трудового Кодекса РФ, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, указанные в законе РФ от 28.12.2013 № 426 «О специальной оценке условий труда», обеспечиваются льготами и компенсациями.



Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

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

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

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

Организация рабочего места включает в себя:

- 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 4м;
- 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;

## **Заключение**

Выпускная квалификационная работа состоит из четырех частей: геологической, технологической, раздела «Социальная ответственность» и Финансовый менеджмент».

В геологической части представлены географо-экономическая характеристика района работ, условия бурения, газонефтеводоносность, возможные осложнения и исследовательские работы.

В технологической части произведены обоснование и расчет для профиля скважины, конструкции, способа бурения, породоразрушающего инструмента, гидравлической программы промывки, выбора буровой установки, элементов компоновки бурильной колонны, режимов бурения, очистного агента и применяемого оборудования, процессов заканчивания, цементирования и освоения скважины. Разработаны мероприятия по предупреждению осложнений и аварий в процессе строительства скважины.

В данной работе приведены результаты исследований по разработке рецептуры раствора хлористых солей для обработки эластомера винтового забойного двигателя с целью повышения его ресурса

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

В разделе «Финансовый менеджмент» отражена организационная структура организации, специализирующейся на бурении, составлена нормативная карта строительства, произведен расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.

## 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. – 92с.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152с.
3. С.Л. Юртаев, И.С. Юртаев, Ю.А. Петухов. Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения. ТюмГНУ. Тюмень, 2012. – 109с.
4. В.И. Рязанов. Методические указания по проектированию и выполнению чертежа компоновки бурильной колонны. Томский политехнический университет. Томск, 2012. – 24с.
5. Baker Hughes INTEQ: Drilling Engineering Workbook // Baker Hughes INTEQ – Houston, 2006.
6. Балденко Д.Ф. Винтовые гидравлические машины. Том 2. Винтовые забойные двигатели / Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых. – М.: ООО "ИРЦ Газпром", 2007. – 470 с.
7. Фуфачев О.И. Исследование и разработка новых конструкций рабочих органов винтовых забойных двигателей для повышения их энергетических и эксплуатационных характеристик: автореф. дис. ... кандидата технических наук: 05.02.13 / Фуфачев Олег Игоревич. – Москва, 2011. – 138 с.
8. Голдобин Д.А., Коротаев Ю.А. Особенности конструкции и технологии изготовления статоров винтовых забойных двигателей ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент», армированных стальной тонкостенной винтовой оболочкой // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2010. – № 11. – С. 2 – 4

9. Фуфачев О.И., Голдобин Д.А. Новые конструкции статоров винтовых забойных двигателей производства ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» // Бурение и нефть. – 2010. – №6. – С.50–55. Анашкина А. Е. Системы верхних приводов буровых установок / А. Е. Анашкина, И. А. Осипенко. – Тюмень: ТГНУ, 2012. – 24 с.
10. Резиновые смеси по ТУ 2512-046-00152081-2003 [Электронный ресурс]// Режим доступа: <http://meda-group.ru/catalog/15/74> (дата обращения: 26.05.2019).
11. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm) (дата обращения: 26.05.2019).
12. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. - 183с.
13. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс]: <http://www.opengost.ru/iso/75gostiso/75020gostiso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html> (дата обращения: 26.05.2019).
14. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 26.05.2019).
15. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.
16. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года.
17. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
18. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

19. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
20. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.
21. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
22. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.
23. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.
24. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
25. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
26. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.
27. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
28. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
29. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
30. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).
31. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».
32. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

33. Постановление Правительства РФ от 21.03.2017 N 316 «О внесении изменения в пункт 218 Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

34. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

35. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих.

36. Постановление Правительства РФ от 10.06.2018 г. N 800 «Правила проведения рекультивации и консервации земель».

37. ВРД 39-1.13-057-2002 Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.

38. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

39. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

40. ГОСТ 12.2.033-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

41. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

42. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).

43. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».

44. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения

## Приложение А

### Геологическая характеристика скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент каверзости в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град	азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7
0	40	Четвертичные отложения	Q	0		1,3
40	90	Четвертичн. отлож.	Q	0		1,3
90	190	Тургасская	P3tr	0		1,3
190	290	Новомихайловская	P3nm	0		1,3
290	365	Атымская	P3at	0		1,3
365	545	Тавдинская	P2tv	0		1,2
545	615	Люлинворская	Pg2 ll	0		1,3
615	740	Талицкая	Pg1 tl	0		1,5
740	895	Ганькинская	K2 gn	0		1,5
895	919	Березовская	K2 br	0		1,6
919	1617	Кузнецовская	K2 kz	0		1,3
1617	1675	Покурская	K1-2 pk	0		1,3
1675	2097	Алымская	K1 al	0		1,3
2097	2212	Вартовская	K1 vr	0		1,3
2212	2488	Тарская	K1 tr	0		1,1
2488	2496	Куломзинская	K1 klm	0		1,1
2496	2561	Баженовская	J3 bg	0 – 2		1,2
2561	2888	Васюганская	J3 vs	-		1,1
2888	2950	Тюменская	J2tm	-		1,1

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

Индекс стратиграфического	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	40	пески суглинки глины супеси	40 40 10 10	Пески серые, светло-серые; суглинки и супеси буровато-серые; глины бурые с прослойками лигнита и почвенно-растительным слоем.
P <sub>3</sub> tr	40	90	пески глины	80 20	Пески серые разнозернитстые глинистые с прослойками глин.
P <sub>3</sub> nm	90	190	пески глины	80 20	Глины серые, коричневатые-серые очень плотные, слюдистые, с включениями и прослойками лигнита. Песок мелко- тонкозернистый, слюдистый, глинистый, с включениями растительной сечки, прослойками глин.
P <sub>3</sub> at	190	290	пески	100	Песок светло-серый, в верхней части разреза тонкозернистый слюдистый, в нижней- разнозернистый хорошо промытый.
P <sub>2</sub> tv	290	365	глины алевролиты пески	75 15 15	Глины зеленовато-серые с линзами алевритового материала, включениями сидерита
Pg <sub>2</sub> ll	365	545	глины пески алевролиты	90 5 5	Люлинворская свита сложена преимущественно глинами зеленовато-серыми, желто-зелеными, жирными на ощупь, с прослойками и линзами алевритов и песков.
Pg <sub>1</sub> tl	545	615	глины алевролиты пески	90 5 5	Талицкая свита сложена глинами темно-серыми до черных, плотными, участками вязкими, жирными на ощупь, с пропластками и присыпками алевритов и песков.
K <sub>2</sub> gn	615	740	глины мергели пески алевролиты	80 10 5 5	Ганькинская свита сложена глинами серыми, темно-серыми, с тонкими прослойками песков и алевритов. В верхней части присутствуют мергели серые, зеленовато-серые.



Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K <sub>2</sub> br	740	895	глины алевролиты пески	90 5 5	Березовская свита в основном сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, комковатыми с тонкими прослоями алевролитов и песков.
K <sub>2</sub> kz	895	919	глины	100	Кузнецовская свита сложена глинами темно-серыми, тонкополосчатыми, листоватыми, с остатками морской фауны.
K <sub>1-2</sub> pk	919	1617	алевролиты глины песчаники	40 30 30	Покурская свита сложена неравномерным чередованием глин, алевролитов и песчаников. Песчаники светло-серые, глинистые, алевролиты серые, мелкозернистые, песчаные. Глины серые, комковатые.
K <sub>1</sub> al	1617	1675	песчаники аргиллиты глины алевролиты	30 30 20 20	Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов. В нижней части глины.
K <sub>1</sub> vr	1675	2097	алевролиты аргиллиты песчаники	50 25 25	Свита складывается преимущественно песчано-глинистыми отложениями. Породы представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов. Пласты свиты часто не выдержаны в разрезе, часто глинизируются.
K <sub>1</sub> tr	2097	2212	песчаники аргиллиты алевролиты	70 15 15	Отложения тарской свиты представлены преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаные пласты выдержаны и толщина их различная, достигает 32 м.
K <sub>1</sub> klm	2212	2488	аргиллиты песчаники алевролиты	60 30 10	Отложения куломзинской свиты представлены глубоководно-морскими, преимущественно глинистыми отложениями - аргиллитами серыми, плотными с частыми прослоями крепкоцементированных песчаников и светло-серых алевролитов.
J <sub>3</sub> bg	2488	2496	аргиллиты	100	Отложения баженовской свиты представлены темно-серыми, почти черными битуминозными аргиллитами.
J <sub>3</sub> vs	2496	2561	песчаники глины алевролиты аргиллиты угли	50 20 20 5 5	Представлена преимущественно песчаником с подчиненными прослоями алевролитов, местами с редкими прослоями угля. Нижняя часть свиты более глинистая.

Конец таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
J <sub>2</sub> tm	2561	2888	песчаники аргиллиты алевролиты угли	50 25 20 5	Сложена неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников, углестых аргиллитов и углей. Разрез свиты отличается высокой угленасыщенностью, толщина их колеблется от менее метра до 3,5м. Верхняя часть свиты более песчаная, нижняя более глинистая.
PZ	2888	2950	туфобрекчии туфопесчаники аргиллиты серпентинит глины	40 30 10 10 10	Сложена туфобрекчиями и туфопесчаниками буровато-серого цвета. На поверхности фундамента отмечается кора выветривания, сложенная сидеритизированной дресвой, в основном аргиллитового состава

Таблица А.3 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс страти- графиче- ского подразде- ления	Интервал, м		Градиент давления								Тем- пера- тура в конце
	от (верх)	до (низ)	пластового		порового		гидроразрыва пород		горного		
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	1	2	0,000	0,100	0,000	0,100	0,000	0,200	0,000	0,230	2
P3tr	0	40	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	5
P3nm	40	90	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	7
P3at	90	190	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	10
P2tv	190	290	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	12
Pg2 ll	290	365	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	24
Pg1 tl	365	545	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	26
K2 gn	545	615	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	31
K2 br	615	740	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	35
K2 kz	740	895	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	40
K1-2 pk	895	919	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	66
K1 al	919	1617	0,100	0,100	0,100	0,100	0,180	0,180	0,230	0,230	68
K1 vr	1617	1675	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,230	0,230	84
K1 tr	1675	2097	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,230	0,230	88
K1 klm	2097	2212	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,240	0,240	97
J3 bg	2212	2488	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,240	0,240	98
J3 vs	2488	2496	0,101	0,101	0,101	0,101	0,170	0,170	0,240	0,240	101
J2tm	2496	2561	0,101	0,101	0,101	0,101	0,170	0,170	0,240	0,240	110
PZ	2561	2888	0,102	0,102	0,102	0,102	0,165	0,165	0,240	0,240	112

Таблица А.4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, процент	Проницаемость, мДарси	Глинистость, процент	Карбонатность, процент	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы промышленной классификации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	40	пески	2	10	-	40	0	-	1	-	мягкая
			суглинки	2,2	10	0	65	0	10	5	4	мягкая
			глины	2,1	30	2500	10	0	-	1	10	мягкая
			супеси	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P <sub>3</sub> tr	40	90	пески	2,1	30	2000	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P <sub>3</sub> nm	90	190	пески	2,1	30	1500	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P <sub>3</sub> at	190	290	пески	2,1	30	2500	20	0	-	5	10	мягкая мягкая
P <sub>2</sub> tv	290	365	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			алевролиты	2	15	5	50	2	10	5	6	мягкая
			пески	2,4	25	1500	50	0	-	5	10	мягкая
Pg <sub>2</sub> ll	365	545	алевролиты	2,2	15	5	50	0	10	2	6	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	2	10	5	4	мягкая
			пески	2,1	30	2500	5	0	-	1	10	мягкая
Pg <sub>1</sub> tl	545	615	Глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			пески	2,2	30	1500	10	0	-	5	10	мягкая
			алевриты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая
K <sub>2</sub> gn	615	740	мергели	2,2	15	5	20	5	10	3	6	мягкая
			пески	2,2	30	1500	10	0	-	5	10	мягкая
			алевриты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	7	10	4	4	мягкая

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K <sub>2</sub> br	740	895	глины	2,4	20	0	100	6	10	4	4	мягкая
			алевриты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая
			пески	2,2	30	1500	10	0	-	5	10	мягкая
K <sub>2</sub> kz	895	919	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	0,4	мягкая
K <sub>1-2</sub> pk	919	1617	алевролиты	2,2	25	250	20	3	20	5	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	3	15	5	4	мягкая
			песчаники	2,3	20	7	20	3	20	2,5	10	мягкая
K <sub>1</sub> al	1617	1675	песчаники	2,3	10	0	100	2	30	1	6	средняя
			аргиллиты	2,3	15	3	20	3	20	2,5	10	средняя
			глины	2,3	5	0	90	8	50	2,5	4	средняя
			алевролиты	2,2	15	15	15	3	40	2,5	10	средняя
K <sub>1</sub> vr	1675	2097	алевролиты	2,3	5	0	90	8	50	2,5	4	средняя
			аргиллиты	2,3	10	6	17	6	50	3	4	средняя
			песчаники	2,0	23	13	15	3	50	2,5	10	средняя
K <sub>1</sub> tr	2097	2212	песчаники	2,0	25	15	10	5	50	3,5	10	средняя
			аргиллиты	2,3	10	5	20	1	65	1	6	средняя
			алевролиты	2,4	5	0	95	7	100	3	4	средняя
K <sub>1</sub> klm	2212	2488	аргиллиты	2,4	20	19	20	10	60	3	4	средняя
			песчаники	2,3	7	5	30	5	20	3,5	5	средняя
			алевролиты	2,2	5	0	95	5	25	3,5	10	средняя
J <sub>3</sub> bg	2488	2496	аргиллиты	2,4	5	1	100	8	100	3	6	средняя
J <sub>3</sub> vs	2496	2561	песчаники	2,4	14	60	20	45	60	2,5	10	средняя
			глины	2,4	5	0	100	5	90	3	4	средняя
			алевролиты	2,4	10	1	95	30	120	2,5	6	средняя
			аргиллиты	2,4	5	0	40	15	90	3	4	средняя
			угли	1,2	0	0	0	0	40	4	5	мягкая

Конец таблицы А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
J <sub>2</sub> tm	2561	2888	песчаники	2,4	15	20	10	60	80	2,5	4	средняя средняя мягкая
			аргиллиты	2,4	5	0	95	10	120	2,5	6	
			алевролиты	2,4	10	1	30	40	95	2,5	6	
			угли	1,2	0	0	0	0	40	4	5	
PZ	2888	2950	туфобрек- чии	2,4	5	0	100	5	140	3	4	твёрдые
			туфопесча- ники	2,58	2,09	-	-	-	250	-	-	твёрдые
			аргиллиты	2,5	0	0	95	10	150	2,5	6	твёрдые
			серпентинит	2,6	7,53	-	-	-	250	-	-	твёрдые
			глины	2,69	3,5	-	-	80	200	7	10	твёрдые

## Приложение Б

Исходная информация по нефтяному месторождению Тюменской области

Таблица Б.1 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>		Подвижность, дарси на сантипуаз		Содержание серы, процент по весу	Содержание парафина, процент по весу	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации	в пластовых условиях	после дегазации				газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	содержание сероводорода, процент по объему	содержание углекислого газа, процент по объему	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости 1/МПа 10 <sup>-4</sup>	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
К1-2 рк (ПК17)	1535	1545	поровый	0,735	849,000	>0,17	-	0,45	1,25	0-7	101,0	-	0,23	1,010	-	15,0
К1 al (A2)	1675	1685	поровый	0,783	0,852	>0,1	-	0,56	1,07	0-7	61,0	-	0,23	1,010	-	10,3
К1 vr (A4 <sup>1</sup> )	1723	1733	поровый	0,783	0,852	>0,17	-	0,56	1,07	0-10	61,0	-	0,23	1,010	-	10,3
К1 vr (A5 <sup>2</sup> )	1799	1804	поровый	0,782	0,842	>0,1	-	0,47	1,27	0-10	41,7	-	0,23	1,010	-	6,5
К1 vr (A5 <sup>3</sup> )	1814	1820	поровый	0,782	0,842	>0,1	-	0,5	1,35	0-10	41,7	-	0,23	1,010	-	6,5
К1 vr (A6)	1857	1867	поровый	0,742	0,828	>0,1	-	0,34	1,92	0-10	59,9	-	0,23	1,010	-	7,1
К1 vr (A8-9)	1892	1902	поровый	0,742	0,828	>0,17	-	0,34	1,92	0-10	59,9	-	0,23	1,010	-	7,1
К1 vr (B0)	1975	1985	поровый	0,746	0,835	>0,2	-	0,35	2,22	0-10	60,9	-	0,14	0,913	-	8,5
К1 vr (B2)	2040	2050	поровый	0,760	0,830	>0,1	-	0,36	1,73	0-10	49,7	-	0,14	0,913	-	7,8
К1 vr (B3)	2064	2074	поровый	0,760	0,830	>0,1	-	0,36	1,73	0-10	49,7	-	0,14	0,913	-	7,8

Продолжение таблицы Б.1

K1 tr (Б4)	2097	2107	поровый	0,760	0,830	>0,1	-	0,36	1,73	0-10	49,7	-	0,14	0,913	-	7,8
K <sub>1</sub> klm (Б <sub>8</sub> )	2212	2222	поровый	0,760	0,830	>0,1	-	0,36	1,73	0-10	49,7	-	0,14	0,913	-	7,8
K1 klm	2422	2432	поровый	0,744	0,846	>0,1	-	0,37	1,71	0-10	60,9	-	0,14	0,913	-	9,4
J3 vs (Ю1 <sup>1-2</sup> )	2496	2506	поровый	0,742	0,847	>0,1	-	0,29	1,47	3-45	60,9	-	0,14	0,913	-	9,5
PZ	2888	2895	трещин- но-	0,728	0,840	>0,1 7	-	0,59	17,50	3-45	43,3	-	0,14	0,913	-	5,8
Примечание - В связи с отсутствием данных по PZ, характеристики нефти приняты по Советскому месторождению																



Таблица Б.2 – Водоносность

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		Тип коллек- тора	Плот- ность, г/см <sup>3</sup>	Сво- бод- ный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Фазо- вая прони- цае- мость, мДарси	Химический состав воды в мг/литр.						Степень минера- лизации М, г/л	Тип воды по Супину:	Относится к источни- ку питье- вого водо- снабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup> +M e	Mg <sup>++</sup>	Ca <sup>++</sup>		ХЛК - хлор- кальциевый	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Pg3-Pg3	40	365	поровый	1	-	2500	-	-	-	-	-	5		ГКН	да
K.1-2 pk	919	1500	поровый	1,003- 1,007	до500	7-250	5000	0	0	3800	100	1100	7-10	ХЛК	нет
K <sub>1</sub> tr	2120	2210	поровый	1,007- 1,018	70-350	15-19	1496 4	6,5	101	7088	40	2281	12-27	ХЛК	нет
K <sub>1</sub> klm	2230	2415	поровый	1,007- 1,018	70-350	15-19	1496 4	6,5	101	7088	40	2281	12-28	ХЛК	нет
J <sub>3</sub> vs-J <sub>2</sub> tm	2520	2800	поровый	1,024- 1,030	2-17	0-21	2276	-	275	12067	165	2164	19-30	ХЛК	нет
PZ	2900	2950	трещинно- каверно- вый	1,030	10-80	0-10	2276	-	275	12067	165	2164	32-39	ХЛК	нет

## Приложение В

### Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – Поглощение бурового раствора

Индекс страти графического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/ см -м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q – P <sub>3</sub> nk	0	90	1	10	нет	0,150	0,200	Увеличение проектной плотности промывочной жидкости против проектной, репрессии на пласт более 20% гидростатического давления
K <sub>1-2</sub> pk	1617	1675	1	30	нет	0,130	0,180	
K <sub>1</sub> al	1675	2488	1	30	нет	0,120	0,170	
J <sub>3</sub> vs – J <sub>2</sub> tm	2496	2888	1	30	нет	0,120	0,170	
PZ	2888	2950	0–40 >40 без выхода циркуляции	30	нет	0,115	0,165	Увеличение проектной плотности промывочной жидкости. Трещиноватость пород. Динамические поглощения бурового раствора и проявление пластового флюида. НГВП

Таблица В.2 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см <sup>3</sup>	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q – Pg <sub>2</sub> II	0	545	глинистый	<1,16	V>10 см <sup>3</sup> за 30 мин	3,0	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости,
K <sub>2</sub> gn	615	740	глинистый	<1,13	V>10 см <sup>3</sup> за 30 мин	2,5	
K <sub>1</sub> al	1617	1675	глинистый	<1,10 – в интервале ствола под э/колонну	V>10 см <sup>3</sup> за 30 мин	2,5	
K <sub>1</sub> vr+tr	1675	2212	глинистый		V>10 см <sup>3</sup> за 30 мин	2,0	
J <sub>3</sub> vs + J <sub>1-2</sub> tm	2496	2888	глинистый		V>10 см <sup>3</sup> за 30 мин	2,0	
PZ	2888	2950	глинистый		V>10 см <sup>3</sup> за 30 мин	2,0	

Таблица В.3 – Нефтегазоводопроявления

Индекс Стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см <sup>3</sup>		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Pg <sub>3</sub> -Pg <sub>3</sub> cg	40	365	вода	-	1,00	1,00	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокие скорости подъема бур. инструмента. Возникновение депрессии на нефтегазонасыщенные отложения.	Перелив раствора на устье, появление газа в буровом растворе, увеличение объема раствора в приемных емкостях, появление пленок нефти в буровом растворе
K <sub>1-2</sub> pk	919	1500	вода	-	1,005	1,005		
K <sub>1-2</sub> pk (ПК <sub>17</sub> )	1535	1545	нефть	-	0,735	0,735		
K <sub>1</sub> al (A <sub>2</sub> )	1675	1685	нефть	-	0,783	0,783		
K <sub>1</sub> vr (A <sub>4</sub> 1)	1723	1733	нефть	-	0,783	0,783		
K <sub>1</sub> vr (A <sub>5</sub> 2)	1799	1804	нефть	-	0,782	0,782		
K <sub>1</sub> vr (A <sub>5</sub> 3)	1814	1820	нефть	-	0,782	0,782		
K <sub>1</sub> vr (A <sub>6</sub> )	1857	1867	нефть	-	0,742	0,742		
K <sub>1</sub> vr (A <sub>8-9</sub> )	1892	1902	нефть	-	0,742	0,742		
K <sub>1</sub> vr (Б <sub>0</sub> )	1975	1985	нефть	-	0,746	0,746		
K <sub>1</sub> vr (Б <sub>2</sub> )	2040	2050	нефть	-	0,76	0,76		
K <sub>1</sub> vr (Б <sub>3</sub> )	2064	2074	нефть	-	0,76	0,76		
K <sub>1</sub> tr (Б <sub>4</sub> )	2097	2107	нефть	-	0,76	0,76		
K <sub>1</sub> tr	2120	2210	вода	-	1,01	1,01		
K <sub>1</sub> klm (Б <sub>8</sub> )	2212	2222	нефть	-	0,76	0,76		
K <sub>1</sub> klm	2230	2415	вода	-	1,01	1,01		
K <sub>1</sub> klm (Б <sub>16-20</sub> )	2422	2432	нефть	-	0,744	0,744		
J <sub>3</sub> vs (Ю <sub>1</sub> <sup>3+</sup> )	2496	2506	нефть	-	0,742	0,742		
J <sub>3</sub> vs - J <sub>2</sub> tm	2520	2800	вода	-	1,02	1,02		
PZ	2888	2895	нефть	-	0,728	0,728		
PZ	2900	2950	вода	-	1,03	1,03		

Таблица В.4 – Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и пр.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или про-	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, Г/см <sup>3</sup>	водоотдача, см <sup>3</sup> 30 мин	смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q-Pg <sub>2</sub> II	0	545	от обвала неустойчивых пород и заклинки бурового инструмента	глинистый	<1,16	>10	-	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы
Pg <sub>1</sub> tl-J <sub>3</sub> bg	545	2496	от заклинки и сальникообразования.	глинистый	<1,15	>10	-	да	Несоблюдение режимов промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы и отсутствие проработки ствола в интервалах его сужения. Оставление бурового инструмента без движения в проницаемых пластах более
PZ	2888	2950	от перепада давления	глинистый	>1,11	>10	-	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектируемой.

Таблица В.5 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения; желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифообразование и пр.	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Pg <sub>2-3</sub> cg + K <sub>2</sub> sl	290	895	Кавернообразование	За счет потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K <sub>2</sub> kz	895	919	Кавернообразование	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K <sub>1</sub> al+kls	1617	2097	Незначительное кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
J <sub>2-3</sub> vs	2496	2561	Кавернообразование	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора

## Приложение Г

### Данные по конструкции и профилю проектируемой скважины

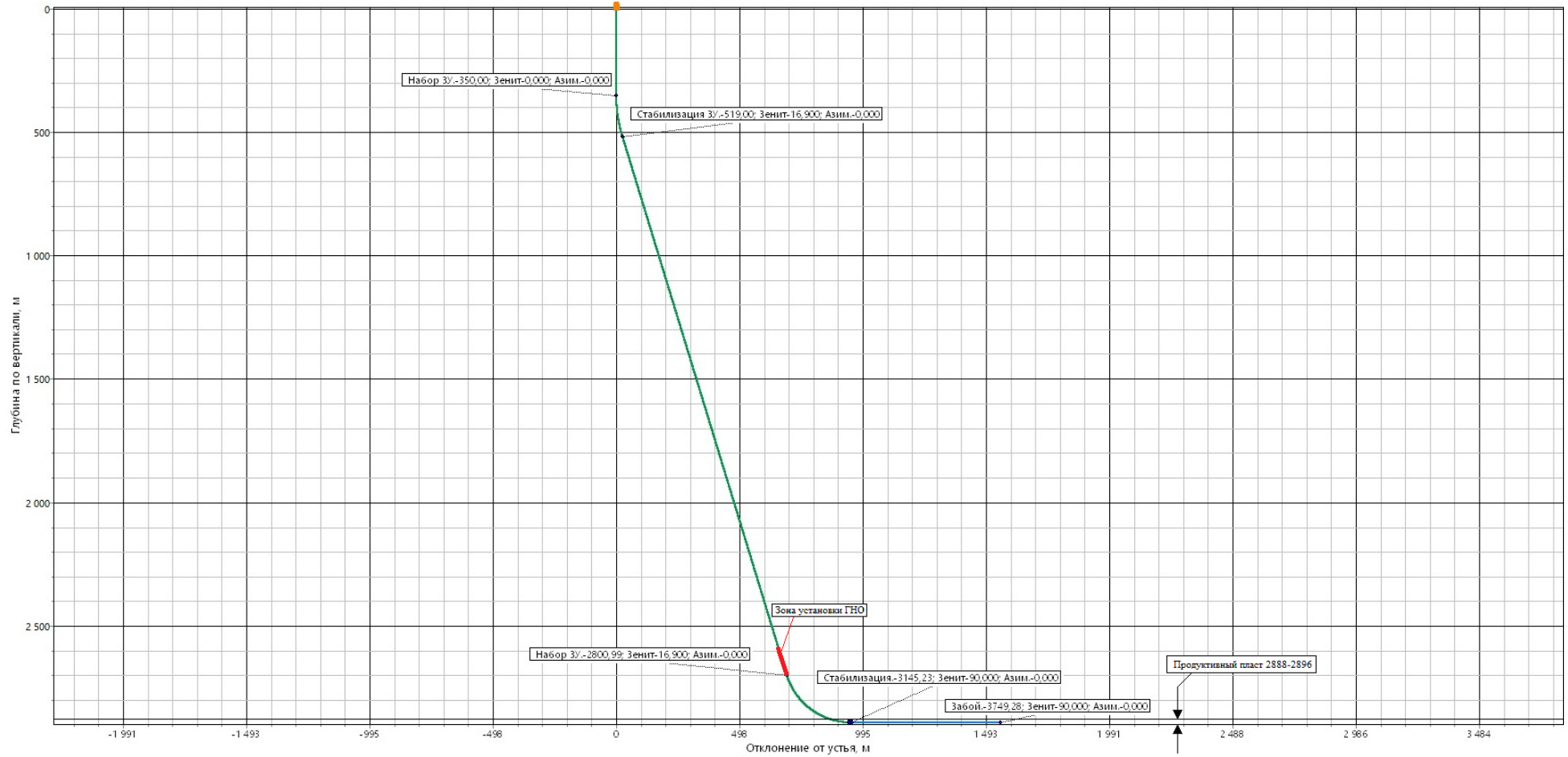


Рисунок Г.1 - Проектный профиль скважины

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

Тип профиля		Профиль									
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м		2870		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10м						1,00	
Глубина вертикального участка скважины, м		350		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10						2,1154	
Отход скважины, м		900		Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м						-	
Длина интервала бурения по пласту, м		650		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/м						-	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м		-		Зенитный угол в конце участка набора угла, град						16,9	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м		-		Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град						90	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град		16,9		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град						80	
№ Интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	От	До	Всего	От	До	Всего	В начале	На конце	От	До	Всего
1	0	350	350	0	0	0	0	0	0	350	350



2	350,00	516,65	166,65	0	24,74	24,74	0	16,9	350,00	519,00	169,00
3	516,65	2700,00	2183,35	24,74	688,12	663,38	16,9	16,9	519,00	2800,99	2281,99
4	2700,00	2888,00	188,00	688,12	900,25	212,13	16,9	80	2800,99	3099,28	298,29
5	2888,00	2892,00	4,00	900,25	945,97	45,72	80	90	3099,28	3145,23	45,95
6	2892,00	2892,00	0	945,97	1550,02	604,05	90	90	3145,23	3749,28	604,05

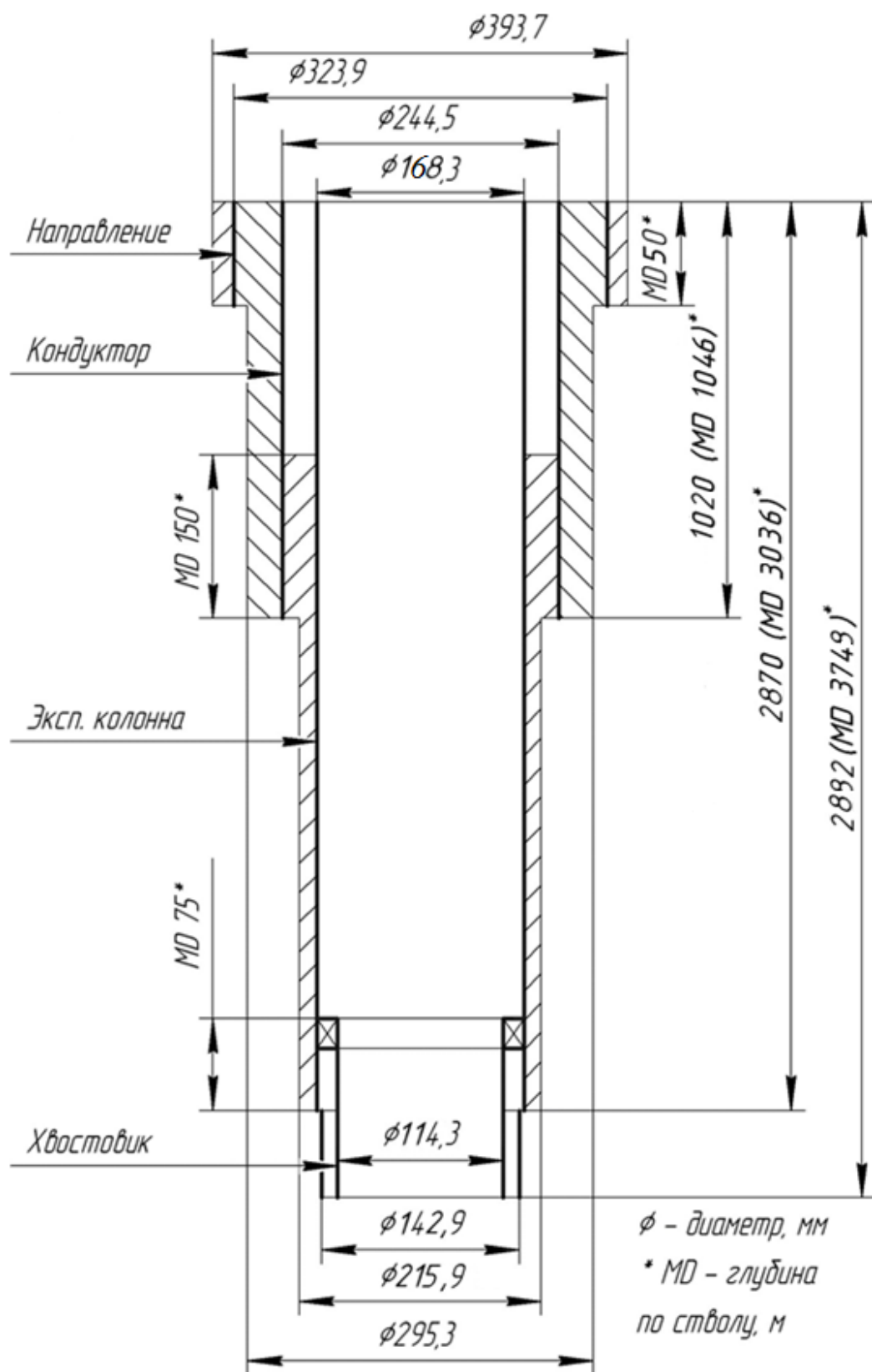


Рисунок Г.2 – Конструкция скважины

## Приложение Д

### Проектирование компоновки низа бурильной колонны

Таблица Д.1– Проектирование КНБК по интервалам бурения

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под направление (0–40м)							
1	Долото 393,7 (15 1/2) STD221	0,50	393,7	-	3-171	Ниппель	0,12
2	Переводник М 3-171/152	0,50	203	76,2	3-171	Муфта	0,07
					3-152	Муфта	
3	УБТ 203*80	13	203	80	3-152	Ниппель	3,12
					3-152	Муфта	
4	Переводник П 3-152/133	0,53	203	80	3-152	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
5	Бурильная труба ТБ ПК 127х9 Д	До устья	127	82,6	3-133	Ниппель	0,75
					3-133	Муфта	
Бурение под кондуктор (40–1046м)							
1	Долото БИТ 295,3 ВТ 516	0,4	295,3	-	3-117	Ниппель	0,12
2	Калибратор КП 295,3 МС	1,250	295,3	80	3-117	Муфта	0,24
					3-117	Ниппель	
3	Переводник П 3-117/152	0,50	203	76,2	3-117	Муфта	0,07
					3-152	Ниппель	
4	ВЗД ДР-240.3000.78	6,9	240	-	3-152	Муфта	3,262
					3-171	Муфта	
5	Клапан обратный КОБ-203	0,777	203	78	3-171	Ниппель	0,044
					3-171	Муфта	
8	Телесистема ЗТС МРТ	12	203	140	3-171	Ниппель	4,72
					3-171	Муфта	
9	Переводник П 3-171/133	0,536	203	95	3-171	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
10	НУБТ 172*83	9,45	172	83	3-133	Ниппель	1,60
					3-133	Муфта	
11	Переводник П 3-133/152	0,536	203	95	3-133	Ниппель	0,05
					3-152	Муфта	
12	УБТ 203*80	13	203	80	3-152	Ниппель	3,12
					3-152	Муфта	
13	Переводник П 3-152/171	0,50	203	76,2	3-152	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8
14	Яс гидрав. Jag- 229	4,3	228	71,4	3-171	Ниппель	0,56
					3-171	Муфта	
15	Переводник П 3-171/133	0,50	203	76,2	3-171	Ниппель	0,07
					3-133	Муфта	
16	УБТ 178*71	33	178	71	3-133	Ниппель	5,38
					3-133	Муфта	
18	ТБ ПК 127*9 Р	До устья	127	82,6	3-133	Ниппель	30,22
					3-133	Муфта	
№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1046–3036м)							
1	Долото БИТ 215,9 В 516 У	0,4	215,9	-	3-117	Ниппель	0,05
2	Калибратор КС- 215,9 СТ	0,43	215,9	100	3-117	Муфта	0,12
					3-117	Ниппель	
3	Переводник П 3-117/147	0,701	203	95	3-117	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
4	ВЗД ДР-178.5000.78	8,2	178	-	3-147	Муфта	1,23
					3-147	Муфта	
5	Клапан обрат- ный КОБ-172	0,777	203	78	3-147	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
6	Переводник П 3-147/133	0,701	203	95	3-147	Ниппель	0,044
					3-133	Муфта	
7	НУБТ 172*83	9,45	172	83	3-133	Ниппель	1,60
					3-133	Муфта	
8	Телесистема ЗТС МРТ АТ-3- 172	4	203	140	3-133	Ниппель	0,40
					3-133	Муфта	
9	НУБТ 172*83	9,45	172	83	3-133	Ниппель	1,60
					3-133	Муфта	
10	Переводник П 3-133/147	0,527	178	95	3-133	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
11	ТБ ПК 127*13 Л	100	127	100	3-147	Ниппель	4,25
					3-147	Муфта	
12	Переводник П 3-147/133	0,7	203	95	3-147	Ниппель	0,044
					3-133	Муфта	
13	ТБТ-127*76	60	127	76	3-133	Ниппель	4,386
					3-133	Муфта	
14	Яс гидрав. Jag- 203	4,3	203	69,9	3-133	Ниппель	0,498
					3-133	Муфта	
15	ТБТ-127*76	60	127	76	3-133	Ниппель	4,386
					3-133	Муфта	
16	Бурильная труба ТБ ПК 127*13 Л	До устья	127	100	3-133	Ниппель	121,1
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Д.1

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под хвостовик (3036–3749м)							
1	БИТ 142,9 ВТ 613 Т	0,23	142,9	-	3-88	Ниппель	0,03
2	РУС РД 475 Х6	4,16	120,7	92,46	3-88	Муфта	1036
					V-040	Муфта	
3	Переводник РД ExtentionSub	0,4	120	57	V-040	Ниппель	0,03
					3-102	Ниппель	
4	Переводник П 3-102/102	0,607	120	95	3-102	Муфта	0,049
					3-102	Муфта	
5	Клапан обратный КОБ-120	0,55	120	78	3-102	Ниппель	0,043
					3-102	Муфта	
6	Переводник П 3-102/108	0,607	120	95	3-102	Ниппель	0,044
					3-108	Муфта	
7	НУБТ 120*68	9,48	120	83	3-108	Ниппель	0,750
					3-108	Муфта	
8	Телесистема ЗТС МАК-01	8	108	80	3-108	Ниппель	0,150
					3-108	Муфта	
9	НУБТ 120*68	9,48	120	83	3-108	Ниппель	0,750
					3-108	Муфта	
10	ТБ ПН 102*8 Р	750	101,6	85,6	3-108	Ниппель	17,81
					3-108	Муфта	
11	ТБТ 102*57	52	102	57	3-108	Ниппель	2652
					3-108	Муфта	
12	Переводник П 3-108/133	0,536	120	95	3-108	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
13	Ясс гидрав. Jar- 121	4	121	57,2	3-133	Ниппель	0,320
					3-133	Муфта	
14	Переводник П 3-133/94	0,536	120	95	3-133	Ниппель	0,05
					3-108	Муфта	
15	ТБТ 102*57	52	102	57	3-108	Ниппель	2652
					3-108	Муфта	
16	ТБ ПН 102* Р	До устья	101,6	85,6	3-108	Ниппель	68,14
					3-108	Муфта	

## Приложение Е

Расчеты потребного количества бурового раствора и расчет химических реагентов

Таблица Е.1 – Результаты расчета системы бурового раствора

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
0	40	40	393,7	-	1,3	6,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						3,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,16
Объем раствора в конце бурения интервала						51,3
Общая потребность бурового раствора на интервале:						55,7
Объем раствора к приготовлению:						55,7
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
40	1046	1006	295,3	306,9	1,29	91,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						5,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						54,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						4,1
Объем раствора в конце бурения интервала						136,8
Общая потребность бурового раствора на интервале:						200,9
Объем раствора к приготовлению:						200,9
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						82,1
Эксплуатационная колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
1046	3036	1990	215,9	228,7	1,3	137,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						7,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						58,5
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						10,1
Объем раствора в конце бурения интервала						182,7
Общая потребность бурового раствора на интервале:						259,0
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						82,1
Объем раствора к приготовлению:						176,9

Продолжение таблицы Е.1

Хвостовик 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					
3036	3749	713	142,9	152,9	1,1	68,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						2,6
Расчетные потери бурового раствора при очистке						8,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						3,0
Объем раствора в конце бурения интервала						142,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						156,1
Объем раствора к приготовлению:						156,1

Таблица Е.2 – Результаты расчета потребности химических реагентов по интервалам.

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор (0–1046м)		Эк. колонна (1046–3036м)		Хвостовик (3036–3749м)		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
NaOH	Регулирование щелочности среды	25	50	2	247,9	10	297,8	12	-	-	595,7	24
M-I GEL SUPREME	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	1000	3800	4	3029,4	4	3639,9	4	-	-	10469,3	12
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Связывание ионов кальция и магния	25	50	2	247,9	10	297,8	12	-	-	595,7	24
THINSMART	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	50	2	-	-	-	-	-	-	50	2
POLYPAC R	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	-	-	110,16	5	132,36	6	-	-	242,5	11
POLYPAC UL	Регулятор фильтрации	25	-	-	275	11	330,9	14	-	-	605,9	25
LUBE-945	Снижение коэффициента трения в скважине	200	-	-	1377	7	1654,5	9	-	-	3031,5	16



Продолжение таблицы Е.2

Дизельное топливо	Углеводородная основа	200	-	-	-	-	-	-	144060	720	144060	720
MEGANUL	Стабилизация эмульсии	190	-	-	-	-	-	-	411,6	2	411,6	2
ENVI-ROTREAT	Гидрофобизация выбуренной породы, уменьшение расхода эмульгатора	240	-	-	-	-	-	-	411,6	2	411,6	2
VERSAMOD	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	200	-	-	-	-	-	-	330,9	2	330,9	2
OPTISEAL I	Контроль фильтрации	25	-	-	-	-	-	-	661,9	4	661,9	4
Ca(OH) <sub>2</sub>	Источник кальция	25	-	-	-	-	-	-	4963,5	199	4963,5	199
VERSAGEL HT	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	25	-	-	-	-	-	-	2647,2	106	2647,2	106
Барит	Регулирование плотности	1000	10019	11	49572	50	59562	60	-	-	119153	121
Мраморная крошка	Регулирование плотности	1000	-	-	-	-	-	-	76107	77	76107	77

Таблица Е.3 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм <sup>2</sup>
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	40	БУРЕНИЕ	0,569	0,068	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	19	97,3	3,94
Под кондуктор									
40	1046	БУРЕНИЕ	0,594	0,084	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	13	86,8	3,87
Под эксплуатационную колонну									
1046	3036	БУРЕНИЕ	0,928	0,089	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	8	80,6	004,15
Под хвостовик									
3036	3749	БУРЕНИЕ	1,346	0,085	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	83,2	3,94

Таблица Е.4 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
От (верх)	До (низ)										
0	40	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	90	180	174,6	1	125	41,4	82,8
40	1046	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	90	150	252,0	1	125	28,8	57,6
1046	3036	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	90	160	220,5	1	125	32,4	32,4
3036	3749	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	90	140	293,4	1	70	14,11	14,11

## Приложение Ж

### Обоснование раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

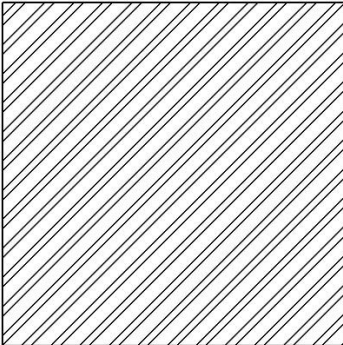
	<p><i>Сильные стороны проекта:</i></p> <p><math>S_1</math> – сокращение сроков строительства скважины;</p> <p><math>S_2</math> – богатые природные минерально-сырьевые запасы;</p> <p><math>S_3</math> – минимальное загрязнение ПЭП за счет конструкции открытого задоя;</p> <p><math>S_4</math> – эффективное бурение интервала под ЭК за счет использования РУС;</p> <p><math>S_5</math> – большая зона дренирования пласта;</p>	<p><i>Слабые стороны проекта:</i></p> <p><math>W_1</math> – необходимость в квалифицированном персонале;</p> <p><math>W_2</math> – высокая стоимость производимых работ;</p> <p><math>W_3</math> – сложность прокладки скважины;</p> <p><math>W_4</math> – большая материалоемкость;</p> <p><math>W_5</math> – относительно большая протяженность горизонтального участка ствола;</p>
<p><i>Возможности:</i></p> <p><math>O_1</math> – высокий уровень спроса на энергоносители;</p> <p><math>O_2</math> – использование современного оборудования;</p> <p><math>O_3</math> – обеспечение занятости населения Тамской области;</p> <p><math>O_4</math> – ограниченность мировых запасов углеводородных ресурсов;</p> <p><math>O_5</math> – создание благоприятных условий для жизнедеятельности буровой бригады;</p>	<p>1 – <math>S_1O_1O_2</math></p> <p>2 – <math>S_2O_1O_2O_3O_4</math></p> <p>3 – <math>S_3O_2O_4</math></p> <p>4 – <math>S_4S_5O_2</math></p>	<p>1 – <math>W_1O_1O_2O_3O_4</math></p> <p>2 – <math>W_2W_4O_2O_4</math></p> <p>3 – <math>W_5O_1O_2O_4</math></p>
<p><i>Угрозы:</i></p> <p><math>T_1</math> – угроза загрязнения окружающей среды;</p> <p><math>T_2</math> – сложные метеорологические условия;</p> <p><math>T_3</math> – сложные геологические условия;</p> <p><math>T_4</math> – технологические риски;</p> <p><math>T_5</math> – риск техногенных аварий;</p>	<p>1 – <math>S_1T_1T_4T_5</math></p> <p>2 – <math>S_5T_5</math></p>	<p>1 – <math>W_1T_4T_5</math></p> <p>2 – <math>W_3W_5T_1T_4T_5</math></p>

Рисунок Ж.1 – Матрица SWOT

Таблица Ж.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время мех. бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	проходка на долото, м	время бурения 1м, ч					
Вышкомонтажные работы										1327,00
Подготовительные работы к бурению										102,00
Бурение под направление	393,7 (15 1/2) STD221	0	40	400	0,02	30	0,1	0,81	0,18	0,81
Промывка (ЕНД)										0,03
Наращивание (ЕНД)										0,18
Смена долот (ЕНД)										0,23
ПЗР к СПО (ЕНД)										0,44
Сборка и разборка УБТ (ЕНД)										0,47
Установка и вывод УБТ за палец										0,08
Крепление (ЕНД)										22,60
Ремонтные работы (ЕНД)										1,25
Смена вахт (ЕНД)										0,30
Итого:										24,86
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 ВТ 516	40	1046	3200	0,04	1413	0,24	51,64	4,32	51,64
Промывка (ЕНД)										0,47
Наращивание (ЕНД)										5,68
Смена долот (ЕНД)										0,23
ПЗР к СПО (ЕНД)										0,44
Сборка и разборка УБТ (ЕНД)										0,47
Установка и вывод УБТ за палец										0,08
Крепление (ЕНД)										61,34
ПГИ (ЕНД)										4,98
Ремонтные работы (ЕНД)										5,2
Смена вахт (ЕНД)										1
Итого:	131,68									

Продолжение таблицы Ж.1

Бурение под эксплуатационную колонну: Промывка (ЕНД) Наращивание (ЕНД) Смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) Сборка и разборка УБТ (ЕНД) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНД) ПГИ (ЕНД) Ремонтные работы (ЕНД) Смена вахт (ЕНД) Итого:	БИТ 215,9 ВТ 613 Т	1046	3036	3200	0,06	1449	0,28	53,82	5,64	53,82 0,65 6,60 0,23 0,44 0,47 0,08 69,38 7,37 7,18 1,3 147,18
Бурение под хвостовик: Промывка (ЕНД) Наращивание (ЕНД) Смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) Сборка и разборка УБТ (ЕНД) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНД) ПГИ (ЕНД) Ремонтные работы (ЕНД) Смена вахт (ЕНД) Итого:	БИТ 142,9 ВТ 613 Т	3036	3749	3200	0,08	813	0,38	114,5	8,28	114,5 0,84 12,83 0,23 0,44 0,47 0,16 94,82 13,20 14 2,5 250,32
Испытание скважины на продуктивность										255

Таблица Ж.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатац. колонна		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>Затраты, зависящие от времени</b>												
Повременная з/п буровой бригады	сут.	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	175,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут.	138,19	-	-	0,04	5,53	1,37	189,32	2,44	337,18	6,59	910,67
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	1,66	-	56,80	-	101,15	-	273,20
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	-	-	0,04	0,40	1,37	13,53	2,44	24,29	6,59	65,57
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	0,12	-	4,06	-	7,29	-	19,67
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	4	1011,44	0,04	10,11	1,37	346,42	2,44	616,98	6,59	1666,35
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут.	1433	4	5732	0,04	57,32	1,37	1963,2	2,44	3469,52	6,59	9443,47
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут.	224,60	-	-	-	-	1,37	307,70	2,44	548,02	6,59	1480,11
Прокат ВЗД	сут.	92,66	-	-	-	-	1,37	126,94	2,44	226,09	6,59	610,63
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут.	240,95	-	-	-	-	1,37	330,10	2,44	587,92	6,59	1587,86
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	-	-	0,04	0,30	1,37	10,33	2,44	18,40	6,59	49,69
Плата за подключенную мощность	кВт/сут.	149,48	-	-	0,04	5,98	1,37	204,79	2,44	364,73	6,59	985,07
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	кВт/сут.	107,93	4	431,72	0,04	4,32	1,37	147,86	2,44	263,35	6,59	711,26
Эксплуатация трактора	кВт/сут.	33,92	4	135,68	0,04	1,37	1,37	46,47	2,44	82,76	6,59	223,53
Автомобильный спецтранспорт	сут.	100,4	4	401,6	0,04	4,02	1,37	137,55	2,44	244,98	6,59	661,64
Амортизация кухни-столовой	сут.	5,53	4	22,12	0,04	0,22	1,37	7,58	2,44	13,49	6,59	36,84
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	4	677,16	0,04	6,77	1,37	231,93	2,44	413,07	6,59	1115,62

Продолжение таблицы Ж.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПБМБ	т	75,40	-	-	1,40	105,56	7,00	527,80	54,00	4071,60	-	-
Сода каустическая	т	875,2	-	-	0,02	17,50	0,9	787,68	0,27	236,30	-	-
Сода кальцинированная	т	183,3	-	-	0,015	2,75	0,09	16,50	5,40	989,82	-	-
ПАА	т	215,6	-	-	0,016	3,45	0,08	17,25	3,3	711,48	-	-
ПАЦ	т	983	-	-	0,2	196,60	1	983	-	-	-	-
ФХЛС	т	586,1	-	-	-	-	-	-	9	5274,9	-	-
NaCl	т	200	-	-	-	-	-	-	60	12000	-	-
Барит	т	270	-	-	7,94	2143,8	35,4	9558	21,60	171,50	-	-
Смазывающая добавка	т	350,4	-	-	-	-	-	-	2,40	2529,84	-	-
Мраморная крошка (фракции 150)	т	198,6	-	-	-	-	-	-	-	-	60,9	9495,50
Полиаминированная жирная кислота	т	1054,1	-	-	-	-	-	-	-	-	7,64	8053,3
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	6	2,10	12,0	4,20
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,2	186,8	10,6	176,8	18,0	300,24
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	9,59	192,57	44,47	892,96	155,97	3131,88	68,54	1376,28
Итого затрат, зависящих от времени, без учета транспортировки вахт	руб.		9106,24		2761,80		17095,45		36615,41		39070,73	
<b>Затраты, зависящие от объема работ</b>												
393,7 (15 1/2) STD221	шт.	2686,4	-	-	0,1	268,64	-	-	-	-	-	-
БИТ 295,3 ВТ 519 СР	шт.	4910,6	-	-	-	-	0,24	1178,5	-	-	-	-
БИТ 215,9 В 516 У	шт.	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,29	1517,87	-	-
БИТ 142,9 ВТ 613 Н	шт.	6345,4	-	-	-	-	-	-	-	-	0,58	3685,95
У4-КП 295,3 МС	шт.	495,9	-	-	-	-	0,3	148,77	-	-	-	-
КС-215,9 СТ	шт.	458,9	-	-	-	-	-	-	0,3	137,67	-	-
КС-142,9 СТ	шт.	442,6	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6	265,56
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	5,14	28,15	30,14	147,99	24,84	121,97	62,8	308,35
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт							1268					
Итого по затратам, зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб.		0		302,79		1475,27		1784,12		4266,47	
Всего затрат без учета транспортировки вахт	руб.		9106,24		3113,79		18570,56		38399,73		43336,20	
Всего по сметному расчету, руб							112524,26					



Таблица Ж.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатац. колонна	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Затраты, зависящие от времени</b>										
Оплата труда буровой бригады	сут.	129,15	0,94	121,40	2,56	330,63	2,90	374,54	3,96	511,44
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	36,42	-	99,19	-	112,36	-	153,43
Оплата труда слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	0,94	9,35	2,56	25,47	2,90	28,86	3,96	39,41
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	2,81	-	7,64	-	8,66	-	11,82
Содержание полевой лаборатории в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	0,94	7,09	2,56	19,31	2,90	20,36	-	29,86
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	0,94	237,69	2,56	647,33	2,90	733,30	3,96	1001,33
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины	сут.	1433	0,94	1347,02	2,56	3668,48	2,90	4155,70	3,96	5674,68
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут.	419,4	0,94	394,24	2,56	1073,66	2,90	1216,26	3,96	1660,83
Плата за подключенную мощность	сут.	149,48	0,94	140,51	2,56	382,67	2,90	433,49	3,96	591,94
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	сут.	107,93	0,94	101,46	2,56	276,30	2,90	313,00	3,96	427,41
Эксплуатация трактора	сут.	33,92	0,94	31,89	2,56	86,84	2,90	98,37	3,96	134,33
Эксплуатация бульдозера	сут.	18,4	0,94	17,30	2,56	47,11	2,90	53,36	3,96	72,87
Автомобильный спецтранспорт до 250 км	сут.	100,4	0,94	94,38	2,56	257,03	2,90	291,16	3,96	397,59
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	0,94	159,13	2,56	433,38	2,90	490,94	3,96	670,19
Башмак колонный БКМ-324	шт.	78,01	1	78,01	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-245	шт.	41,26	-	-	1	41,26	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-140	шт.	31,65	-	-	-	-	1	31,65	-	-
Башмак колонный БКМ-102	шт.	12,75	-	-	-	-	-	-	1	12,75
Центратор ЦПЦ-324/394	шт.	29,3	3	87,90	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦПЦ 245/295	шт.	25,4	-	-	-	-	33	838,2	-	-
Центратор ЦПЦ 168/216	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	11	205,7
Центратор ЦПЦ 114/143	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	46	860,2

Продолжение таблицы Ж.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЦКОДМ-324	шт.	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОДУ-145	шт.	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
ЦКОДУ-168	шт.	105,0	-	-	-	-	1	105,0	-	-
ЦКОДУ-114	шт.	99,0	-	-	-	-	1	99,0	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-324	шт.	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-245	шт.	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-168	шт.	45,12	-	-	-	-	1	45,12	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-Н-168	шт.	45,12	-	-	-	-	1	45,12	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-114	шт.	39,15	-	-	1	39,15	-	-	-	-
ММЦ6.140	шт.	3345	-	-	-	-	-	-	1	3345,0
ПДМ5.140	шт.	1545	-	-	-	-	-	-	1	1545,0
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт.	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт.	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-168	шт.	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Итого затрат, зависящих от времени	руб.		6022,67		11765,05		12766,85		20835,75	
<b>Затраты, зависящие от объема работ</b>										
Обсадные трубы 394x10	м	48,26	40	1930,40	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 295x8,9	м	37,21	-	-	806	29991,26	-	-	-	-
Обсадные трубы 215x8,9	м	28,53	-	-	-	-	1703	48586,59	-	-
Обсадные трубы 215x8,0	м	26,3	-	-	-	-	-	-	90	2367,0
Обсадные трубы 215x7,3	м	25,61	-	-	-	-	-	-	2693	68967,73
Обсадные трубы 143x8,6	м	19,64	-	-	-	-	-	-	769	15103,16
ПЦТ-I-50	т	26,84	7,3	195,93	106,75	2865,17	-	-	-	-
ПЦТ-II-100	т	28,68	-	-	-	-	1,45	41,59	5,8	166,35
ПЦТ-III-Об(4)-100	т	19,84	-	-	-	-	79,89	1585,02	27,3	541,63
Заливка колонны	агр/оп	145,99	1	145,99	1	145,99	1	145,99	1	145,99
Затворение цемента	т	6,01	7,3	43,87	106,75	641,57	81,34	488,85	33,1	198,93
Работа ЦСМ	ч	36,4	0,34	12,38	4,15	151,06	4,46	162,34	2,40	87,36
Опрессовка колонны	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа СКЦ	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	1	80,6
Дежурство ЦА-320	ч	15,49	10	154,9	16	247,84	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	4,2	78,79	53,6	1005,54	75,2	1410,75	110,85	2079,55
Транспортировка вахт						1268				

Продолжение таблицы Ж.3

Итого затрат, зависящих от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб.	3957,85	35404,02	56357,16	92365,65
Всего затрат, без учета транспортировки вахт	руб.	10990,52	43375,07	66782,01	154301,4
Всего по сметному расчету	руб.	233467,00			

## Приложение И

### Производственная безопасность

Таблица 1 – Предельно допустимые уровни напряжения и тока

Род тока	Нормируемая величина	Предельно допустимые уровни, не более, при продолжительности воздействия тока $I_a$ , с											
		0,01-0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	Св. 1,0
Переменный, 50 Гц	$U_{a,B}$	650	500	250	165	125	100	85	70	65	55	50	36
	$I_{a,мА}$												6
Переменный, 400 Гц	$U_{a,B}$	650	500	500	330	250	200	170	140	100	110	100	36
	$I_{a,мА}$												8
Постоянный	$U_{a,B}$	650	500	400	350	300	250	240	230	220	210	200	40
	$I_{a,мА}$												15