

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 и пилотным стволом (пласт Pz) на нефтяном месторождении (Томская область)»

УДК 622.243.23-024.17(1-198.6):622.142(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Щербаков Роман Эдуардович		

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Башкиров Иван Александрович	-		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук 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	-		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных <i>образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной</i> тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_Максимова  
 Ю.А. (Подпись) (Дата)  
 (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б5В	Щербаков Роман Эдуардович

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом (пласт Pz) на нефтяном месторождении (Томская область)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геологические условия бурения</li> <li>2. Интервал отбора керна: 3120-3145 и 3225-3310 в пилотном стволе</li> <li>3. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком и пилотным стволом</li> <li>4. Данные по профилю: длина вертикального участка 150 м, угол входа в пласт не менее 80 град, расстояние между точками входа в пласт основного и пилотного ствола не более 100 м, максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более 60 град., допустимая интенсивность изменения зенитного угла до интервала установки ГНО 1,5 град/10 м, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, максимально допустимая интенсивность искривления после интервала установки ГНО 3 град/10 м, зону установки ГНО выбрать, отход / длина горизонтального участка ствола: 1300 метров / 700 метров</li> <li>5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 3210 м</li> <li>6. Диаметр хвостовика: 114 мм</li> <li>7. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый</li> <li>8. Конструкция забоя (выбрать): зацементированная колонна/фильтр/открытый ствол Способ вторичного вскрытия пласта (выбрать): перфорация/ГРП/струйный насос</li> </ol>

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p>	<p>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ  1.1. Геологические условия бурения  1.2. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)  1.3. Зоны возможных осложнений  2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ  2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины  2.2. Обоснование конструкции скважины  2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя  2.2.2. Построение совмещенного графика давлений  2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска  2.2.4. Выбор интервалов цементирования  2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн  2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины  2.3. Углубление скважины  2.3.1. Выбор способа бурения  2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента  2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород  2.3.4. Расчет частоты вращения долота  2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя  2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны  2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов  2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины  2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна  2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин  2.4.1. Расчет обсадных колонн  2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений  2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений  2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине  2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины  2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн  2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов  2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей  2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины  2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования  2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси  2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн  2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин  2.5. Выбор буровой установки  3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p>	<p>1. ГТН (геолого-технический наряд)  2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Финансовый менеджмент, Ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Кашук Ирина Вадимовна, доцент</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Черемискина Мария Сергеевна, ассистент</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p>1. Общая и геологическая часть</p>	
<p>2. Технологическая часть</p>	
<p>3. Разработка рецептуры раствора хлористых солей для обработки эластомера винтового забойного двигателя с целью повышения его ресурса</p>	
<p>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	

5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Башкиров Иван Александрович			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Щербаков Роман Эдуардович		

## РЕФЕРАТ

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

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

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом (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 Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и “БурСофтПроект”, графический материал выполнен в программе «Компас-3D V15» (представлены вместе с ВКР).

## Условные обозначения и сокращения

ВЗД	винтовой забойный двигатель
ЦГ	цементировочная головка
ЦА	цементировочный агрегат
СПО	спуско-подъемные операции
КНБК	компоновка низа бурильной колонны
ЦКОД	цементировочный 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 цементировочная 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

Введение.....	10
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	11
1.1 Геологические условия бурения.....	11
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) .....	11
1.3 Зоны возможных осложнений .....	11
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....	12
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины .....	12
2.2 Обоснование конструкции скважины .....	13
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя .....	14
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений .....	15
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	17
2.2.4 Выбор интервалов цементирования .....	18
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	18
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины .....	19
2.3 Проектирование процесса углубления скважины .....	20
2.3.1 Выбор способа бурения .....	20
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента .....	21
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород .....	22
2.3.4 Расчет частоты вращения долот .....	23
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	24
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	25
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов .....	28
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины .....	31
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна .....	31
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин .....	31
2.4.1 Расчет обсадных колонн .....	31
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений .....	32
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений.....	33
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине.....	34
2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины .....	35
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн .....	35
2.4.2.2 Расчет объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов .....	36
2.4.2.3 Обоснование и расчёт объема буферной продажной жидкостей.....	36
2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины.....	37
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	39
2.4.4 Проектирование процессов освоения скважин.....	41
2.5 Выбор буровой установки .....	42
2.6 Разработка рецептуры раствора хлористых солей для обработки эластомера винтового забойного двигателя с целью повышения его ресурса .....	43
2.6.1 Актуальность исследования .....	43
2.6.2 Методика исследования .....	43
2.6.3 Результаты исследования .....	46
2.6.4 Заключение.....	48
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	50
3.1 Оценка коммерческого потенциала инженерных решений .....	50
3.1.1 Потенциальные потребители проекта .....	50
3.1.2 SWOT-анализ.....	50
3.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины .....	50
3.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины .....	50

3.2.2	Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения .....	53
3.2.3	Линейных календарный график выполнения работ .....	53
3.3	Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины .....	54
3.4	Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой технологии .....	56
4	<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b> .....	60
4.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	60
4.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	60
4.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	60
4.2	Производственная безопасность .....	61
4.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия .....	61
4.2.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	64
4.3	Экологическая безопасность .....	67
4.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	69
4.4.1	Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин .....	69
4.4.2	Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС .....	70
	Заключение .....	71
	Список использованных источников .....	72
	Приложение А .....	76
	Приложение Б .....	88
	Приложение В .....	90
	Приложение Г .....	91
	Приложение Д.....	92
	Приложение Е .....	99
	Приложение Ж .....	101
	Приложение И.....	113

## 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 и пилотным стволом 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 кавернозности 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 3230-3250 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 2810-3310 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 2810-3180 и 3230-3310 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 расчет 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: 1300 метров / 700 метров
- Глубина спуска эксплуатационной колонны: 3210 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 Г.

## 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	70 (70)	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 70 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 холодных и умеренных температур (ПЦТ-I-50).
Кондуктор	244,5	1150 (1186)	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 1150 м (1186 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 двумя порциями тампонажного раствора. На кондуктор устанавливается ПВО.

Продолжение таблицы 1

Эксплуатационная	177,8	3210 (3527)	Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3210 м (3527 м по стволу). Цементирование колонны осуществляется Двухступенчатым способом тремя порциями тампонажного раствора с подъёмом выше башмака кондуктора на 500 м. Комплектуется обсадными трубами диаметром 177,8 мм с резьбовыми соединениями ОТТМ. Оснастка эксплуатационной колонны включает направляющий башмак, обратный клапан типа ЦКОДУ, центрирующие фонари, муфту ступенчатого цементирования.
Хвостовик	114,3	3240 (4318)	Хвостовик устанавливается в интервале 3141 – 3240 м (3452-4318 м по стволу). Комплектуется обсадными трубами диаметром 114,3 мм с резьбовыми соединениями ОТТМ. Оснастка хвостовика включает комплекс ПХЦЗВ 114/178 с центрирующими фонарями и жесткими центраторами. Цементирование хвостовика осуществляется одной порцией тампонажного раствора по всей длине.

### 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Согласно рекомендациям для вскрытия Палеозойских отложений выбираем для использования забой закрытого типа [1].

Условием для выбора конструкции эксплуатационного забоя является проводка горизонтального участка скважины через терригенные породы, сложенные палеозойскими отложениями. В связи с этим согласно рекомендациям для вскрытия Палеозойских отложений приоритетна в качестве способа заканчивания скважины конструкция забоя с цементируемым хвостовиком в интервале продуктивного пласта [1].

В качестве подвески примем подвесной комплекс ПХЦЗВ 114/178, включающий в своей конструкции – якорь, основной гидравлический разъединитель и механический разъединитель в качестве резервного.

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

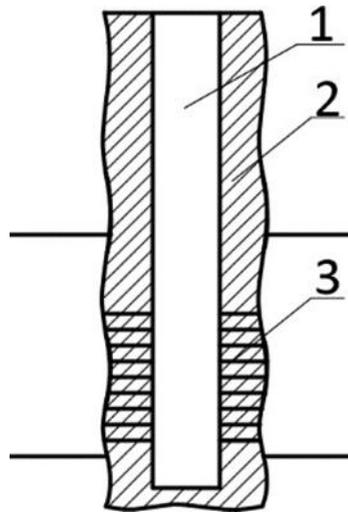


Рисунок 1 – Конструкция закрытого забоя

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

### 2.2.2 Построение совмещенного 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.

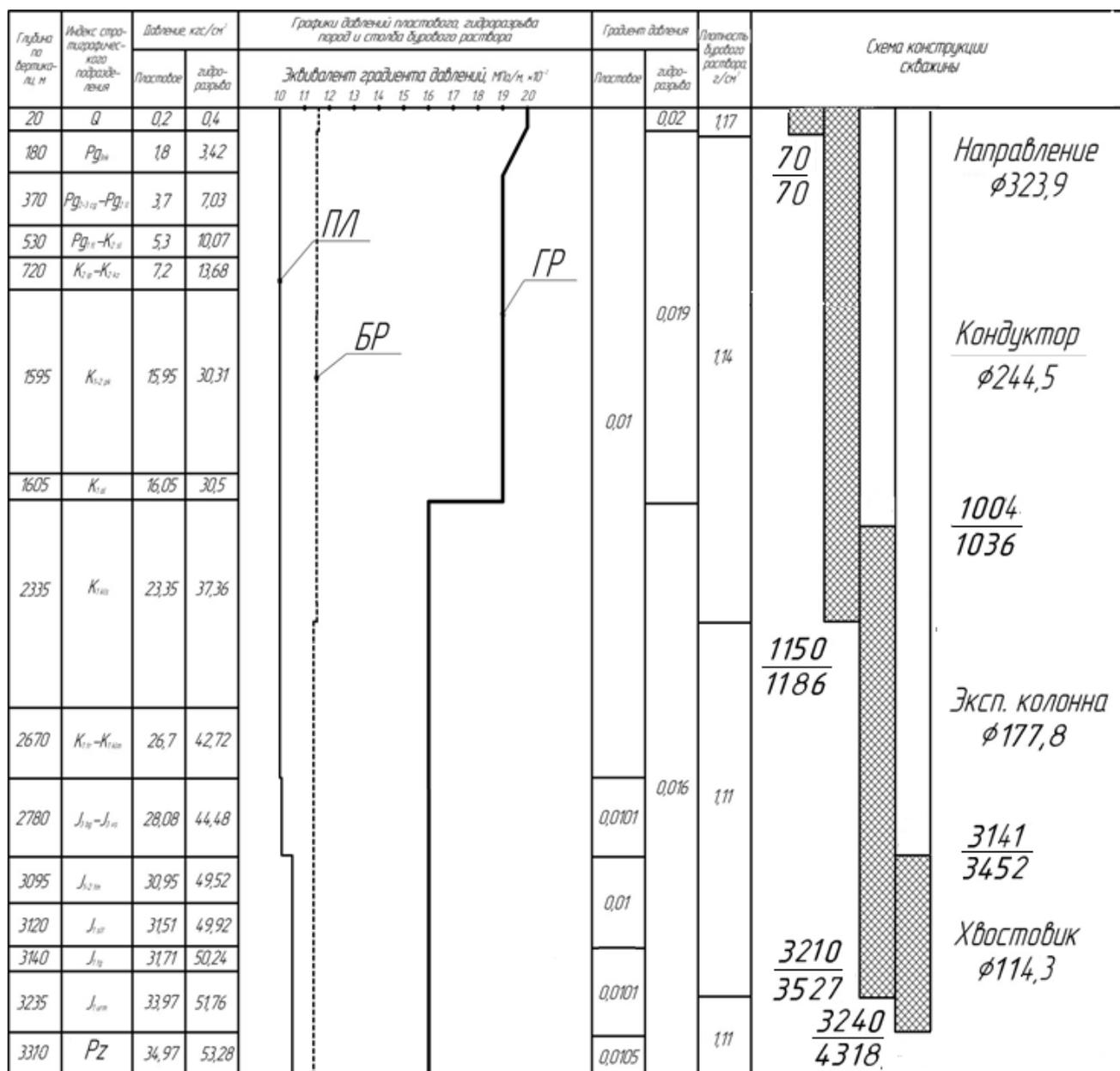


Рисунок 2 – Совмещенный график давлений

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

Определим число обсадных колонн и глубин их спуска. С учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 метров примем глубину спуска направления 70 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:

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

$P_{пл}$  – 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 3 нефтяных пласта. Исходные данные и расчет кондуктора представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчет кондуктора скважины

Наименование пласта	PZ	Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>1-4</sup>
Глубина кровли продуктивного пласта $L_{кр}$ , м	3230	3123	2720
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта $\Gamma_{пл}$ , кгс/см <sup>2</sup> /м	0,105	0,105	0,102

Продолжение таблицы 2

Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине кондуктора $\Gamma_{грп}$ , кгс/см <sup>2</sup> /м	0,19	0,19	0,195
Плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	650	650	781
Расчётные значения			
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	339,15	327,915	277,44
Минимальная глубина спуска кондуктора $L_{конд min}$ , м	1150	1110	640
Минимальный запас	1,09	1,09	1,1
Принимаемая глубина спуска кондуктора, м	1150		

С целью перекрытия кондуктором зон возможных осложнений, осыпей и зон сужения ствола набухающих глин, примем глубину спуска кондуктора в нижнюю часть плотных глин Покурской свиты равную 1150 м.

Глубина спуска эксплуатационной колонны задана техническим заданием и составляет 3210 м. Глубина проектного забоя скважины составляет 3240 м, согласно техническому заданию хвостовик диаметром 114,3 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 – 70 м;
- Кондуктор цементируется на всю длину: 0 – 1186 м;
- Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора не менее чем на 150 м: 1036 – 3527 м;
- Хвостовик цементируется с учетом перекрытия башмака эксплуатационной колонны не менее чем на 75 м: 3452 – 4318м;

#### 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн осуществляется снизу вверх. В соответствии с техническим заданием, диаметр хвостовика принимаем равным 114,3 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	70	70	0 – 70	0 – 70	323,9	393,7
Кондуктор	1150	1186	0 – 1150	0 – 1186	244,5	295,3
ЭК	3210	3527	1000- 3210	1036- 3527	177,8	215,9
Хвостовик	3240	4318	3170- 3240	3452- 4318	114,3	152,4

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 (4):

$$P_{МУ} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (4)$$

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		
	PZ	Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>1-4</sup>
Глубина залегания кровли пласта, м	3230	3123	2720
Градиент пластового давления, кгс/см <sup>2</sup> /м	0,105	0,105	0,102
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	650	650	781

Продолжение таблицы 4

Пластовое давление в кровле пласта, кгс/см <sup>2</sup>	339,15	327,915	277,44
Пластовое давление в кровле пласта, МПа	33,259	32,157	27,208
Давление насыщения попутного газа в пластовых условиях, МПа	9,6	9,6	6
Относительная плотность газа по воздуху	0,936	0,936	0,96
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	12,66	12,24	6,37
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	13,93	13,47	7,01
Давление опрессовки колонны, МПа	15,32	14,81	7,71

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки согласно давлению опрессовки колонны: ОКК1-21-178x245 К1 ХЛ.

Принимается пятая схема противовыбросового оборудования – ОП5-230/80x21, ГОСТ 13862-90, с рабочим давлением 21 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 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 эксплуатационную колонну проектируется применение ВЗД и силового верхнего привода, так как в этом интервале будет интенсивный набор угла (до

90 градусов). 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 Ш 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 УЕ. Долото предназначено для бурения в мягких и средних абразивных породах категории I-IV с набором угла в составе управляемых компоновок и на участках стабилизации. Оснащено резцами повышенной стойкости и наивысшей абразивостойкости, дополнительными твердосплавными вставками с импрегнированными алмазами, расположенными за основным рядом вооружения.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну используется долото компании «Буринтех» БИТ-215,9 ВТ613 УЕ. Долото предназначено для бурения в средних и твердых абразивных породах категории II-VI с набором угла в составе управляемых компоновок и на участках стабилизации. Оснащено резцами повышенной стойкости и наивысшей абразивостойкости, дополнительными твердосплавными вставками с импрегнированными алмазами, расположенными за основным рядом вооружения.

Для бурения интервала под хвостовик используется долото компании «Буринтех» БИТ-152,4 ВТ613 УЕ. Долото предназначено для бурения в твердых породах категории VI- VIII с набором угла в составе управляемых компоновок и на участках стабилизации. Оснащено резцами повышенной стойкости и наивысшей абразивостойкости, дополнительными твердосплавными вставками с импрегнированными алмазами, расположенными за основным рядом вооружения.

Для бурения пилотного ствола с отбором керна используется бурильная головка компании «Буринтех» PDC 215,9/100 В 913 Е. Бурильная головка

предназначено для бурения в средних и твердых абразивных породах категории VI-VIII. Оснащено резцами повышенной стойкости и наивысшей абразивостойкости.

Применяемые долота для бурения скважины представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Выборка долот для строительства проектируемой скважины

<b>Интервал</b>	<b>0-70</b>	<b>70-1186</b>	<b>1186-3527</b>	<b>3527-4318</b>	<b>3150-3693</b>
Шифр долота	III 393,7 М-ЦГВ	БИТ-295,3 ВТ516 УЕ	БИТ-215,9 ВТ613 УЕ	БИТ-152,4 ВТ613 УЕ	PDC 215,9/100 В 913 Е
Тип долота	Шарошечное	PDC	PDC	PDC	Бур.головка
Диаметр долота, Мм	393,7	295,3	215,9	152,4	215,9
Тип горных пород	М	МСЗ	СЗ	ТЗ	ТЗ
Присоединительная резьба ГОСТ	НЗ-177	НЗ-152	НЗ-117	НЗ-88	НЗ-161
Присоединительная резьба API	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg	3 1/2 Reg	–
Длина, м	0,43	0,39	0,37	0,29	0,22
Масса, кг	180	150	120	100	100
G, т Рекомендуемая	3-8	5-12	5-12	5-10	2-5
G, т Предельная	14	10	10	10	5
n, об/мин Рекомендуемая	40-60	100-140	140-180	120-140	20-40
n, об/мин проектная	60	90	130	120	30
Калибратор	–	КС1-295,3 СТК-152/152	КС1-215,9 К-117/117	–	–

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

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка ниже рекомендуемой, 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 твердых породах осевые нагрузки должны выбираться максимально возможными, однако на интервалах бурения кондуктора, эксплуатационной колонны и наличия интервалов набора угла (0-18°, 18-55°, 55-90°) 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. Для бурения интервала под хвостовик из-за отсутствия интервалов кавернообразования и интервалов набора угла, была выбрана максимальная осевая нагрузка.

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

Таблица 6 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

<b>Интервал</b>	<b>0-70</b>	<b>70-1186</b>	<b>1186-3527</b>	<b>3527-4318</b>	<b>3150-3693</b>
Исходные данные					
D <sub>д</sub> , мм	393,7	295,3	215,9	152,4	215,9
G <sub>пред</sub> , кН	140	100	100	100	50
Результаты проектирования					
G <sub>доп</sub> , кН	112	80	80	80	40
G <sub>проект</sub> , кН	80	80	80	80	40

### 2.3.4 Расчет 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 (0-70 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(70-1186м), эксплуатационную колонну (1036-3527м) и хвостовик (3141-4318м) меньшие значения частоты вращения выбраны из-за наличия твердых и среднетвердых абразивных пород в данных интервалах.

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

Таблица 7 – Проектирование частоты вращения долот по интервалам бурения

Интервал	0-70	70-1186	1186-3527	3527-4318	3150-3693	
<b>Исходные данные</b>						
$V_{л}, \text{ м/с}$	3,2	1,5	1,5	1,5	1,5	
$D_d$	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1524	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9	152,4	215,9
$\tau, \text{ мс}$	5	—	—	—	—	
$Z$	26	—	—	—	—	
$A$	0,7	—	—	—	—	
<b>Результаты проектирования</b>						
$n_1, \text{ об/мин}$	155	97	133	188	133	
$n_2, \text{ об/мин}$	301	—	—	—	—	
$n_3, \text{ об/мин}$	682	—	—	—	—	
$n_{\text{стат}}, \text{ об/мин}$	60	100	130	80	30	
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$	60	90	130	120	30	

### 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения под кондуктор (70-1186 м) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС, отвечающий требованиям по совместимости с долотом и способный обеспечить необходимый набор угла. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ5-172РС с регулируемым углом перекоса, 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 выбирается роторная управляемая система Power Drive 475 X6 Stabilized CC. Применение РУС позволит осуществить набор зенитного угла до 90 градусов и провести ствол скважины в продуктивном пласте толщиной 10 м [3].

Результаты проектирования параметров забойного двигателя представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		70-1186	1186-3527	3150-3693
<b>Исходные данные</b>				
D <sub>д</sub>	M	0,2953	0,2159	0,2159
	M <sub>м</sub>	295,3	215,9	215,9
G <sub>ос</sub> , кН		80	80	
Q, Н*М/кН		1,5	1,5	
<b>Результаты проектирования</b>				
D <sub>зд</sub> , мм		251,1	183,5	183,5
M <sub>р</sub> , Н*М		3102,85	2300,75	2300,75
M <sub>о</sub> , Н*М		147,65	107,95	107,95
M <sub>уд</sub> , Н*М/кН		36,94	27,41	27,41

Техническая характеристика запроектированных забойных двигателей представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240РС	70-1186	240	8,57	2247	30-75	20-160	23	408
ДРУ5-172РС	1186-3527	178	10,19	1385	19-38	30-170	10,9	199

### 2.3.6 Выбор компоновки и расчет 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, пилотный ствол и хвостовик приведены в таблице 10. Расчеты на прочность проводились в программном обеспечении «БурСофтПроект».

Таблица 10 – Проектирование бурильной колонны для интервалов бурения

<b>Направление</b>	<b>Бурильные трубы</b>				
	<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
	1	ТБПК-127x9,19 Р	127	45	1840,85
	<b>УБТ</b>				
	<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
	1	УБТ 229-90 Д	229	24	6460
<b>Кондуктор</b>	<b>Бурильные трубы</b>				
	<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
	1	ТБПК-127x9,19 Р	127	1120	37486,4
	<b>УБТ</b>				
	<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
	1	УБТС 203x100 Д	203	40	9100
<b>Эксплуатационная колонна</b>	<b>Бурильные трубы</b>				
	<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
	1	ТБПК-127x9,19 Р	127	300	10040
	2	ТБПК-127x9,19 Р	127	3100	103757
	<b>ТБТ</b>				
	<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
1	ТБТ-127	127	112	9340	
<b>Пилотный ствол</b>	<b>Бурильные трубы</b>				
	<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
	1	ТБПК-127x9,19 Р	127	3600	120492
	<b>ТБТ</b>				
	<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
	1	ТБТ-127	127	56	4170
<b>Хвостовик</b>	<b>Бурильные трубы</b>				
	<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
	1	ТБПН 89x11 М	89	850	21800
	2	ТБПН 89x11 М	89	3370	86910
	<b>ТБТ</b>				
	<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
1	ТБТ-89	89	72	5340	

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 ДРУ-240РС 7/8 (двигатель с регулируемым углом, с переливным клапаном в корпусе двигателя) и телесистемой MWD SlimPulse, в теле немагнитной трубы НУБТ-120-51 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 УБТС-203х100 Д.

Для интервала под эксплуатационную колонну проектируется использование ДРУ35172РС 7/8 (двигатель с регулируемым углом, с переливным клапаном в корпусе двигателя) и телесистемой MWD SlimPulse, в теле немагнитной трубы НУБТ-120-51 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 330 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 IMPulse 25k Medium Flow в теле

немагнитной трубы НУБТ-120-51. Наличие обратного клапана КОБ-127 предотвращает зашламования промывочных каналов телесистемы. Требуемая осевая нагрузка создается бурильными толстостенными трубами ТБТ-89. Помимо осевой нагрузки трубы ТБТ-89 придают жесткость колонне для использования ясса. Проектируется установка ТБТ, ясса ЯГБ-105-2 выше долота на 888 м, 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 – глинистый; под кондуктор – полимерглинистый; под эксплуатационную колонну и пилотный ствол – полимерный (инкапсулированный); 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	70	<b>Глинистый</b> Техническая вода, Глинопорошок «Основа-Медиум», NaOH, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , «Osno-Desco SA», Барит
70	1186	<b>Полимерглинистый</b> Техническая вода, Глинопорошок «Основа-Медиум», NaOH, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , «Оснопак-ВО», Seurve FL, «Оснопак-НО», «Atren-FK», Барит
1186	3527	<b>Полимерный (инкапсулированный)</b> Техническая вода, «Гаммаксан», NaOH, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , «Оснопак-ВО», Seurve FL, «Оснопак-НО», «Atren-FK», Барит
3150	3693	<b>Полимерный (инкапсулированный)</b> Техническая вода, «Гаммаксан», NaOH, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , «Оснопак-ВО», Seurve FL, «Оснопак-НО», «Atren-FK», Барит
3527	4318	<b>Раствор на углеводородной основе (РУО)</b> Дизельное топливо, Ca(OH) <sub>2</sub> , Cleave FM, «Основа БР-4», VERSAMOD, НПП-20М, TRUVIS, 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 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

<b>Интервал</b>	<b>0-70</b>	<b>70-1186</b>	<b>1186-3527</b>	<b>3527-4318</b>	<b>3150-3693</b>
<b>Исходные данные</b>					
$D_{дл}$ , м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1524	0,2159
$K$	0,65	0,55	0,5	0,3	0,4
$K_k$	2,5	1,2	1,15	1,15	1,15
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,13	0,1	0,1	0,1
$V_m$ , м/с	0.0083	0.0069	0.0042	0.0042	0.0042
$d_{бт}$ , м	0,127	0,127	0,127	0,089	0,127
$d_{мах}$ , м	0,229	0,203	0,173	0,145	0,178
$d_{нмах}$ , м	0,02	0,016	0,007	0,007	0,007
$N$	1	5	6	6	9
$V_{кпмин}$ , м/с	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$ , м/с	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,17	1,14	1,11	1,11	1,11
$\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>	2,08	2,53	2,42	2,14	2,53
<b>Результаты проектирования</b>					
$Q_1$ , л/с	60,8	20,5	11,5	5,7	11,5
$Q_2$ , л/с	90,6	40,2	13,6	7,3	13,6
$Q_3$ , л/с	265,0	100,1	42,8	13,7	42,8
$Q_4$ , л/с	116,2	38,5	17,4	7,4	17,4
$Q_5$ , л/с	35,3	45,9	25,5	24,7	25,5
$Q_6$ , л/с	-	30-75	19-38	19-38	19-38
<b>Области допустимого расхода бурового раствора</b>					
$\Delta Q$ , л/с	55-70	37-55	18-28	5-7	14-28
<b>Запроектированные значения расхода бурового раствора</b>					
$Q$ , л/с	60	55	28	14	28

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 на размыв стенок скважины и предотвращения прихватов и устойчивости работы

гидравлического забойного двигателя. Самыми критическими из всех вышперечисленных 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, скомпонованная преимущественно из импортного оборудования, способного обеспечить наилучшую очистку раствора от шлама. Схема очистки бурового раствора приведена на рисунке 3.

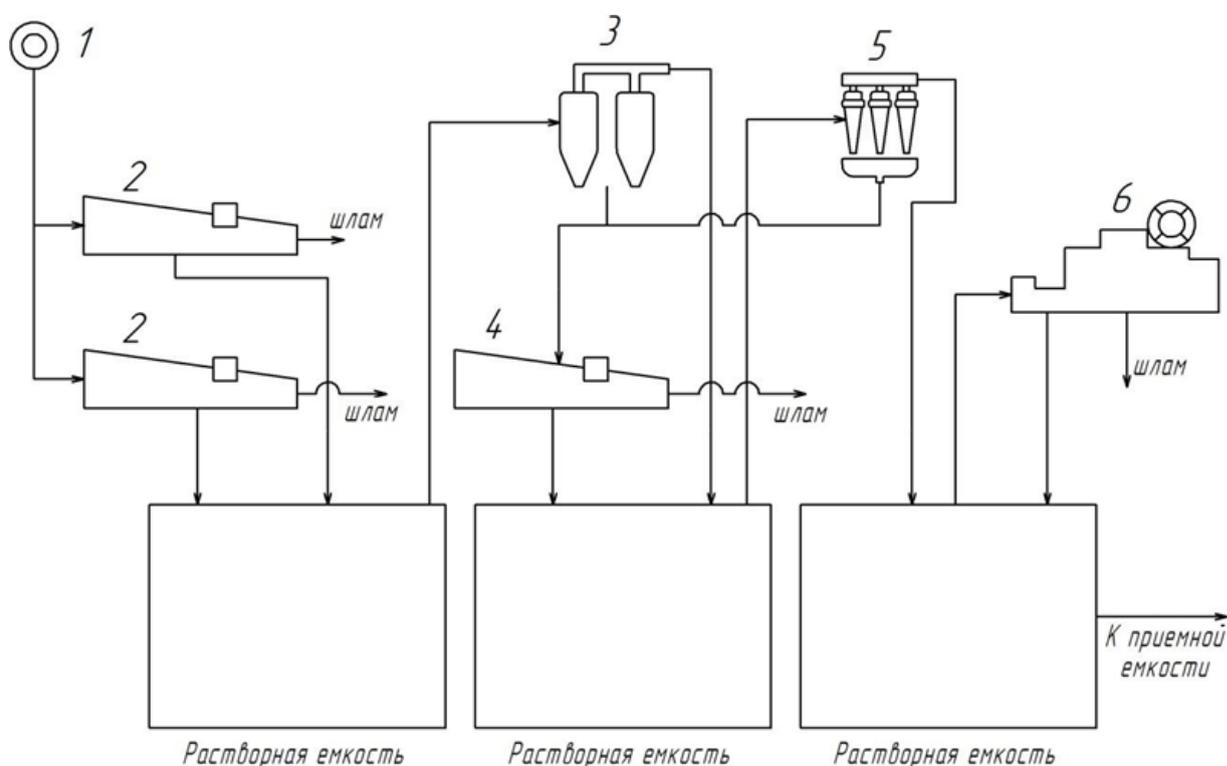


Рисунок 3 – Схема очистки бурового раствора:

1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 3-5 – ситогидроциклонный сепаратор Derrick Hyperpool Mud Cleaner (3 – пескоотделитель Derrick Desander; 4 – вибросито Derrick FLC 2000; 5 – илоотделитель Derrick Desilter); 6 – центрифуга Derrick DE-1000 LP VFD.

### 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 «БурСофтПроект».

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.

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

Для бурения интервала отбора керна принимаем бурильную головку производства компании НПО «Буринтех» PDC 215,9/100 В 913 Е. Параметры режима бурения задаются в соответствии с расчетными данными, а также с учетом рекомендаций производителя. Технические средства и режимы бурения представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал ( по стволу), м	Наименование керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/с
3151-3693	СК-178/100 «Триас 6»	4	30	21

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет 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>	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$ , кг/м <sup>3</sup>	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$ , кг/м <sup>3</sup>	1850
плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	650	глубина скважины, м	3210

Продолжение таблицы 14

высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	1004	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	590
высота цементного стакана $h_{см}$ , м (длина по стволу, м)	10 (23)	динамический уровень скважины $h_0$ , м	2160

### 2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Результаты расчета наружных избыточных давлений для двух случаев 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	1004	1616	3200	3210
Наружное избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении, МПа	0	0,98	8,91	13,75	13,75
Наружное избыточное давление в конце эксплуатации нефтяной скважины, МПа	0	10,83	17,44	25,74	30

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

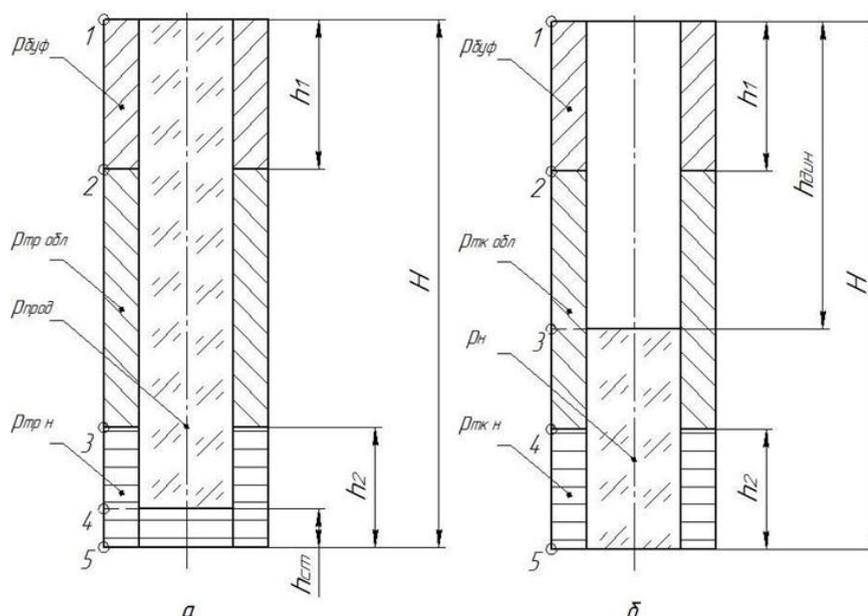


Рисунок 4 – Схемы расположения жидкостей в скважине:

- а) в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении; б) в конце эксплуатации нефтяной скважины.

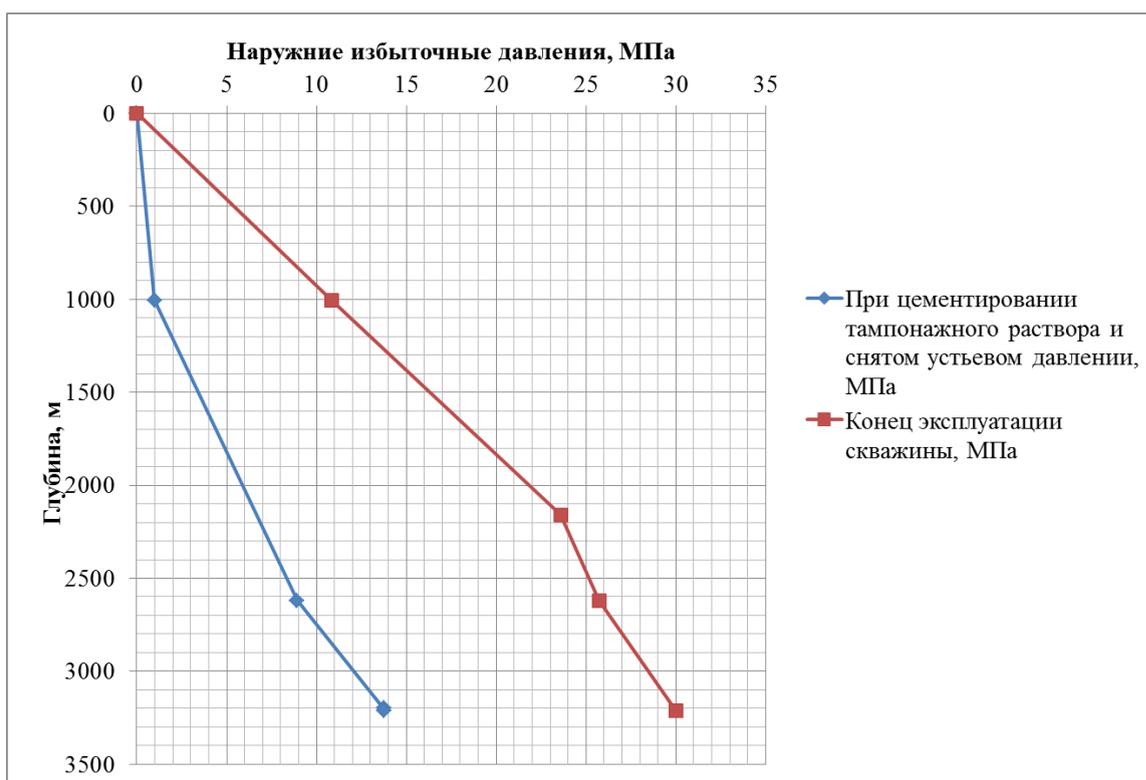


Рисунок 5 – Эпюры наружных избыточных давлений

#### 2.4.1.2 Расчет 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 представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	1004	1616	3210
Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа	19,83	18,85	10,93	6,08
Внутреннее избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа	15,32	14,34	12,35	10,15

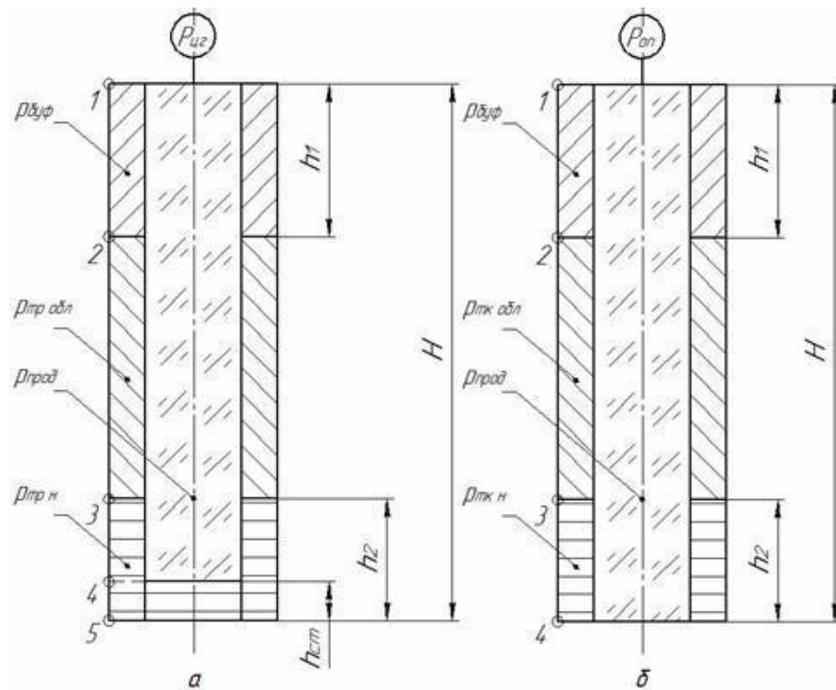


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в скважине: а) в конце продавки тампонажного раствора; б) при опрессовке обсадной колонны.

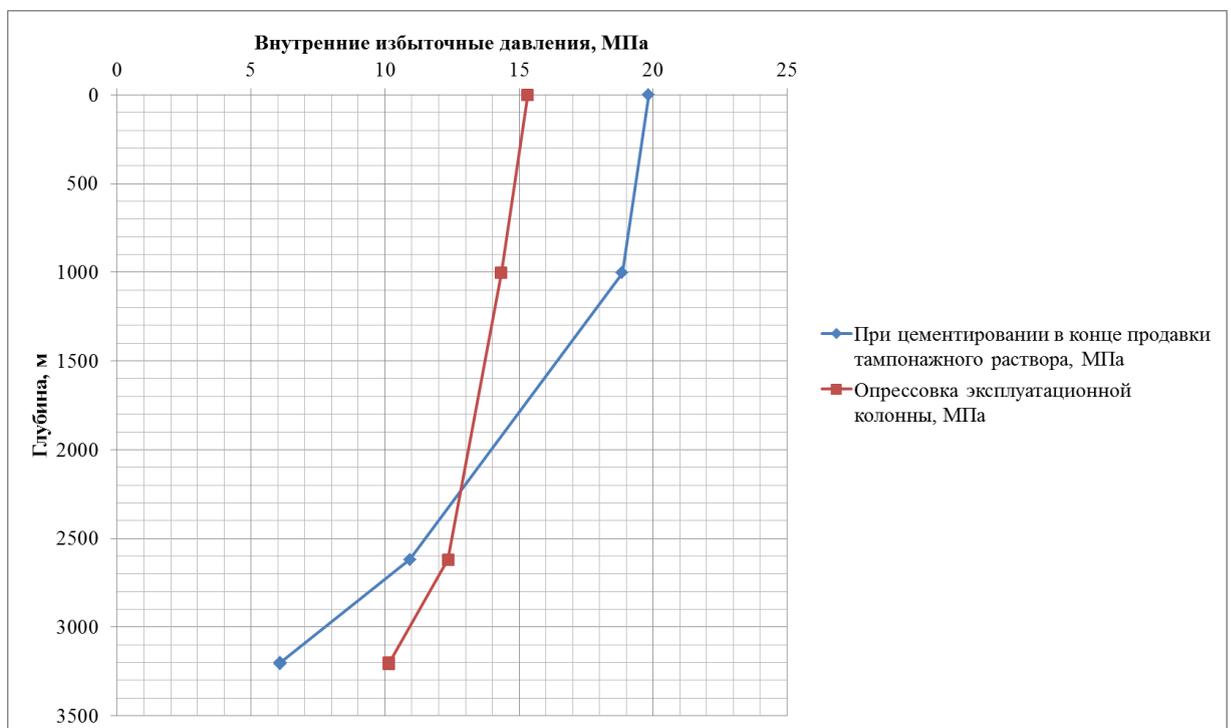


Рисунок 7 – Эюры внутренних избыточных давлений

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
<b>Направление</b>								
1	ОТТМ	Д	8,5	70	68,52	4796,74	4796,74	70-0
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1186	48,13	57083,7	57083,7	1150-0
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Е	10,4	744	43,64	32470,8	141161,3	3210-2670
2	ОТТМ	Е	9,2	2783	39,06	108691	108691	2670-0
Хвостовик								
1	ОТТМ	Д	6,4	866	17,23	14921,2	14921,2	4318-3452

## 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:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (6)$$

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

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

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

Посчитав получаем, что 50,27 МПа < 48,79 МПа – условие недопущения гидроразрыва не выполняется, следовательно проектируется прямое двухступенчатое цементирование.

### 2.4.2.2 Расчет объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТ – I –150 с водоцементным отношением  $m_n = 0,45$ .

Для приготовления облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ– III–Об (5) –100 с водоцементным отношением  $m_{обл} = 1$ .

Результаты расчета объемов тампонажных растворов количества компонентов, формирующих их, приведены в таблице 22.

### 2.4.2.3 Обоснование и расчёт объема буферной продавочной жидкостей

Согласно РД 39-00147001-767-2000 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 улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) плотностью 1100 кг/м<sup>3</sup>. В качестве продавочной жидкости будем использовать техническую воду плотностью 1000 кг/м<sup>3</sup>.

В таблице 17 представлена информация об объемах продавочной и буферной жидкостей.

Таблица 17 – 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)
Буферная жидкость	9,43	1100	9,34	МБП-СМ	528
				МБП-МВ	28,29
Облегченный тампонажный раствор (нижний интервал, m=1)	7,58	1500	6,56	НТФ	3,11
				ПЦТ - III – Об (5) – 100	5966,6
Облегченный тампонажный раствор (верхний интервал, m=1)	20,89	1500	18,1	НТФ	8,57
				ПЦТ - I – 150	16451,6

Продолжение таблицы 17

Тампонажный раствор нормальной плотности ( $m=0,45$ )	13,58	1850	9	НТФ	5,57
				ПЦТ - I – 150	18191,2
Продавочная жидкость (нижний/верхний интервал)	73,23	1030	121,05	Техническая вода	121,05
	47,82				

#### 2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

В соответствии с выбором цементировочной техники и проведенными расчетами ее количества разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования. Приготовление буферных составов и жидкостей затворения производится с помощью цементировочных агрегатов. Приготовление тампонажных растворов производить с использованием отдельной осреднительной емкости для повышения качества цементирования скважины. При этом схема обвязки, установленная техническим заданием, с применением смесительных установок и цементировочного агрегата УНП2-320x40 («котопес»), содержащего два плунжерных насоса и один центробежный. Схема обвязки представлена на рисунке 8 и 9.

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

$$m = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}, \quad (7)$$

- Для тампонажного раствора нормальной плотности:

$$m = 18,19 / 13 = 1,4$$

- Для облегченного тампонажного раствора:

$$m = 22,42 / 10 = 2,42$$

Двухступенчатое цементирование скважины позволяет сократить общее количество техники, необходимой для проведения работ.

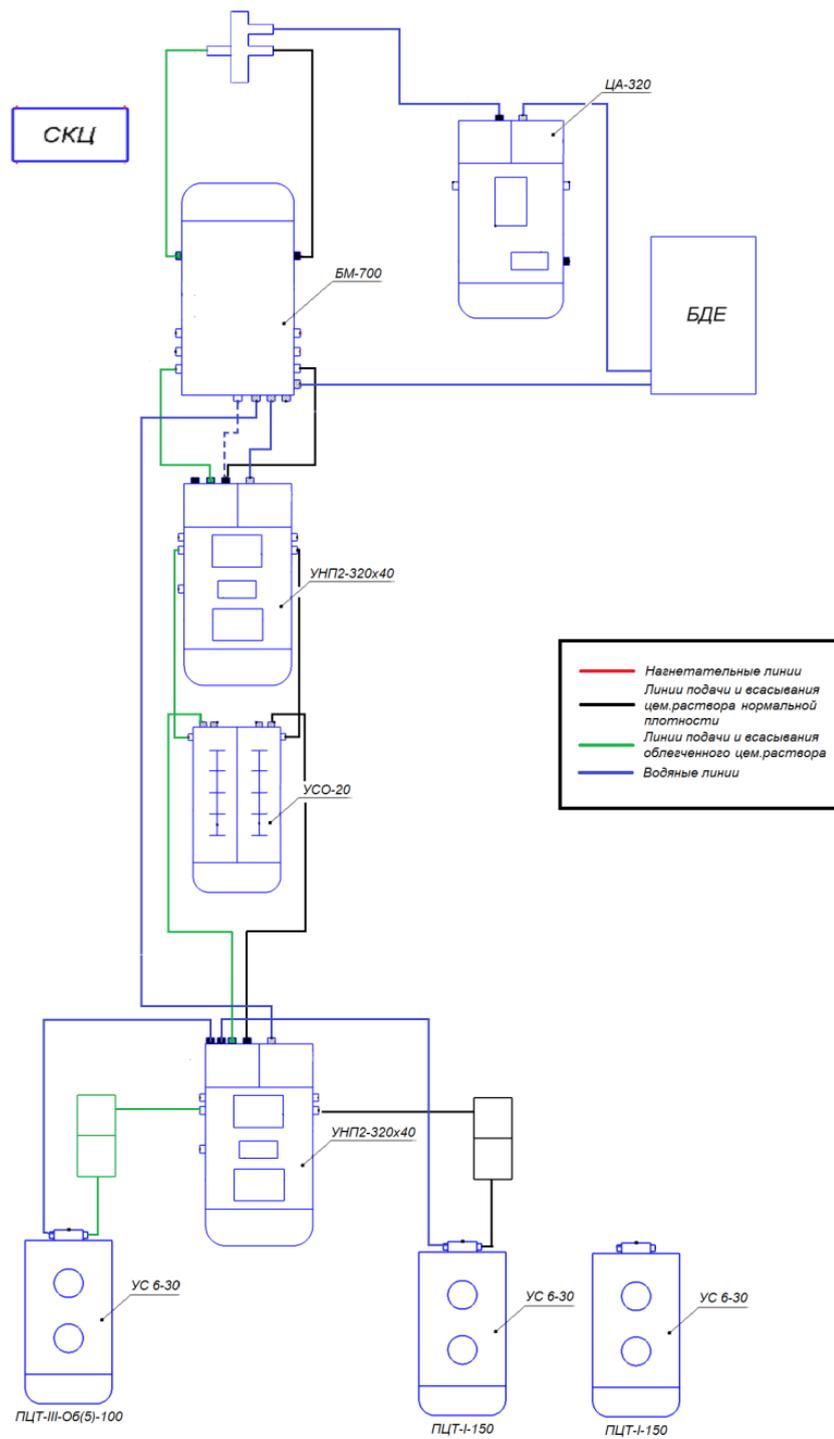


Рисунок 8 – Схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и цементировочных агрегатов УНП2-320x40 для нижнего интервала цементирования

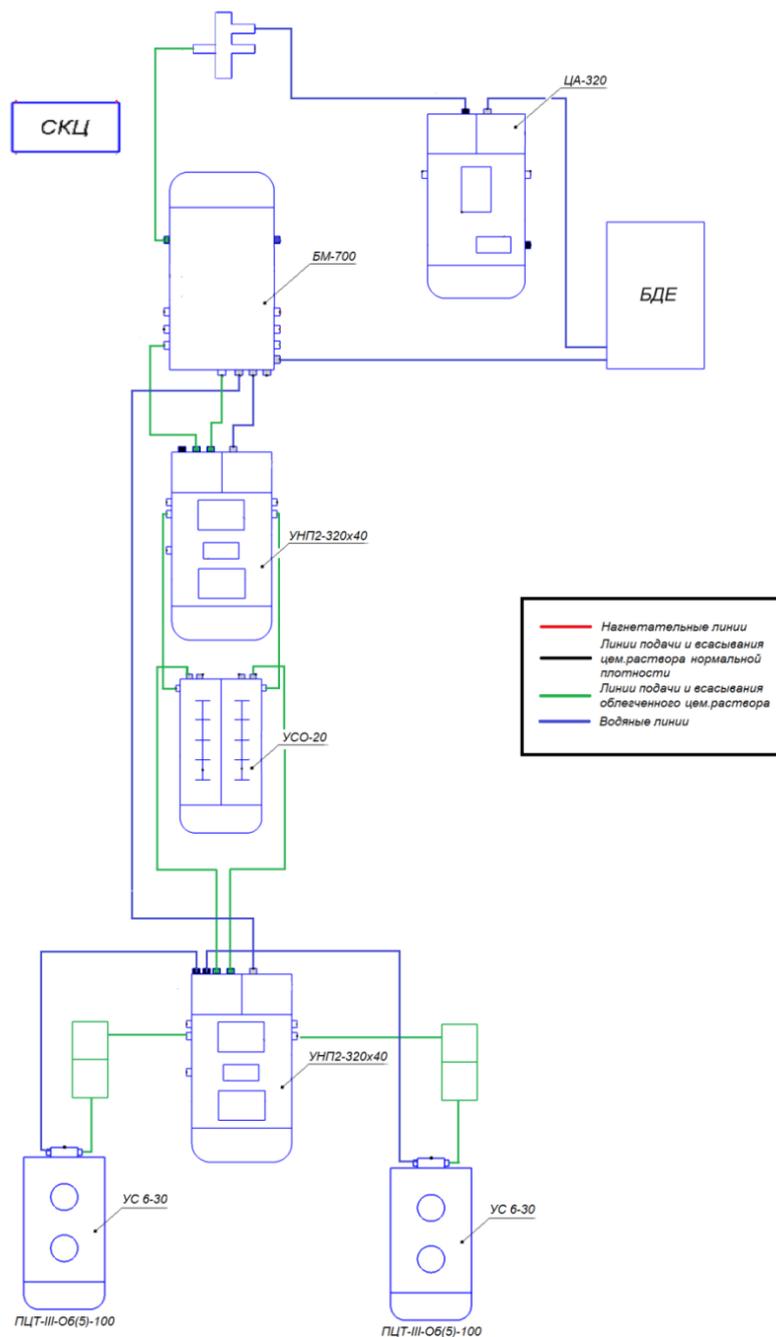


Рисунок 9 – Схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и цементировочных агрегатов УНП2-320x40 для нижнего интервала цементирования

### 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 18.

Таблица 18 - Интервалы установки и количество применяемых элементов технологической оснастки обсадных колонн

Наименование колонны	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Направление, 324 мм	БКБ-324 («Инрул-Бурение»)	70	70	1	1
	ЦКОДМ-324 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	60	60	1	1
	ПРП-Ц-В 324 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	60	60	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКБ-245 («Инрул-Бурение»)	1186	1186	1	1
	ЦКОДМ-245 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	1176	1176	1	1
	ЦПЦ 245/324 («ЗЭРС»)	0	10	2	8
		20	70	6	
	ЦПЦ 245/295 («ЗЭРС»)	70	1181	41	43
		1181	1186	2	
ПРП-Ц-В 245 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	1176	1176	1	1	
Эксплуатационная, 178 мм	БКОК-178 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	3527	3527	1	1
	ЦКОДУ-178 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	3517	3517	1	1
	ЦПЦ 178/245 («ЗЭРС»)	0	1146	29	34
		1146	1186	5	
	ЦПЦ 178/216 («ЗЭРС»)	1186	2836	58	91
		2836	3527	33	
	ЦТГ 178/216 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	2826	2896	8	13
		3305	3345	5	
	МСЦ 178 («Инрул-Бурение»)	2282	2282	1	1
ПРП-Ц-В 178 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	2282	2282	1	1	
ПРП-Ц-Н 178 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	3517	3517	1	1	

Продолжение таблицы 18

Хвостовик, 114 мм	БКОК-114 (АО НПП «РНГИ»)	4318	4318	1	1
	ЦКОДУ-114 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	4308	4308	1	1
	ЦПЦ 114/178 («ЗЭРС»)	3452	3462	2	7
		3462	3492	1	
		3492	3527	4	
	ЦПЦ 114/152 («ЗЭРС»)	3527	3567	4	81
		3567	4318	77	
	ЦТГ 114/152 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	3527	4318	40	40
ПРП-Ц-В 114 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	4308	4308	1	1	
ПХЦЗВ 114/178 («ЗЭРС»)	3452	3452	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 19 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 19 – Технические характеристики перфорационной системы

Мощность перфорируемого объекта, м	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество одновременно спускаемых зарядов	Количество спусков перфоратора
20	Пулевая	PowerSpiral 2 <sup>1/2</sup>	17	150	79

## 2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных труб, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 4200/ 250 ЭК-БМЧ.

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

<b>Выбранная буровая установка</b>			
Максимальный вес бурильной колонны с учетом веса СВП, тс ( $Q_{бк}$ )	152,3	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	0,61
Максимальный вес обсадной колонны с учетом веса СВП, тс ( $Q_{об}$ )	151,6	$[G_{кр}] / Q_{об}$	0,61
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	197,07	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	0,79
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	250		
<b>Расчет фундамента буровой установки</b>			
Вес вышечно-лебёдного блока, т ( $Q_{влб}$ )	240	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ( $k_{по} > 1,25$ )	1,64
Вес бурильной колонны с учетом веса СВП, т ( $Q_{бк}$ )	152,3		
Вес обсадной колонны с учетом веса СВП, т ( $Q_{ок}$ )	151,6		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ( $K_{п}$ )	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ( $Q_{бр}$ )	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, $m^2$ ( $F_{бо}$ )	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-320ЭЧР.

Технические характеристики СВП представлены в таблице 21 [11].

Таблица 21 – Технические характеристики СВП

Наименование	Тип	Грузоподъемность, т	Привод	Максимальный крутящий момент, кН*м (кг*м)
СВП-320ЭЧР	ВСП	320	Асинхронный	80

## **2.6 Разработка рецептуры раствора хлористых солей для обработки эластомера винтового забойного двигателя с целью повышения его ресурса**

### **2.6.1 Актуальность исследования**

В настоящее время ВЗД широко представлены на рынке бурового оборудования и получили широкое применение при бурении вертикальных и наклонно направленных скважин. Большая потребность в винтовых забойных двигателях с первых лет внедрения обусловлена как развитием бурения наклонно-направленных, горизонтальных скважин, так и бурение боковых стволов.

При всех существующих достоинствах, основной недостаток винтовых забойных двигателей заключается в относительно быстром износе двигательной секции. В процесс эксплуатации ВЗД в зависимости от режимов работы, свойств и состава перекачиваемой жидкости характерны различные виды износа рабочих поверхностей ротора и статора. Работоспособность эластомера зависит от сочетания напряженно-деформированного состояния обкладки и агрессивных свойств перекачиваемой жидкости, поэтому при эксплуатации ВЗД необходимо уделять особое внимание выбору подходящего бурового раствора.

В связи с этим становится актуальной разработка рецептуры промывочных жидкостей, обеспечивающих увеличение ресурса работы винтового забойного двигателя.

### **2.6.2 Методика исследования**

Исследования по изучению устойчивости эластомера ИРП-1226 к механическому разрушению проводились в присутствии бентонитового

бурового раствора, после выдержки резины в концентрированных растворах хлоридов соли при температуре 80 °С в течении 15 суток. В качестве растворов соли были выбраны: хлорид натрия (NaCl), хлорид калия (KCl), хлорид бария (BaCl<sub>2</sub>) И хлорид кальция (CaCl<sub>2</sub>). В качестве продукта исследования использовались образцы цилиндрической формы резины ИРП - 1226 с диаметром 42-44 мм, массой 19-21 г и высотой 11-13 мм.

Предварительно образцы помещались в специальные контейнеры в каждый из концентрированных растворов солей хлоридов и выдерживались в лабораторной печи при температуре 80 °С в течение 15 суток. Концентрации растворов солей представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Масса соли на 100 мл воды, для насыщенного раствора при температуре 80 °С

Тип хлорида	Масса, г	Температура, °С	Объем воды, мл
NaCl	38,4	80	100
CaCl <sub>2</sub>	147		
KCl	51,1		
BaCl <sub>2</sub>	52,2		

После выдержки в рассоле образцы подверглись воздействию градиента температуры 25-80 °С, что имитировало спуск винтового забойного двигателя в скважину.

В дальнейшем, образцы поочередно изнашивались резанием и трением под действием заданной осевой нагрузки (2 кг) и частотой вращения (180 об/мин) в присутствии заранее приготовленного полимерглинистого бурового раствора, схема приготовления которого указана на рисунке 9.

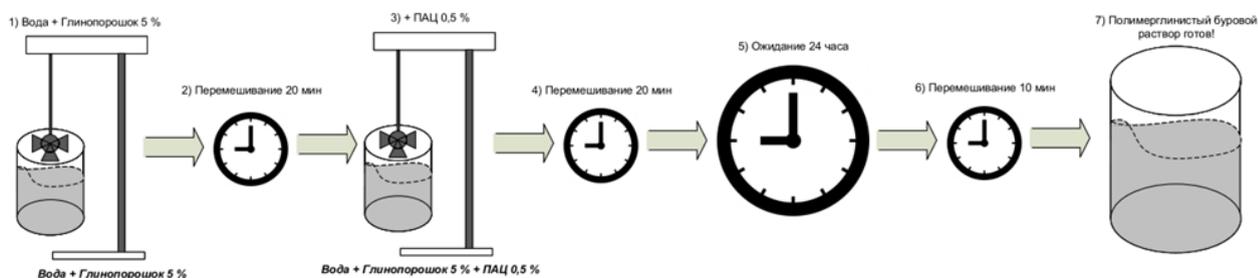


Рисунок 9 – Схема приготовления бурового раствора

Условия разрушения образцов эластомера осуществлялись при помощи цилиндрического стакана и вертикального сверлильного станка марки «ПРОМА» (рисунок 10).

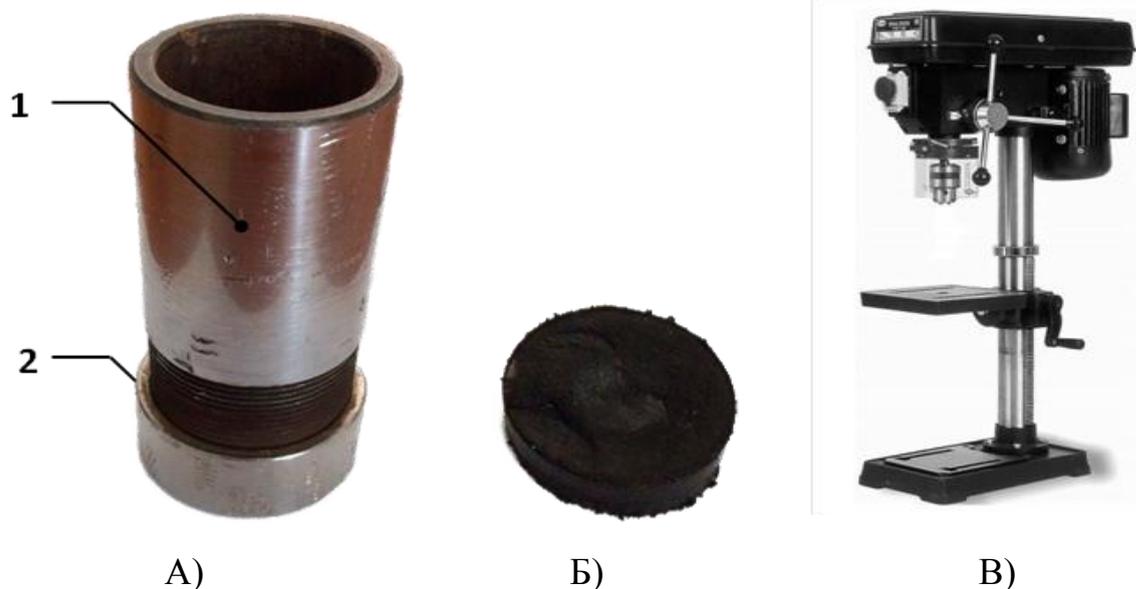


Рисунок 10 – А – Цилиндрический стакан (1-стакан, 2-крышка-зажим);  
Б – Образец; В – Вертикальный сверлильный станок «ПРОМА РТВ – 16В/230»

Разрушающее и истирающее воздействие на образец было решено создавать при помощи специальных инструментов с режущим профилем размером 2x25 мм (рисунок 11). Данный выбор инструментов обуславливается тем, что они могут в полной мере эмитировать работу пары винтового забойного двигателя стальной ротор - резинометаллический статор.



Рисунок 11 – Инструмент с режущим профилем

### 2.6.3 Результаты исследования

Результаты исследований влияния рассола хлористых солей на показатели устойчивости резины ИРП-1226, приведенные в таблице 23, показывают, что наиболее благоприятное воздействие на прочностные характеристики эластомера при разрушении его инструментом с режущим профилем, оказывают следующие рассолы солей: хлорид кальция ( $\text{CaCl}_2$ ) и хлорид натрия ( $\text{NaCl}$ ).

Таблица 23 – Результаты эксперимента по оценке времени износа образцов эластомеров

Тип соли	Дисперсионная среда	Время износа, сек.
Хлорид бария	Нефть	250
	Соляной раствор	296
	Дизельное топливо	250
	Вода	232
Хлорид калия	Нефть	253
	Соляной раствор	305
	Дизельное топливо	254
	Вода	241
Хлорид натрия	Нефть	290
	Соляной раствор	302
	Дизельное топливо	265
	Вода	275
Хлорид кальция	Нефть	284
	Соляной раствор	305
	Дизельное топливо	269
	Вода	268

Кроме того, различие скоростей износа реперных образцов без обработки относительно обработанных образцов раствором соли можно объяснить тем, что (кристаллы) ионы соли проникают в межпоровое пространство эластомера в процессе выдержки образцов в лабораторной печи и после их извлечения, соль начинает кристаллизоваться. Вследствие этого, структура эластомера становится тверже, но менее упругой.

На диаграмме, представленной на рисунке 12, отражены результаты исследований времени износа образцов после выдержки последних в рассолах хлористых солей.

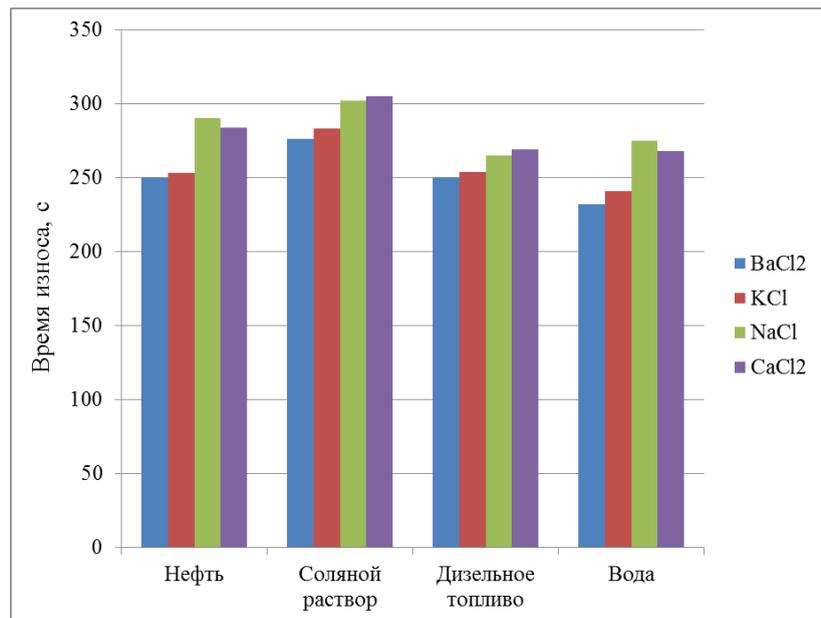


Рисунок 12 – Гистограмма времени износа резиновой смеси ИРП-1226 в растворах различных хлористых солей.

В результате исследований так же было обнаружено, что при взаимодействии режущего инструмента с образцом эластомера отсутствовали обломки резины в виде мелкой крошки. Износ образца проявлялся сколом больших кусочков эластомера. (Рисунок 13) То есть скалывающее разрушение преобладает над режущим.



Рисунок 14 – Продукт износа эластомера режущим инструментом (слева – без обработки; справа – обработанный соляным раствором)

#### **2.6.4 Заключение**

В ходе исследований было оценено влияние различных хлористых солей на образцы резины ИРП-1226 и их прочностные характеристики к механическому разрушению. Анализ экспериментальных данных показывает, что выдержка образцов в любом из растворов влияет на прочностные свойства эластомера. Однако наиболее устойчивыми к разрушению оказались образцы, обработанные растворами хлорида кальция ( $\text{CaCl}_2$ ) и хлорида натрия ( $\text{NaCl}$ ) с выдержкой в 15 суток.

Таким образом, можно судить о перспективности дальнейших исследований в данном направлении, а также необходимости разработки экспериментального стенда для приближения имитации работы ВЗД в лабораторных условиях к реальным условиям для получения более достоверных данных о влиянии воздействия растворов солей на эластомер винтового забойного двигателя.

Кроме того, необходимо оценить прочностные характеристики эластомеров в буровых промывочных жидкостях на нефтяной основе (РУО).

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б5В	Щербакову Роману Эдуардовичу

<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	07.03.2019
--	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н.		22.05.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б5В	Щербаков Роман Эдуардович		22.05.2019

### **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, а использование технологии комбинированной эксплуатационной колонны позволяет экономить время на СПО и сокращать время строительства скважины.

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 Расчет 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 привышечных сооружений, монтажа, демонтажа оборудования и разборки привышечных 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 4200/ 250 ЭК-БМЧ. 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 1080 часов или 45 суток.

Основным документом, регламентирующим нормативное время для сооружения скважины, является «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые» [13].

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 эксплуатационных скважин» [16]. Суммарное время на работы по испытанию скважины составляет 248,4 часов или 10,35 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):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_6} = \frac{3791}{233,18} = 16,25 \text{ м/ч} \quad (9)$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (10):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_6 + t_{\text{СПО}}} = \frac{3791}{250,41} = 15,13 \text{ м/ч} \quad (10)$$

Коммерческая скорость бурения определяется по формуле (11):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H \times 720}{t_k} = \frac{3791 \times 720}{589,04} = 4633,4 \frac{\text{м}}{\text{ст. мес}} \quad (11)$$

Средняя проходка на долото определяется по формуле (12):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{T} = \frac{3791}{5} = 758,2 \text{ м} \quad (12)$$

### 3.2.3 Линейных 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 24.

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 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения составляет 558,5 часов или 23,3 суток. Время, приходящееся на испытание скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины представлен на рисунке 15.

Вид работы	Сутки	Месяцы												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Вышкомонтажные работы	45	■												
Бурение интервала под направление	2		■											
Цементирование направления	1		■											
Бурение интервала под кондуктор	6		■											
Цементирование кондуктора	1		■											
Бурение с отбором керна	2		■											
Бурение интервала под эксп. колонну	7		■											
Цементирование эксп. колонны	1		■											
Бурение интервала под хвостовик	8		■											
Цементирование хвостовика	1		■											
Испытание	10			■										

Рисунок 15 – 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» [17], 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 скважины представлены в таблице Ж.2, на крепление скважины – в таблице Ж.3 в приложении Ж.

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 [17], используется индекс изменения сметной стоимости,

устанавливаемый КЦ/2018-12ти [18]. Для Томской области на декабрь 2018 года индекс составляет 228,6.

Сводный сметный расчет на строительство скважины представлен в таблице Ж.4 в приложении Ж.

Сметная себестоимость строительства скважины (на метр проходки) определяется как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле (13):

$$c_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{H} = \frac{244119632 - 8226324}{3791} = 64328,7 \text{ руб/м} \quad (13)$$

### 3.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC с матричным корпусом. Его ключевыми особенностями являются увеличение механической скорости проходки (МСП) за счет возможности приложения к долоту большей осевой нагрузки, по сравнению с долотами со стальным корпусом, а также увеличение проходки на долото за счет большей стойкости матричного корпуса к абразивному воздействию шлама.

Расчет эффективности внедрения новых долот для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Расчет эффективности внедрения матричного долота

№ п/п	Показатель	Используемое долото: БИТ 152,4 BT613 UE	Внедряемое долото: БИТ 152,4 BT613 UEM
Исходные данные			
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	Гидравлический забойный Двигатель	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	3240	
4	Интервал по стволу, в котором производится бурение, м	1186-3240	

Продолжение таблицы 25

5	Ожидаемая проходка на долото, м	3200	4500
6	Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	28,0
7	Время СПО, ч	13,8	
8	Цена долота в ценах 2017 г., руб	381 600	773 400
Расчет			
9	Длина сооружаемого интервала, м	2164	
10	Количество долблений	$2164/3200 = 0,677$	$2164/4500 = 0,481$
11	Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	$2164/25,5 = 84,90$	$2164/28 = 77,30$
12	Время бурения с учетом времени СПО, ч	$84,90 + 13,83 = 98,73$	$77,30 + 13,83 = 91,03$
13	Экономия времени, ч	$98,73 - 91,03 = 7,70$	
14	Стоимость часа эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4	
15	Эксплуатационные затраты на долото, руб	$381\ 600 * 0,677 = 258\ 343$	$773\ 400 * 0,481 = 372\ 091$
16	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	$98,73 * 45825,4 = 4\ 524\ 341$	$77,3 * 45825,4 = 3\ 542\ 303$
17	Итого эксплуатационных затрат, руб	$258\ 343 + 4\ 524\ 341 = 4\ 782\ 684$	$372\ 091 + 3\ 542\ 303 = 3\ 914\ 394$
18	Экономия эксплуатационных затрат, руб	$4\ 782\ 684 - 3\ 914\ 394 = 868\ 290$	
19	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб/м	$868\ 290/2165 = 401$	
20	Экономический эффект на долото	$401 * 4500 = 1\ 804\ 759$	
21	Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	$773\ 400/1\ 804\ 759 = 0,43$	

Вывод: предложенное нововведение эффективно скажется на темпах бурения за счет увеличения механической скорости проходки (МСП) и проходки на долото. Стоимость долота с матричным корпусом в два раза превышает стоимость долота со стальным корпусом, однако экономия себестоимости метра проходки в интервале будет 401 руб/м, а срок предполагаемой окупаемости данного вложения составит около 5 месяцев.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Щербакову Роману Эдуардовичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	Нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	Нефтегазовое дело

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<b>1. Характеристика объекта исследования и области его применения</b>	Объект исследования: проект технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом (пласт PZ) на нефтяном месторождении (Томская область)
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>	<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>
1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства;	1.1. Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий);
1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	1.2. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).
<b>2. Производственная безопасность</b>	<b>2. Производственная безопасность</b>
2.1. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной в следующей последовательности:	2.1. Проанализировать возможные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: - неудовлетворительные показатели микроклимата на открытом воздухе; - повышенные уровни шума и вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность и загазованность; - необходимые средства защиты от вредных факторов.
2.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной в следующей последовательности:	2.2. Проанализировать возможные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: - электрический ток; - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - пожароопасность; - взрывоопасность; - необходимые средства защиты от опасных факторов.
<b>3. Экологическая безопасность</b>	<b>3. Экологическая безопасность:</b>
3.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую	3.1. Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:

среду;	- на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); - на гидросферу (сбросы, утечка горюче-смазочных материалов, поглощение бурового раствора); - на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);
3.2. Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности.	3.2. Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных Situations</b>	<b>4. Безопасность в чрезвычайных Situations:</b>
4.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин;	4.1. Провести анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте: - техногенного характера – (пожары и взрывы в зданиях); - природного характера – (лесные пожары);
4.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.	4.2. Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С	–		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Щербаков Роман Эдуардович		

## **4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

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

#### **4.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

На сегодняшний день уделяется большое внимание безопасности при строительстве нефтяных и газовых скважин. В первую очередь это объясняется тем, что данная деятельность представляет собой опасность для здоровья человека, а буровая установка является одним из наиболее опасных производственных объектов.

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [44].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [41].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно статье 30 «Сохранение права на досрочное назначение страховой пенсии» Федерального закона от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях» [45].

#### **4.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [42].

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)» [43].

## **4.2 Производственная безопасность**

На сегодняшний день в практике строительства нефтяных и газовых скважин уделяется особое внимание вопросам безопасности выполнения работ, что обусловлено вредностью для здоровья человека, а также опасностью производственного объекта.

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице И.1 приложения И.

### **4.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала от их действия**

Приведем описание вредных производственных факторов, включающее обоснование мероприятий по их устранению, а также средства индивидуальной и коллективной защиты.

#### *Неудовлетворительные показатели метеоусловий рабочей среды*

Работы, связанные со строительством скважин, часто осуществляются на открытых площадках или в неотапливаемых помещениях. Температура воздуха и скорость ветра рабочей зоны, а также фактор их совместного воздействия оказывают непосредственное влияние на самочувствие человека и его работоспособность.

Климат в Томской области резко континентальный, поэтому согласно МР 2.2.7.2129-06 [19] можно определить допустимую продолжительность (ч) однократного пребывания и число перерывов для обогрева в смену на открытой территории для данного климатического региона в холодное время. Режимы труда и отдыха в холодное время года представлены в таблице И.2 приложения И.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе существует большая вероятность получения солнечного удара. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не

более  $0,2 \text{ м}^2$  (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать  $10 \text{ Вт/м}^2$  [46].

К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты в зимний период – комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже  $-40^{\circ}\text{C}$  предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей.

С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. к средствам индивидуальной защиты в летний период – головные уборы.

#### *Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды*

Во время приготовления буровых растворов, частицы сухих материалов могут проникать в органы дыхания, что может привести к отравлению организма. Аналогичное воздействие на организм человека оказывает загазованность бурового раствора. Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [20] при строительстве скважин содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице И.3 приложения И.

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91 [21]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски в соответствии с ГОСТ 12.4.041-2001 [4].

#### *Повышенный уровень шума*

Шум на буровой установке возникает в результате работы бурового оборудования (дизельные генераторы, пневмосистемы буровой установки). Чрезмерный уровень шума оказывает негативное влияние на здоровье людей, прежде всего на органы слуха, нервную и сердечно-сосудистую системы.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 [23] постоянный производственный шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА.

Мероприятия по устранению вредного шумового воздействия включают в себя использование средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, шлемы) согласно ГОСТ 12.4.275-2014 [24]. В качестве коллективных средств защиты стоит предусмотреть установку звукоизолирующих кожухов и глушителей, обеспечивающих звукоизоляцию и звукопоглощение, согласно ГОСТ 12.1.029-80 [25].

#### *Повышенный уровень вибрации*

Источниками возникновения вибраций на буровой являются работающие машины, агрегаты, буровые насосы, неуравновешенные силовые воздействия. Воздействие вибрации отражается на нервной и опорно-двигательной системе. У работников подверженных воздействию вибрации отмечаются головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни.

Нормативные значения (обеспечивающие отсутствие вибрационной болезни) виброускорения и виброскорости составляют  $0,1 \text{ м/с}^2$  и  $2,0 \text{ мм/с}$  в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004.

Мероприятия по устранению вредного вибрационного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, эластичные прокладки). Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь, виброгасящие коврики.

#### *Недостаточная освещенность рабочей зоны*

Недостаточная освещенность рабочего места является причинами: снижения продолжительности работы, повышенного утомления, развития близорукости.

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и

газовой промышленности»» (ПБНГП) и приведены в таблице И.4 приложения И [27].

В целях предотвращения негативного воздействия недостаточной освещенности на рабочем месте следует обеспечить своевременный контроль и замену неработающих ламп.

#### *Повреждения в результате контакта с насекомыми*

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. Наиболее распространенное природно-очаговое заболевание, характерное для района проведения работ – клещевой энцефалит.

Главным профилактическим мероприятием от заболевания являются противо-энцефалитные прививки. К СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [28].

### **4.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

#### *Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования*

В процессе строительства скважины возможно получение механических травм. Источником механических травм при сооружении скважины является выполнение технологических операций при несоблюдении требований безопасности, а также при возникновении неисправности оборудования.

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП, инструктажей по ТБ, расположение оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны ставиться на учет и испытываться согласно РД 10-525-03 [29]. Весь

рабочий персонал согласно ГОСТ 12.4.011-89 [30] обеспечивается средствами индивидуальной защиты: касками, спецодеждой, рукавицами.

#### *Поражение электрическим током*

Поражение электрическим током возможно при прикосновении к неизолированным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Прохождение электрического тока через организм может привести к судорогам, ожогам частей тела, нарушению сердечной и дыхательной функций, а также являться причиной смерти.

ГОСТ 12.1.019 [31] устанавливает общие требования по предотвращению опасного и вредного воздействия на персонал электрического тока. Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [32] «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» [33];
- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления, зануления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе с электрооборудованием лиц, имеющих группу допуска по электробезопасности не ниже III.

#### *Расположение рабочего места на значительной высоте*

В процессе строительства скважин требуется нахождение работника на высоте выше норматива, составляющего 2 м, и может стать причиной возникновения механических травм в результате падения.

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного каната и предохранительного пояса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

#### *Пожаровзрывоопасность*

Пожары – возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями, в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный и другие токсичные газы.

Взрывы возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций, наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии в соответствии с РД 34.21.122-87 [34];
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 [35].

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП);
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек, сообщающие о величине давления, под которым находится сосуд;
- исключение вероятности достижения нижнего предела взрываемости (НПВ) газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 [36]:

- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

### **4.3 Экологическая безопасность**

#### **4.3.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду**

Строительство скважин сопровождается большим количеством факторов, негативно влияющих на окружающую среду. Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в таблице И.5 приложения И.

#### **4.3.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности**

Наибольший вред наносится земельным, лесным и водным ресурсам.

*Сбор и ликвидация производственных отходов, рекультивация*

В процессе бурения скважины образуются три вида отходов: буровой шлам, отработанный буровой раствор (далее ОБР) и буровые сточные воды.

С целью сокращения объемов наработки бурового раствора и уменьшения объема ОБР, подлежащего обезвреживанию и утилизации, предусмотрена четырехступенчатая система очистки бурового раствора от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению шламовых амбаров регламентированы РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих» [37].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ПП РФ от 10.06.2018 г. N 800.

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы: очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки; строительство подъездных путей к некультивируемым участкам, строительство въездов и дорог на них; покрытие площадки слоем плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушавшей землю.

*Охрана недр*

Для обеспечения охраны недр, в том числе подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 [39].

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции:

- обеспечивает охрану недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждает возникновение, нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа в окружающую среду;
- предотвращает проникновение газа в проницаемые горизонты;
- уменьшает степень загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

Для предотвращения загрязнения водоносных горизонтов применяется глинистая кольматация стенок скважины, снижение водоотдачи бурового раствора, а также ограничение репрессий на водоносный горизонт путем регулирования структурно-механических свойств бурового раствора, обеспечивающих снижение гидродинамического давления.

#### **4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

##### **4.4.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин**

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном Объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных Веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП. ГНВП опасно

переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

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

#### **4.4.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС**

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНПП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [42].

## **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. – 92 с.
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. –152 с.
3. С.Л. Юртаев, И.С. Юртаев, Ю.А. Петухов. Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения. ТюмГНУ. Тюмень, 2012. – 109 с.
4. В.И. Рязанов. Методические указания по проектированию и выполнению чертежа компоновки буровой колонны. Томский политехнический университет. Томск, 2012. – 24 с.
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. - 183 с.

13. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс]: <http://www.opengost.ru/iso/75gostyiso/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 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

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

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

43. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.

## Приложение А

(обязательное)

Геологическая характеристика скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения), град.		Коэффициент каверности в интервале
От (верх)	До (низ)	название	индекс	угол,	азимут,	
1	2	3	4	5	6	7
0	60	Четвертичная система	Q	0		2,5
60	120	Неогеновая система	N	0		1,3
120	170	Туртаская свита	P <sub>3</sub> trt	0		1,3
170	260	Черталинская свита	P <sub>3</sub> chr	0		1,2
260	400	Тавдинская свита	P <sub>2</sub> tv	0		1,2
400	605	люлинворская свита	P <sub>1-2</sub> ll	0		1,2
605	690	Талицкая свита	P <sub>1-2</sub> tl	0		1,2
690	850	Ганьгаская свита	K <sub>2</sub> P <sub>1</sub> gn	0		1,2
850	905	Славгородская свита	K <sub>2</sub> sl	0		1,2
905	990	Ипатовская свита	K <sub>2</sub> ip	0		1,2
990	1000	Кузницовская свита	K <sub>2</sub> kz	0		1,15
1000	1760	Покурская свита	K <sub>1-2</sub> pk	0		1,15
1760	1850	Алымская свита	K <sub>1</sub> al	0		1,15
1850	2320	Ванденская свита	K <sub>1</sub> vn	0		1,15
2320	2410	Тарская свита	K <sub>1</sub> tr	0		1,5
2410	2710	Куломзинская свита	K <sub>1</sub> klm	0		1,10
2710	2720	Баженовская свита+георг	J <sub>3</sub> K <sub>1</sub> bg+gr	0		1,10
2720	2810	Васюганская свита	J <sub>2-3</sub> vs	0		1,10
2810	3180	Тюменская свита	J <sub>2</sub> tm	0		1,15
3180	3200	Салатская свита	J <sub>1-2</sub> sl	0		1,15
3200	3210	Тогурская свита	J <sub>1</sub> tg	0		1,15
3210	3230	Урманская свита	J <sub>1</sub> ur	0		1,10
3230	3310	Палеозой	PZ	0		1,10

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, процент	Проницаемо сть, мДарси	Глинистость , процент	Карбонатно сть, процент	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Расслоенно сть породы	Абразивно сть	Категория породы промысло вой классифи кации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	60	Пески	1,9	30	1500	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2,2	10	0	100	0	10	5	4	мягкая
N	60	120	глины	2,2	10	0	100	0	10	5	4	мягкая
			пески	1,9	30	200	20	0	5	1	10	мягкая
			алевриты	2,0	17	10	35	0	-	5	10	мягкая
P <sub>3trt</sub>	120	170	глины	2,4	10	0	100	0	10	4	4	мягкая
			алевриты	2,0	20	20	35	0	-	4	10	мягкая
P <sub>3chr</sub>	170	260	глины	2,2	10	0	100	0	10	5	4	мягкая
			алевриты	2,2	10	0	100	0	10	5	4	мягкая
P <sub>2tv</sub>	260	400	глины	2,2	10	0	100	0	10	5	4	мягкая
			пески	2,2	10	0	20	0	5	1	10	мягкая
			алевролиты	2,1	15	20	50	5	-	5	10	мягкая
P <sub>1-2ll</sub>	400	605	глины	2,2	10	0	100	5	10	5	4	мягкая
			алевролиты	2,1	20	15	50	0	-	5	10	мягкая
P <sub>1-2tl</sub>	605	690	глины	2,3	10	0	100	0	10	4	4	мс
			песчаники	2,1	25	25	20	3	20	5	10	мс
			алевролиты	2,2	15	15	40	0	10	4	10	мс
K <sub>2</sub> P <sub>1gn</sub>	690	850	глины	2,4	15	0	100	5	10	-	4	мс
			алевролиты	2,2	15	15	40	0	10	4	10	мс
K <sub>2sl</sub>	850	905	глины	2,4	10	0	100	0	10	4	4	мс
			алевролиты	2,2	15	15	40	0	10	4	10	мс
			пески	2,2	10	0	20	0	5	1	10	мс
			песчаники	2,1	25	25	20	3	20	5	10	мс

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K <sub>2</sub> ip	905	990	глины	2,4	15	0	100	5	10	5	4	мс
			песчаники	2,1	20	500	20	0	15	5	10	мс
			алевролиты	2,2	20	50	20	5	20	5	6	мс
K <sub>2</sub> kz	990	1000	глины	2,4	15	0	100	3	15	5	4	мс
			пески	2,2	10	0	20	0	5	1	10	мс
			алевролиты	2,2	20	50	20	3	20	5	6	мс
K <sub>1-2</sub> pk	1000	1760	песчаники	2,2	30	20	20	3	20	2,5	10	средняя
			пески	2,2	10	0	20	0	5	1	10	средняя
			алевролиты	2,2	20	15	20	3	20	2,5	6	средняя
			глины	2,4	5	0	100	3	15	5	4	средняя
K <sub>1</sub> al	1760	1850	песчаники	2,2	22	20	20	3	20	3,5	10	средняя
			алевролиты	2,2	20	15	20	3	20	2,5	6	средняя
			глины	2,4	10	0	100	3	15	3,5	6	средняя
K <sub>1</sub> vn	1850	2320	глины	2,4	17	0	100	3	15	5	6	средняя
			алевролиты	2,3	20	15	15	3	20	5	6	средняя
			песчаники	2,2	24	10	20	3	20	5	10	средняя
K <sub>1</sub> tr	2320	2410	пески	2,2	10	0	15	0	10	1	10	средняя
			песчаники	2,2	24	10	20	3	20	5	10	средняя
			глины	2,4	17	0	100	3	15	5	6	средняя
K <sub>1</sub> klm	2410	2710	песчаники	2,3	18	15	20	8	100	2,5	10	средняя
			глины	2,4	17	0	100	3	15	5	6	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	15	3	20	5	6	средняя
			аргиллиты	2,4	16	0	100	5	50	3	6	средняя
J <sub>3</sub> K <sub>1</sub> bg+gr	2710	2720	алевролиты	2,3	10	0	15	3	20	5	6	средняя
			аргиллиты	2,45	16	0	100	5	50	3	6	средняя
J <sub>2-3</sub> vs	2720	2810	песчаники	2,4	18	15	20	10	120	4	4	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	15	3	20	5	6	средняя

Продолжение таблицы А.2

J <sub>2-3vs</sub>	2720	2810	аргиллиты	2,45	16	0	100	5	50	3	6	средняя
			угли	1,5	-	0	0	0	25	4	5	средняя
J <sub>2tm</sub>	2810	3180	Глины	2,45	17	0	100	6	60	4	4	твердые
			аргиллиты	2,5	18	0	100	6	60	5	6	твердые
			алевролиты	2,3	10	0	15	3	20	5	6	средняя
			песчаники	2,5	19	15	20	10	120	4	10	твердые
J <sub>1-2sl</sub>	3180	3200	песчаники	2,6	18	15	20	15	140	4	12	твердые
			алевролиты	2,5	19	0	100	10	80	5	6	твердые
J <sub>1tg</sub>	3200	3210	аргиллиты	2,65	19	2	100	10	80	5	6	твердые
			глины	2,5	17	0	100	6	60	4	4	твердые
J <sub>1ur</sub>	3210	3230	аргиллиты	2,6	20	2	100	15	80	5	8	твердые
			песчаники	2,6	18	15	20	15	140	4	12	твердые
			алевролиты	2,65	21	2	100	10	80	5	6	твердые
PZ	3230	3310	известняки	2,7	22	60	35	80	150	4	4	твердые
			диабазы	2,9	22	0	0	15	175	6	10	твердые
			аргиллиты	2,6	21	2	100	15	100	6	10	твердые

Таблица А.3 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, М		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва			горного			градус	источник получения
			кгс/см <sup>2</sup> на м		источник получения	кгс/см <sup>2</sup> на м		источник получения	кгс/см <sup>2</sup> на м		источник получения	кгс/см <sup>2</sup> на м		источник получения		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	20	0.000	0.100	РФЗ	0.000	0.100	РФЗ	0.000	0.200	РФЗ	0	0.22	РФЗ	3	РФЗ
Pg3 nk	20	190	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	РФЗ	10	РФЗ
Pg2-3 cg	190	360	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	РФЗ	15	РФЗ
Pg2 ll	360	420	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	РФЗ	16	РФЗ
Pg1 tl	420	460	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.200	0.195	РФЗ	0.22	0.22	РФЗ	18	РФЗ
K2 gn	460	500	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.195	0.195	РФЗ	0.22	0.23	РФЗ	20	РФЗ
K2 sl	500	540	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.195	0.195	РФЗ	0.23	0.23	РФЗ	20	РФЗ
K2 ip	540	650	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.195	0.195	РФЗ	0.23	0.23	РФЗ	21	РФЗ
K2 kz	650	680	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.195	0.190	РФЗ	0.23	0.23	РФЗ	21	РФЗ
K1-2 pk	680	1580	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.190	0.190	РФЗ	0.23	0.23	РФЗ	52	РФЗ
K1 al	1580	1590	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.190	0.170	РФЗ	0.23	0.23	РФЗ	65	РФЗ
K1 kls	1590	2290	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.170	0.165	РФЗ	0.23	0.23	РФЗ	75	РФЗ
K1 tr	2290	2375	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.165	0.160	РФЗ	0.23	0.23	РФЗ	79	РФЗ
K1 klm	2375	2610	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.23	0.23	РФЗ	79	РФЗ
J3 bg+J3	2610	2640	0.100	0.101	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.23	0.24	РФЗ	87	РФЗ
J3 vs	2640	2720	0.101	0.101	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.24	0.24	РФЗ	90	РФЗ
J2	2720	2810	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	91	РФЗ
J2tm	2810	3180	0,105	0,105	РФЗ	0,105	0,105	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	102	РФЗ
J1-2sl	3180	3200	0,105	0,105	РФЗ	0,105	0,105	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	103	РФЗ
J1tg	3200	3210	0,105	0,105	РФЗ	0,105	0,105	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	103	РФЗ
J1ur	3210	3230	0,105	0,105	РФЗ	0,105	0,105	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	104	РФЗ
Pz	3230	3310	0,105	0,105	РФЗ	0,105	0,105	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	107	РФЗ

Таблица А.4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфич. подразделения	Интервал,м		Горная порода краткое название	порода % в интервале	Стандартное описание горной породы полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
Q	0	60	глины пески	60 40	Почвенно-растительный слой: пески темно-серые, серые, мелко- и среднезернистые, реже–крупнозернистые, иногда глинистые, суглинки и глины буровато-серые, алевритистые с пропласками лигнита.
N	60	120	пески глины алевриты	60 30 10	Пески, супеси с прослоями глин, алевролиты, глины
P <sub>3</sub> trt	120	170	глины алевриты	90 10	Глины зеленовато-серые, темно серые с конкрециями и песками
P <sub>3</sub> chr	170	260	глины алевриты	90 10	Глины, алевриты и пески глауконитовые
P <sub>2</sub> tv	260	400	глины пески алевриты	70 5 25	Глины зеленые, тонкослоистые, с редкими прослоями песков . Пески серовато-зеленые, серые, изредка гравелитистые, с прослоями зеленых и бурых глин и бурых углей.
P <sub>1-2</sub> ll	400	605	глины алевролиты	60 40	Глины светло-зеленые, желтовато-зеленые, серые, опоковидные, местами переходящие в опоки..
P <sub>1-2</sub> tl	605	690	глины песчаники алевролиты	60 10 30	Глины темно-серые, плотные с мелкими линзами и присыпками алеврита, с прослоями кварцево-глауконитовых песчаников.
K <sub>2</sub> P <sub>1</sub> gn	690	850	глины алевролиты	80 20	Глины серые, темно-серые, алевритистые, с прослоями мергелей и алевролитов, с остатками раковин.
K <sub>2</sub> sl	850	905	глины алевролиты пески песчаники	95 5	Глины темно- серые, с зеленоватым оттенком опоковидные, с редкими прослоями зеленовато-серых глауконитовых песков, песчаников и алевролитов

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6
K <sub>2</sub> ip	905	990	глины песчаники алевролиты	70 15 15	Чередование алевролитов серых, плотных, песков серых, ожелезненных, мелкозернистых и глин темно-серых, плотных, песчаных, склонных к набуханию и обвалам.
K <sub>2</sub> kz	990	1000	Глины алевролиты	60 40	Глины зеленовато-серые, темно-серые, алевролитистые, песчаные с прослоями алевролитов и глинистых песков
K <sub>1-2</sub> pk	1000	1760	песчаники пески алевролиты глины	20 5 15 60	Пески и песчаники с прослоями серых алевролитистых и песчаных глин и алевролитов. Отмечены прослой глинистых известняков, мергелей, глинистых сидеритов, линзы и пропластки угля. В породах содержится большое кол-во растительных осадков..
K <sub>1-2</sub> al	1760	1850	песчаники глины алевролиты	60 35 5	Глины серые, алевролитовые, аргиллитоподобные, с прослоями алевролитов, известняков, биотурбированных песчаников
K <sub>1</sub> vn	1850	2320	глины алевролиты песчаники	70 20 10	Чередование песчаников зеленоватых, мелкозернистых, алевролитов серых, зеленовато-серых, слабосцементированных и глин темно-серых, аргиллитоподобных..
K <sub>1</sub> tr	2320	2410	пески песчаники глины	60 10 30	Пески и песчаники с прослоями серых алевролитистых и песчаных глин и алевролитов. Песчаники серые, зеленовато-серые, кварц-полевошпатовые, мелкозернистые, иногда разнозернистые.
K <sub>1</sub> klm	2410	2710	глины алевролиты аргиллиты песчаники	60 20 10 10	Глины темно-серые, алевролитовые, аргиллитоподобные, с линзами ачимовских песчаников. Аргиллиты темные-серые, местами алевролитистые, плотные, прослоями слабобитуминозные. Песчаники светло-серые, карбонатизированные, с прослоями аргиллита. Алевролит светло-серый, массивный, крепкосцементированный. Встречаются редкие отпечатки древней фауны, включения обуглившегося детрита
J <sub>3</sub> K <sub>1</sub> bg+gr	2710	2720	аргиллиты алевролиты	60 40	Чередование аргиллитов буровато-черных, битуминозных, участками плитчатые и карбонатотизированные, черные, с прослоями и линзами темно-серых алевролитов

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6
J <sub>2-3</sub> vs	2720	2810	песчаники аргиллиты угли алевролиты	50 15 5 30	Песчаники серые, зеленовато-серые, разномзернистые, с прослоями углистого материала, в начале свиты нефтенасыщенные. Алевролиты светло-серые, карбонатизированные, трещиноватые. Аргиллиты от серых до темно-серых, с коричневым оттенком, алевритистые, с вкраплением пирита. Уголь бурый, слоистый, массивный. Встречаются включения карбонатизированной огранки.
J <sub>2</sub> tm	2810	3180	глины аргиллиты алевролиты песчаники	40 20 10 30	Чередование песчаников, алевролитов, глин, аргиллитов и углей. Песчаники серые, буроватые, алевритистые, местами карбонатизированные, без признаков УВ, с остатками обуглившегося растительного детрита. Алевролиты серые, с коричневым оттенком, глинистые. Глины серые, пепельно-серые, преимущественно алевритистые, чередующиеся с песчаниками глинистыми и алевролитами. Аргиллиты серо-коричневые, местами углистые. Угли бурые, черные..
J <sub>1-2</sub> sl	3180	3200	песчаники алевролиты	80 20	Песчаник серый, алевролиты углистые, глины темно-серые, иногда битуминозные с остатками флоры, фораминифер
J <sub>1</sub> tg	3200	3210	аргиллиты глины	80 20	Чередование глин темно-серых, черных и аргиллитов с линзами и прослоями алевролитов
J <sub>1</sub> ur	3210	3230	аргиллиты песчаники алевролиты	70 15 15	Переслаивание серноцветных песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями углей и редкими остатками филлопод
PZ	3230	3310	известняки диабазы аргиллиты	60 20 20	Диабазы темно-серые, крепкие, плотные, однородные, переходящие вверх по разрезу в кору выветривания представленную в виде крепкого конгломерата серо-зеленого, светло-коричневого, красного. Метаморфические породы, порфириты, кварцевые породы, глинисто-сидеритовые породы, известняки

## Приложение Б

(обязательное)

Исходная информация по нефтяному месторождению Томской области

Таблица Б.1 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллек- тора	Плотность, г/см <sup>3</sup>		Подвижность, дарси на сПз		Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % 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> /м <sup>3</sup>	Содержание сероводорода, % по объему	содержание углекислого газа, процент по объему	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ю1 <sup>3-4</sup>	2720	2755	Терригенный	0,781	0,851	<0,0324		0,84	2,1	-	190	-	1	0,96	0,994	6
Ю13	3123	3143	Терригенный	0,65	0,778	<0,03		0,63	2,0	20-150	190	-	1,33	0,936	0,994	9,6
Pz	3230	3250	Терригенный	0,65	0,862	<0,03		0,63	2,0	50	190	-	1,33	0,936	0,994	9,6

Таблица Б.2 – Газоносность

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал, м		Тип коллектор а	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, % по объему		Относит ельная по воздуху плотнос ть газа	Коэффиц иент сжимаем ости	Свободный дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Плотность газоконденсата, г/см <sup>3</sup>		Фазовая проница- емость, мД
	от(верх)	до(низ)			сероводор ода	Углекис лого газа				в пласто- вых условиях	На устье скважин ы	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Газоносные пласты на лицензионном участке не обнаружены												

Таблица Б.3 – Водоносность

Индекс стратиграфическог о подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Фазовая прони- цаемость, м/Дарси	Химический состав воды в мг/л.						Степень минерализации М, г/л	Тип воды по Сулину:		Относится кисточнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы				ГКН – гидрокарбонатно- натриевый	ХЛК - хлор- кальциевый	
							Cl-	SO <sub>4</sub> -	HCO <sub>3</sub>	Na, K+	Mg <sup>++</sup>	Ca <sup>++</sup>				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
J <sub>2</sub> -J <sub>3</sub>	2810	3120	Поровый	1,01	10	15	455	0,3	23,6	300	11	64,3	6,8	ХЛК	нет	
Pz	3250	3310	терригенный	1,01	10	15	500	0,3	15,2	158,6	8,4	12	10,8	ХЛК	нет	

## Приложение В

(обязательное)

### Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – Зоны возможных осложнений

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы поглощения по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
J2 tm	2810	3180	Поглощения бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
PZ	3230	3310		
J2 tm	2810	3180	Осыпи и обвалы стенок скважины	Несоблюдение технологической скорости бурения, отсутствие проработки ствола.
PZ	3230	3310		
J <sub>2</sub> -Pz	2810	3310	Прихватоопасные зоны	Несоблюдение режимов промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы и отсутствие проработки ствола в интервалах его сужения. Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной.
Pz	3250	3310	Водопроявления	Несоблюдение параметров БР, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъёма инструмента; тип проявления: перелив воды
J <sub>2</sub>	3123	3143	Нефтепроявления	
Pz	3230	3250		

# Приложение Г

(обязательное)

Данные по конструкции и профилю проектируемой скважины

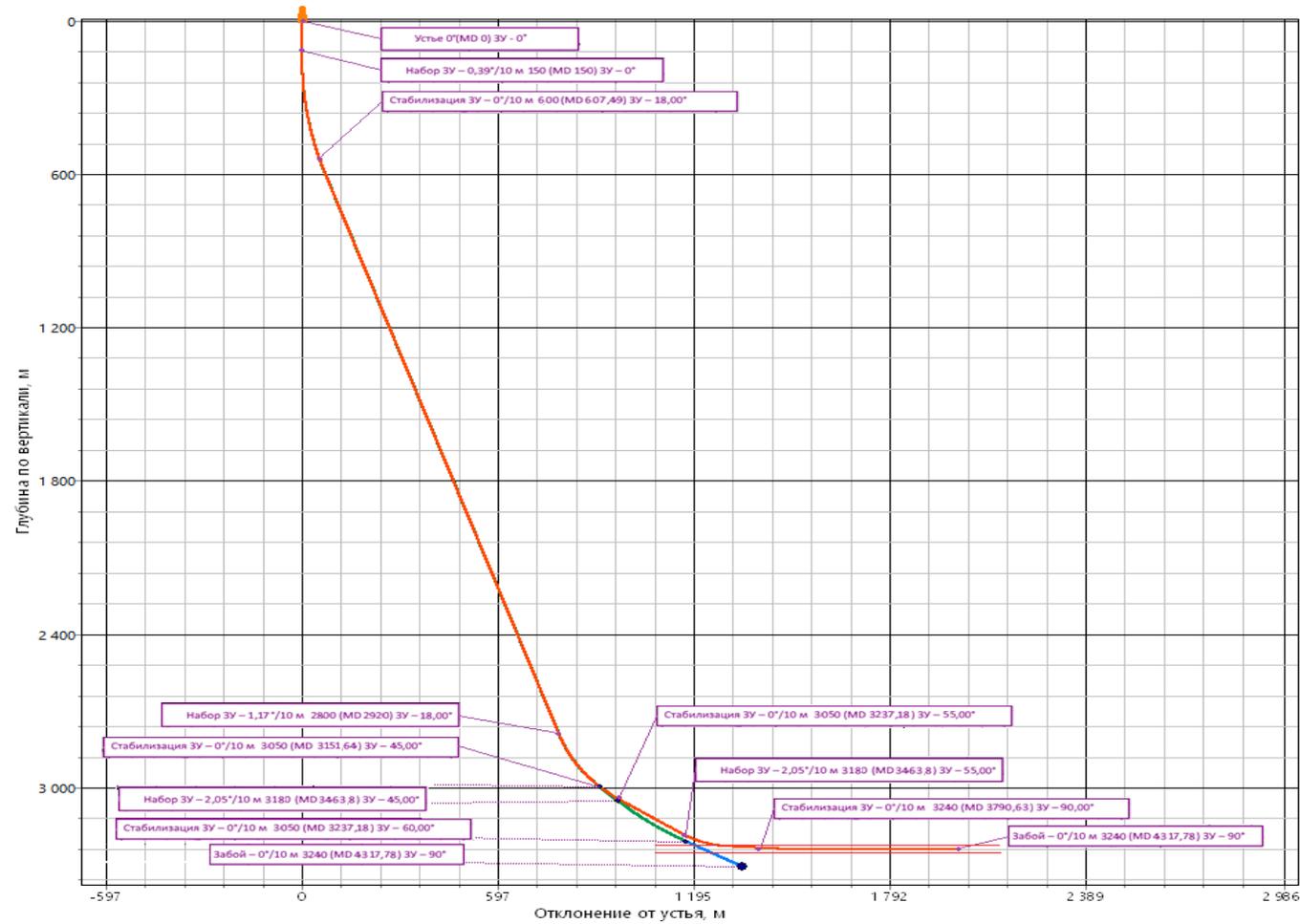


Рисунок Г.1 - Проектный профиль скважины

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

Тип профиля	Наклонно-направленный с горизонтальным участком и пилотным стволом										
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м			3240			Интенсивность искривления на первом участке набора зенитного угла, град/10 м			0,39		
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м			3230			Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10 м			1,17		
Отход скважины, м			1300			Интенсивность искривления на третьем участке набора зенитного угла, град/м			2,05		
Длина первого участка стабилизации, м			2312,22			Зенитный угол в конце первого участка набора угла, град			18,00		
Длина второго участка стабилизации, м			226,64			Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град			55,00		
Длина горизонтального участка ствола, м			700			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град			86,50		
№ Интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	От	До	Всего	От	До	Всего	В начале	На конце	От	До	Всего
1	0,00	150,00	150,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,00	150,00	150,00
2	150,00	600,00	450,00	0,00	71,27	71,27	0,000	18,000	150,00	607,49	457,49
3	600,00	2800,00	2200,00	71,27	786,10	714,83	18,000	18,000	607,49	2920,71	2312,22
4	2800,00	3050,00	250,00	786,10	971,09	184,99	18,000	55,000	2920,71	3237,18	316,47
5	3050,00	3180,00	130,00	971,09	1156,75	185,66	55,000	55,000	3237,18	3463,82	226,64
6	3180,00	3230,00	150,00	1156,75	1300,00	143,25	55,000	86,520	3463,82	3617,49	153,67
7	3230,00	3239,48	9,48	1300,00	1455,89	155,89	86,520	86,520	3617,49	3773,67	156,18
8	3239,48	3240,00	0,52	1455,89	1472,85	16,96	86,520	90,000	3773,67	3790,63	16,96
9	3240,00	3240,00	0	1472,85	2000,00	527,15	90,000	90,000	3790,63	4318	527,37
Итого	Σ		3240	Σ		2000	-	-	Σ		4318

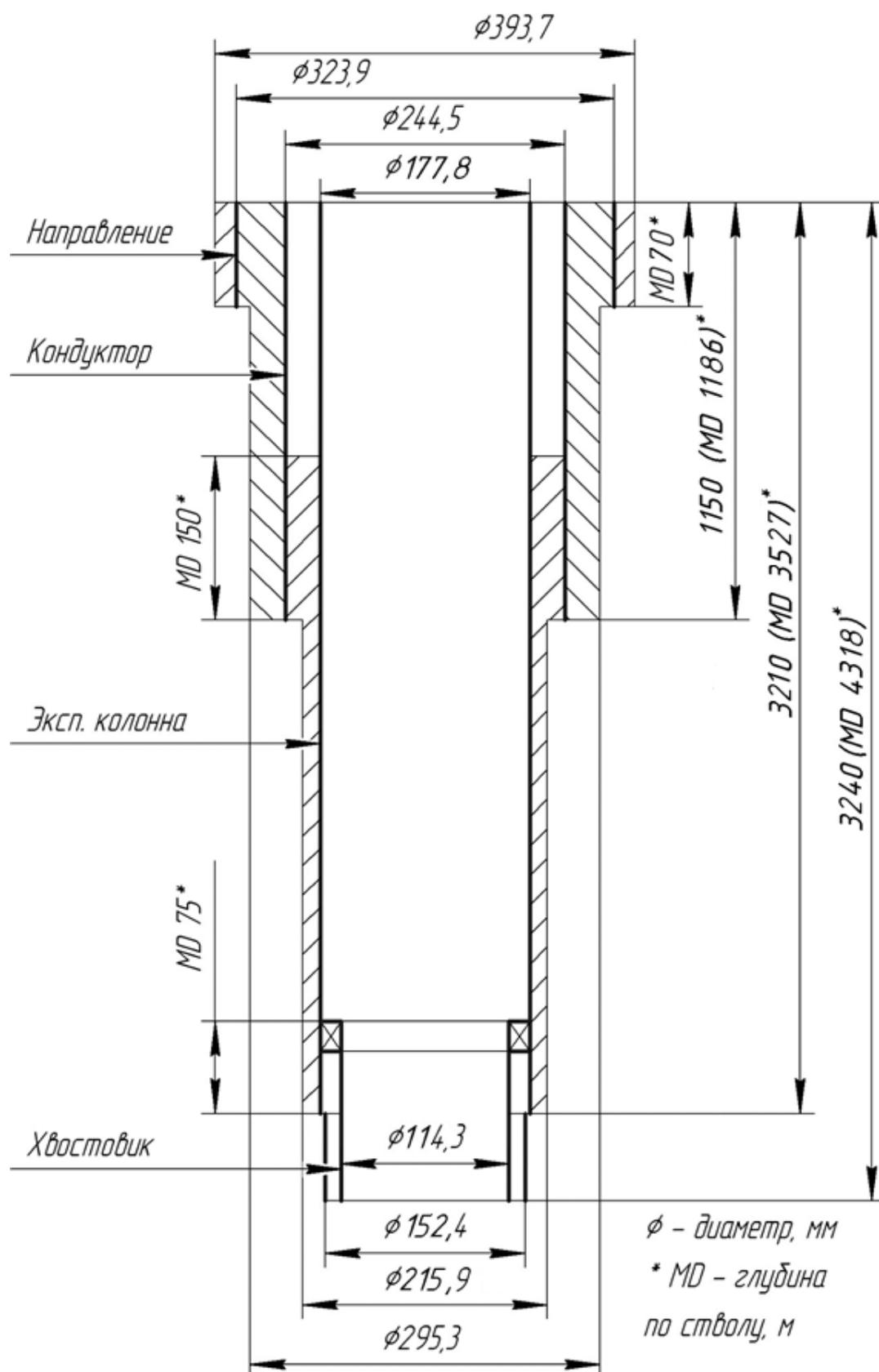


Рисунок Г.2 – Конструкция скважины.

## Приложение Д

(обязательное)

### Проектирование компоновки низа бурильной колонны

Таблица Д.1– Проектирование КНБК по интервалам бурения

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Назначение
От	До				Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
0	70	III 393,7 М-ЦГВ	150	0,45			Бурение вертикального участка, проработка ствола перед спуском направления
		Переводник П-177/171	79	0,7	3-177	Ниппель	
					3-171	Муфта	
		УБТ-229х90 Д	6460	24	3-171	Ниппель	
					3-171	Муфта	
		Переводник П-171/133	82	0,8	3-171	Ниппель	
					3-133	Муфта	
		ТБПК-127х9,19 Р (до устья)	1840,85	45	3-133	Ниппель	
3-133	Муфта						
Σ			8612	70,95			

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8
70	1186	БИТ 295,3 ВТ516 УЕ	76	0,4			Бурение вертикального участка, интервала набора угла, интервала стабилизации, проработка ствола перед спуском кондуктора
					3-152	Ниппель	
		Калибратор КС1-295,3 СТК-152/152	93	0,4	3-152	Муфта	
					3-152	Ниппель	
		Забойный двигатель ДРУ-240РС 7/8 с переливным клапаном	2247	8,3	3-152	Муфта	
					3-152	Ниппель	
		Клапан обратный КОБ-203	65	0,5	3-152	Муфта	
					3-152	Ниппель	
		Переводник П-152/94	56	0,53	3-152	Муфта	
					3-94	Ниппель	
		НУБТ-120-51 с телеметрической системой GeoTrend Pulse	416	9,14	3-94	Муфта	
					3-94	Ниппель	
		НУБТ-120-51	362	9,14	3-94	Муфта	
					3-94	Ниппель	
Переводник П-94/171	56	0,53	3-94	Муфта			
			3-171	Ниппель			
УБТС-203x100 Д	9100	40	3-171	Ниппель			
			3-171	Муфта			
Переводник П-171/133	82	0,8	3-171	Ниппель			
			3-133	Муфта			
ТБПК-127x9,19 Р (до устья)	37486,4	1120	3-133	Муфта			
			3-133	Ниппель			
		СВП 320ЭЧР	14500	–	–	–	
		Σ	64774	1190			

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	
1186	3220	БИТ 215,9 ВТ 613 УЕ	43	0,37			Бурение интервала под эксплуатационную колонну, интервала пилотного ствола	
					3-117	Ниппель		
		Калибратор КС1-215,9 К-117/117	60	0,6		3-117		Муфта
						3-117		Ниппель
		Забойный двигатель ДРУ5-172РС (7/8) переливным клапаном	1036	6,98		3-117		Муфта
						3-147		Ниппель
		Клапан обратный КОБ-172	97	0,6		3-147		Муфта
						3-147		Ниппель
		Переводник П-147/94	56	0,53		3-147		Муфта
						3-94		Ниппель
		НУБТ-120-51 с телеметрической системой GeoTrend Pulse	416	9,14		3-94		Муфта
						3-94		Ниппель
		НУБТ-120-51	362	9,14		3-94		Муфта
						3-94		Ниппель
		Переводник П-94/133	55	0,5		3-94		Муфта
						3-133		Ниппель
		ТБПК - 127х9,19 Р	10040	300		3-133		Муфта
						3-133		Ниппель
		ТБТ-127	4670	56		3-133		Муфта
						3-133		Ниппель
Ясс ЯГБ-114-2	180	3,1		3-133	Муфта			
				3-133	Ниппель			
ТБТ-127	4670	56		3-133	Муфта			
				3-133	Ниппель			
ТБПК-127х9,19 Р (до устья)	93046,6	2780		3-133	Муфта			
				3-133	Ниппель			
		СВП 320ЭЧР	14500	–	–	–		
		Σ	129801	3225				

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8
3220	3245	PDC 215,9/100 В 913 Е	26	0,3			Отбор керна в пилотном стволе
		Переводник П-161/133	40	0,3	3-161	Муфта	
					3-133	Муфта	
		Керноотборный снаряд СК-178/100 «Триас 6»	130	7	3-133	Ниппель	
					3-88	Муфта	
		Переводник П-88/133	37,3	0,4	3-88	Ниппель	
					3-133	Ниппель	
ТБПК 127х9,19 Р (до устья)	108443	3240	3-133	Муфта			
			3-133	Ниппель			
		СВП 320ЭЧР	14500	–	–	–	
Σ			127144	3245			
3245	3325	БИТ 215,9 ВТ 613 УЕ	43	0,37			Бурение интервала пилотного ствола
					3-117	Ниппель	
		Калибратор КС1-215,9 К-117/117	60	0,6	3-117	Муфта	
					3-117	Ниппель	
		Забойный двигатель ДРУ5-172РС (7/8) переливным клапаном	1036	6,9 8	3-117	Муфта	
					3-147	Ниппель	
		Клапан обратный КОБ-172	97	0,6	3-147	Муфта	
					3-147	Ниппель	
		Переводник П-147/94	56	0,53	3-147	Муфта	
					3-94	Ниппель	
		НУБТ-120-51 с телеметрической системой GeoTrend Pulse	416	9,14	3-94	Муфта	
					3-94	Ниппель	
		НУБТ-120-51	362	9,14	3-94	Муфта	
3-94	Ниппель						
Переводник П-94/133	55	0,5	3-94	Муфта			
			3-133	Ниппель			
ТБПК - 127х9,19 Р	10040	300	3-133	Муфта			
			3-133	Ниппель			

Продолжение таблицы Д.1

		ТБТ-127	4670	56	3-133	Муфта		
					3-133	Ниппель		
		Ясс ЯГБ-114-2	180	3,1	3-133	Муфта		
					3-133	Ниппель		
		ТБТ-127	4670	56	3-133	Муфта		
					3-133	Ниппель		
		ПК-127х9,19 Р (до устья)	97398	2910	3-133	Муфта		
					3-133	Ниппель		
		СВП 320ЭЧР	14500	–	–	–		
Σ			134121	3325				
3325	3693	PDC 215,9/100 В 913 Е	26	0,3				Отбор кернa в пилотном стволе
					3-161	Муфта		
		Переводник П-161/133	40	0,3	3-161	Ниппель		
					3-133	Муфта		
		Керноотборный снаряд СК-178/100 «Триас 6»	130	7	3-133	Ниппель		
					3-88	Муфта		
		Переводник П-88/133	38	0,4	3-88	Ниппель		
					3-133	Ниппель		
		ТБПК 127х9,19 Р (до устья)	123912	3690	3-133	Муфта		
					3-133	Ниппель		
		СВП 320ЭЧР	14500	–	–	–		
Σ			138648	3699				

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	
3220	3527	БИТ 215,9 ВТ 613 УЕ	43	0,37			Зарезка основного ствола, набор угла в интервале под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны	
					3-117	Ниппель		
		Калибратор КС1-215,9 К-117/117	60	0,6		3-117		Муфта
						3-117		Ниппель
		Забойный двигатель ДРУ5-172РС (7/8) переливным клапаном	1036	6,98		3-117		Муфта
						3-147		Ниппель
		Клапан обратный КОБ-172	97	0,6		3-147		Муфта
						3-147		Ниппель
		Переводник П-147/94	56	0,53		3-147		Муфта
						3-94		Ниппель
		НУБТ-120-51 с телеметрической системой GeoTrend Pulse	416	9,14		3-94		Муфта
						3-94		Ниппель
		НУБТ-120-51	362	9,14		3-94		Муфта
						3-94		Ниппель
		Переводник П-94/133	55	0,5		3-94		Муфта
						3-133		Ниппель
		ТБПК - 127х9,19 Р	10040	300		3-133		Муфта
						3-133		Ниппель
		ТБТ-127	4670	56		3-133		Муфта
						3-133		Ниппель
Ясс ЯГБ-114-2	180	3,1		3-133	Муфта			
				3-133	Ниппель			
ТБТ-127	4670	56		3-133	Муфта			
				3-133	Ниппель			
ТБПК-127х9,19 Р (до устья)	103730	3100		3-133	Муфта			
				3-133	Ниппель			
		СВП 320ЭЧР	14500	–	–	–		
		Σ	140571	3540				

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8
3527	4318	БИТ 152,4 ВТ 613 УЕ	17	0,26			Окончание бурения интервала набора угла, бурение интервала под хвостовик, проработка ствола перед спуском хвостовика
					3-88	Ниппель	
		РУС PowerDrive 475 X6	503	4,16	3-88	Муфта	
					3-88	Ниппель	
		Клапан обратный КОБ-127	33	0,59	3-88	Муфта	
					3-88	Ниппель	
		НУБТ-120-51 с IMPulse 25k Medium Flow, Зонд ЭЦП	416	9,14	3-94	Муфта	
					3-94	Ниппель	
		НУБТ-120-51	362	9,14	3-94	Муфта	
					3-94	Ниппель	
		Переводник П-94/102	38	0,4	3-94	Муфта	
					3-102	Ниппель	
		ТБПН 89х11 М	21800	850	3-108	Муфта	
					3-108	Ниппель	
		Переводник П-108/86	0,42	0,5	3-108	Муфта	
					3-86	Ниппель	
		ТБТ-89	2967	40	3-86	Муфта	
					3-86	Ниппель	
		Ясс ЯГБ-105-2	330	2,1	3-86	Муфта	
					3-86	Ниппель	
ТБТ-89	2373	32	3-86	Муфта			
			3-86	Ниппель			
Переводник П-86/102	40	0,6	3-86	Муфта			
			3-102	Ниппель			
ТБПН 89х11 М (до устья)	86910	3370	3-102	Муфта			
			3-102	Ниппель			
		СВП 320ЭЧР	14500	–	–	–	
		Σ	152267	4320			

## Приложение Е

(обязательное)

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 <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
0	70	70	393,7	-	2,3	19,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,93
Расчетные потери бурового раствора при очистке						11,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,28
Объем раствора в конце бурения интервала						32,61
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						77,61
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						77,61
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						32,3
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
70	1186	1116	295,3	306,9	1,09	88,49
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						6,41
Расчетные потери бурового раствора при очистке						52,49
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						4,6
Объем раствора в конце бурения интервала						151,99
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						196,99
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						32,3
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						164,69
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						40,05
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
1186	3527	2341	215,9	228,7	1,13	94,89
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						12,75
Расчетные потери бурового раствора при очистке						29,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						11,74
Объем раствора в конце бурения интервала						142,58
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						248,87
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						40,05
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						208,82

Продолжение таблицы Е.1

Хвостовик Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	До					
3527	4318	791	152,4	159,4	1,1	85,81
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						2,95
Расчетные потери бурового раствора при очистке						10,41
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						10,22
Объем раствора в конце бурения интервала						109,39
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						200,2
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						200,2
Пилотн.ствол Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	До					
3151	3693	542	215,9	228,7	1,13	22,42
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						2,95
Расчетные потери бурового раствора при очистке						14,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						2,17
Объем раствора в конце бурения интервала						42,14
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						69,56
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						69,56

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

Наименование материала	Назначение	Упаков. ед. изм. кг, л	Потребное количество реагентов											
			Направление		Кондуктор		Экспл. Колонна		Хвостовик		Пилотный ствол		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
NaOH	Поддержание требуемого pH б.р.	25	80	4	225	9	125	5	0	0	30	2	460	19
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Связывание ионов кальция и магния	25	75	3	225	9	250	10	0	0	75	3	625	25
Глинопорошок «Основа-Медиум»	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	5000	5	3000	3	0	0	2000	2	0	0	8000	8
«Гаммаксан»	Придание раств. требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	0	0	0	0	98	4	75	3	25	1	198	8
«Osno-Desco SA»	Снижение вязкости раств. при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	75	3	0	0	0	0	0	0	0	0	75	3

Продолжение таблицы Е.2

«Оснопак-ВО»	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0	0	100	4	250	10	0	0	75	3	425	17
Seurve FL	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	0	0	35	2	245	10	0	0	70	3	350	14
«Оснопак-НО»	Регулятор фильтрации	25	0	0	125	5	0	0	0	0	350	14	475	19
«Оснопак-НО»	Регулятор фильтрации	1000	0	0	0	0	1000	1	0	0	0	0	1000	1
«Atren-FK»	Снижение коэффициента трения в скважине	1000	0	0	1000	1	2000	2	0	0	0	0	3000	3
«Atren-FK»	Снижение коэффициента трения в скважине	25	0	0	150	6	450	18	0	0	700	28	1300	52
Барит	Регулирование плотности	1000	1280 5	13	34880	35	11000	11	0	0	3000	3	61685	62
Углеводородная основа	Дизельное топливо	200	0	0	0	0	0	0	18060 0	903	0	0	180600	903

Продолжение таблицы Е.2

Ca(OH) <sub>2</sub>	Источник кальция	1000	0	0	0	0	0	0	3870	4	0	0	3870	4
Cleave FM	Стабилизация эмульсии	25	0	0	0	0	0	0	525	21	0	0	525	21
«Основа БР-4»	Гидрофобизация выбуренной породы, уменьшение расхода эмульгатора	25	0	0	0	0	0	0	525	21	0	0	525	21
VERSAMOD	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	0	0	0	0	0	0	525	21	0	0	525	21
«НПП-20М»	Контроль фильтрации		0	0	0	0	0	0	525	21	0	0	525	21
Мраморная крошка	Регулирование плотности	1000	0	0	0	0	0	0	64000	64	0	0	64000	64
TRUVIS	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	0	0	0	0	0	0	2000	2	0	0	2000	2

Таблица Е.3 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

<b>Исходные данные</b>										
<b>Интервал бурения (по стволу), м</b>		<b>К</b>	<b>P<sub>пл</sub>, МПа</b>	<b>Н, м</b>	<b>g, м/с<sup>2</sup></b>	<b>ρ<sub>бр</sub>, кг/м<sup>3</sup></b>	<b>ρ<sub>гн</sub>, кг/м<sup>3</sup></b>	<b>К</b>	<b>d, м</b>	
<b>от</b>	<b>до</b>									
0	70	0,1	0,7	70	9,81	1170	2030	1,5	0,010	
70	1186	0,1	1,13	1150		1140	2262	1,5	0,008	
1186	3527	0,05	30,53	3210		1112	2227	1,5	0,008	
3150	3693	0,05	31,78	3310		1112	2720	1,5	0,005	
3527	4318	0,05	34,08	3240		1112	2653	1,5	0,005	
<b>Результаты проектирования</b>										
<b>Интервал бурения (по стволу), м</b>		<b>Плот- ность, г/см<sup>3</sup></b>	<b>СНС<sub>1</sub>, дПа</b>	<b>СНС<sub>10</sub>, дПа</b>	<b>Условная вязкость, с</b>	<b>Водоотдача, мл</b>	<b>рН</b>	<b>Содер- жание песка, %</b>	<b>ДНС, дПа</b>	<b>ПВ, сПз</b>
<b>от</b>	<b>до</b>									
0	70	1,17	8-18	12-35	90-120	<12	7,5-9	1,5	10-25	10-20
70	1186	1,14	6-16	9-30	40-75	8-12	7,5-9	1	10-20	15-20
1186	3527	1,11	11-20	30-35	40-65	< 8	8-10	< 1	10-20	10-25
3150	3693	1,11	11-20	30-35	40-65	< 8	8-10	< 1	10-20	10-25
3527	4318	1,11	2-10	4-25	40-55	< 8	8-10	< 0,5	10-35	10-25

Таблица Е.4 Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
<b>Под направление 393,7 мм</b>									
0	70	БУРЕНИЕ	0,43	0,049	ЦЕНТРАЛЬНАЯ	–	28,6	93,7	2,66
<b>Под кондуктор 295,3 мм</b>									
70	1186	БУРЕНИЕ	0,65	0,079	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	13	82	3,21
<b>Под эксплуатационную колонну 215,9 мм</b>									
1186	3527	БУРЕНИЕ	0,84	0,076	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	8	81,4	2,93
						2	9,5		
<b>Под хвостовик 152,4 мм</b>									
3527	4318	БУРЕНИЕ	0,86	0,078	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	84,2	3,22
<b>Под пилотный ствол 215,9</b>									
3151	3693	Отбор керна	0,64	0,058	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	83,1	2,43

Таблица Е.5 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производ насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	70	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	90	160	220,5	0,85	123	30	60
70	1186	БУРЕНИЕ		2	90	150	252	0,85	125	27,2	54,4
1186	3527	БУРЕНИЕ		1	90	160	220,5	0,85	114	27,93	27,93
3527	4318	БУРЕНИЕ		1	90	140	293,4	0,85	75	14,28	14,28
3151	3693	Отбор керна		1	90	140	293,4	0,85	111	21,13	21,13

Таблица Е.6 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
От (верх)	До (низ)			Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				Насадках долота	Забойном двигателе			
0	70	БУРЕНИЕ	77,8	61,3	0	9,4	0,1	10
70	1186	БУРЕНИЕ	214,7	46,0	72,6	88,3	3,0	10
1186	3527	БУРЕНИЕ	173,1	43,8	48,5	58,9	17,7	8,8
3527	4318	БУРЕНИЕ	257,1	46,9	35,6	172	37,1	2,4
3151	3693	Отбор керна	122,4	48,1	-	43,5	27,4	5,3

## Приложение Ж

(обязательное)

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

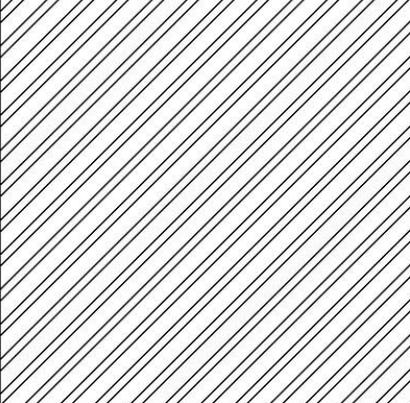
	<p><i>Сильные стороны проекта:</i></p> <p><math>S_1</math> - сокращение сроков строительства скважины;</p> <p><math>S_2</math> - богатые природные минерально-сырьевые запасы;</p> <p><math>S_3</math> - минимальное загрязнение ПЭП за счет конструкции открытого забоя;</p> <p><math>S_4</math> - эффективное 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 механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	До	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч					
Вышкомонтажные работы										1080
Подготовительные работы к бурению										96
Бурение под направление Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	III 393,7 М-ЦГВ	0	70	350	0,02	50	1	1	0,04	1,04 0,03 0,13 0,24 0,43 1,13 0,37 23,61 1,43 0,3 28,71
Бурение под кондуктор Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ)	БИТ 295,3 ВТ 516 УЕ	70	1186	3200	0,03	1461	1	43,83	2,76	46,59 0,31 5,47 0,24 2,33

Продолжение таблицы Ж.1

Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,83
Установка и вывод УБТ за палец										0,6
Крепление (ЕНВ)										51,3
ПГИ (ЕНВ)										5,45
Ремонтные работы (ЕНВ)										4,8
Смена вахт (ЕНВ)										0,9
Итого:										118,82
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 ВТ 613 УЕ	1186	3527	3200	0,07	1889	1	132.23	8,24	140.47
Промывка (ЕНВ) Нарращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ)										1,13
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,33
Установка и вывод УБТ за палец										0,24
Крепление (ЕНВ)										2,10
ПГИ (ЕНВ)										2,0
Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ)										0,2
Итого:										68,4
Бурение под хвостовик	БИТ 152,4 ВТ 613 УЕ	3527	4318	2000	0,07	660	1	46.2	7,97	54.17
Промывка (ЕНВ)										1,03
Нарращивание (ЕНВ)										2,8
Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,24
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,63
Установка и вывод УБТ за палец										6,53
Крепление (ЕНВ)										1,35
ПГИ (ЕНВ)										55,45
Ремонтные работы (ЕНВ)										12,64
Смена вахт (ЕНВ)										7,02
Итого:										1,2
Испытание скважины на продуктивность										144,06
										248,4

Таблица Ж.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК		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	1,94	268,09	5,85	660,52	2,26	250,13
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	2,35	-	46,43	-	198,16	-	75,04
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,04	0,58	1,94	27,94	5,85	68,83	2,26	26,10
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	0,24	-	4,84	-	20,65	-	8,86
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,4	0,04	10,11	1,94	490,55	5,85	1209,36	2,26	457,68
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем Пластов	сут	1317	4	5732	0,04	52,68	1,94	2554,98	5,85	6850,7	2,26	2593,73
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615	-	-	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	-	-	-	-	1,94	435,72	5,85	1073,59	2,26	406,53
Прокат ВЗД	сут	19,46	4	77,84	-	-	1,94	37,75	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	-	-	5,85	442,92	-	-
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	-	-	2,26	436,13
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,9	4	35,6	0,04	0,36	1,94	17,27	5,85	71,11	2,26	16,11
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,04	0,30	1,94	14,63	5,85	60,24	2,26	13,64
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	-	175,6	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы Ж.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4	135,68	0,04	1,36	1,94	65,80	5,85	277,8	2,26	61,39
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4	401,6	0,04	4,02	1,94	194,78	5,85	822,28	2,26	181,72
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4	22,12	0,04	0,22	1,94	10,73	5,85	44,18	2,26	10
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4	677,16	0,04	6,77	1,94	328,42	5,85	1386,49	2,26	306,41
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4	-	-	0,2	15,08	109	8218,6	106	7992,4	-	-
Сода каустическая	т	875,2	-	-	0,036	31,5072	0,16	140,032	0,15	131,28	0,5	437,6
ПАА	т	215,6	-	-	-	-	0,12	25,872	0,12	25,872	-	-
ПАЦ	т	983	-	-	-	-	1,8	1769,4	1,7	1671,1	-	-
Смазывающая добавка	т	1054,1	-	-	-	-	1,4	1475,74	1,4	1475,74	5,3	5586,73
Полиакрилат натрия	т	106,6	-	-	-	-	-	-	-	-	4,5	479,7
Биополимер (ксантановая смола)	т	1223,5	-	-	-	-	-	-	-	-	0,92	1125,62
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	6	2,1	12	4,2
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,2	186,8	10,6	176,8	18	300,24
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	27,8	558,22	33,3	668,66	36,4	730,9	66,9	1343,35
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				10095,12		690,7272		20210,23		28545,78		16522,14
<b>Затраты, зависящие от объема работ</b>												
Ш 393,7 М-ЦГВ	шт	2686,4	-	-	0,14	376,1	-	-	-	-	-	-
БИТ 295,3 ВТ 516 УЕ	шт	4852,7	-	-	-	-	0,28	1358,7	-	-	-	-
БИТ 215,9 ВТ 613 УЕ	шт	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,89	4690,02	-	-
БИТ 152,4 ВТ 613 УЕ	шт	6971,2	-	-	-	-	-	-	-	-	0,31	2157,6
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	18,4	90,34	24,8	121,77	48,6	238,63	60,9	299,02
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	смена	1268										
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	0	466,44	1480,47	4928,65	2456,62					
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	10095,12	1157,167	21690,7	33474,43	18978,76					
Всего по сметному расчету, руб	403983											

Таблица Ж.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			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	0,04	5,17	1,94	250,55	5,85	755,53	2,26	291,88
Социальные отчисления, 30%		-	-	39,30	-	85,80	-	114,30	-	92,60
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	Сут	11,6	0,04	0,46	1,94	22,50	5,85	67,86	2,26	26,22
Социальные отчисления, 30%		-	-	3,50	-	7,70	-	10,30	-	8,30
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,04	0,30	1,94	14,63	5,85	44,11	2,26	17,04
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,04	10,11	1,94	490,55	5,85	1479,23	2,26	571,46
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,04	57,32	1,94	2780,02	5,85	8383,05	2,26	3238,58
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	0,04	16,78	1,94	813,64	5,85	2453,49	2,26	947,84
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,04	5,56	1,94	269,45	5,85	812,51	2,26	313,89
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,04	4,03	1,94	195,63	5,85	589,91	2,26	227,90
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,04	0,36	1,94	17,27	5,85	52,07	2,26	20,11
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	0,04	4,02	1,94	194,78	5,85	587,34	2,26	226,90
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,04	6,77	1,94	328,42	5,85	990,35	2,26	382,60
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,04	0,74	1,94	35,70	5,85	107,64	2,26	41,58
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,04	1,36	1,94	65,80	5,85	198,43	2,26	76,66
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6	49,26	21	172,4	16	131,4	5	41,1

Продолжение таблицы Ж.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Башмак колонный БКП-324	шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БКП-245	шт	65	-	-	1	65	-	-	-	-
Башмак колонный БКП-178	шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5		
Башмак колонный БКП-114	шт	32	-	-	-	-	-	-	1	32
Центратор ЦЦ-2-324/394	шт	32,5	1	32,5	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-4-245/295	шт	25,4	-	-	31	787,4	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-4-178/220	шт	18,7	-	-	-	-	50	935	-	-
Центратор ЦТЖС-127/155	шт	15,5	-	-	-	-	-	-	20	310
ЦКОД-324 ОТТМ	шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОД-245 ОТТМ	шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
ЦКОД-178 ОТТМ	шт	105	-	-	-	-	1	105	-	-
ЦКОД-127 ОТТМ	шт	100,6	-	-	-	-	-	-	1	100,6
Продавочная пробка ПРП-Ц-324	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-245	шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-178	шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-114	шт	28,42	-	-	-	-	-	-	1	28,42
ПХЦЗВ 114/178	шт	700	-	-	-	-	-	-	1	700
Головка цементировочная ГЦУ-245-324	шт	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-178	шт	2880	1	-	-	-	1	2880	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-127	шт	2670	1	-	-	-	-	-	1	2670
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	4489,14		10089,49		20773,14		10365,68	
<b>Затраты, зависящие от объема работ</b>										
Обсадные трубы 324x8,5	м	37,21	50	1860,5	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 245x7,9	м	28,53	-	-	900	25677	-	-	-	-
Обсадные трубы 178x10,4	м	16,47					677	11150,19	-	-
Обсадные трубы 178x9,2	м	19,96	-	-	-	-	230	4590,8	-	-
Хвостовик	м	14,26	-	-	-	-	-	-	660	9411,6

Продолжение таблицы Ж.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-150	т	26,84	1,75	46,97	75,89	2036,9	-	-	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III Об(5)-100	т	19,84	-	-	-	-	19,84	393,63	-	-
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95	-	-
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	54,8	329,35	-	-
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,5	54,6	-	-
Опрессовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59	-	-
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	-	-
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	14	515,2	-	-
Пробег УС6-30	км	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2	-	-
Пробег КСКЦ 01	км	40,8	-	-	-	-	1	40,8	-	-
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76	-	-
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	80,4	1508,3	10,5	196,98
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,5	18,76	7,5	281,4	14	525,3	3	112,56
Транспортировка вахт, руб						1268				
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	2501,04		28003,37		67379,59		9721,14	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб					153322,6					
Всего по сметному расчету, руб					155858,6					

Таблица Ж.4– Сводный сметный расчет

№ п/п	Код номер сметного расчета	Наименование работ и затрат	Един. изм.	Объем работ всего	Сумма в ценах 1984 года	Индекс к виду работ	Сметная стоимость в текущих ценах всего
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Глава 1	<b>Подготовительные работы</b>					
1.1	см.рас. 1,1	Обустройство площадки	%	100	78 997	228,6	18 058 714
1.2	см.рас.	Рекультивация	%	100	12 364	228,6	2 826 410
1.3	см.рас.1.1	Разборка трубопроводов	%	100	2295	228,6	524 637
		<b>Итого по подготовительным</b>			<b>93 656</b>		<b>21 409 762</b>
2	Глава 2	Вышкостроение и монтаж оборудования					
2.1	см.рас. 2.1	Строительство и монтаж	монтаж	1	177 994	228,6	40 689 428
2.2	"-	Разборка и демонтаж	демонт.	1	11 351	228,6	2 594 839
2.3	см.рас. 2.2	Монтаж оборудования для испытания	монтаж	1	13 905	228,6	3 178 683
2.4	"-	Демонтаж оборудования для испытания	демонт.	1	1674	228,6	382 676
		<b>Итого по вышкостроению и монтажу</b>			<b>204 924</b>		<b>46 845 626</b>
3	Глава 3	Бурение и крепление					
3.1	см.рас. 3.1	Бурение скважины	пог.м	3542	124 762	228,6	28 520 647
3.2	см.рас. 3.2	Крепление скважины	%	100	66 076	228,6	15 104 887
3.4	Расчет	Затраты буровой бригады при проведении ВСП	сут	10	0	228,6	0
		<b>Итого по бурению и креплению</b>			<b>190 838</b>	228,6	<b>43 625 534</b>

Продолжение таблицы Ж.4

4	Глава 4	Испытание скважины					
4.1	см.расч. 4.1	Испытание в процессе бурения	объект	1	14 037	228,6	3 208 858
4.2	см.расч. 4.2	Испытание первого объекта	объект	1	0	228,6	0
4.3	"-	Консервация скважины	объект	0	6 872	228,6	1 570 939
4.4	расчет	Ликвидация (консервация) скважины	скв.	1	8080	228,6	1847088
		<b>Итого по испытанию</b>			<b>28 989</b>		<b>6 626 885</b>
5	Справка	Промыслово-геофизические работы					
		( от глав 3 и 4 )	11%		24180,95439		5 527 766,17
5.1		Проведение ВСП					0
		<b>Итого промыслово- геофизических работ</b>			<b>24180,95439</b>		<b>5527766,174</b>
6	Глава 6	Доп-ные затраты при производстве строи- тельно-монтажных работ в зимнее время:					
		Снегоборьба, 0,4%	5,40%				
			0,40%		11 943	228,6	2730215,52
6.5	расчет	Эксплуатация теплофикационной котельной	сут	78,7	30 610	228,6	6997446
		<b>Итого по главе 6</b>			<b>58 677</b>		<b>13 413 452</b>
		<b>ИТОГО прямых затрат</b>			<b>601 264</b>		<b>137 449 026</b>
7	Глава 7	Накладные расходы	25,00%		150 316		27 077 458
8	Глава 8	Плановые накопления	8,00%		60 126		8 226 324
		<b>ИТОГО с накладными и плановыми</b>			<b>811 707</b>		<b>172 752 809</b>
9	Глава 9	<b>Прочие работы и затраты</b>					

Продолжение таблицы Ж.4

9.1		Дополнительные затраты				
9.2		- премиальные доплаты	24,50%		198 868,18	4 595 224,72
9.3		надбавка за вахтовый методработы	4,40%		35 715,10	915 589,89
9.4		- северные льготы	2,98%		24 188,86	5 148 033,70
9.6		Промыслово-геофизические работы	руб			14 200 000
		Услуги по отбору керна	руб			3 150 000
9.7	расчет	Транспортировка керна	тн	0,5		11 456
9.8	расчет	Изготовление керновых ящиков	ящик	14		22 086
9.9	расчет					
9.10	расчет	Авиатранспорт	руб			3 975 300
	расчет	Транспортировка вахт автотранспортом	руб	2	68 000,00	136 000
9.11	см.расчет	Бурение скважины на воду				870 600
9.12		Перевозка вахт до г. Томска	руб			112 000
9.13	расчет	Услуги связи на период строительства скважины				25 300
		<b>Итого прочих работ и затрат</b>			<b>326 772</b>	<b>33 161 590</b>
		<b>ИТОГО по гл 1-9</b>			<b>1 138 479</b>	<b>205 914 399</b>
10		Резерв средств на непредвиденные				
		Расходы	5,00%		56923,94962	966645,5724
		Затраты на авторский надзор - 0,2% от итога по главам 1-8	0,20%		1623,413698	337670,0491
		<b>ИТОГО</b>			<b>1 197 026</b>	<b>206 881 044</b>

Продолжение таблицы Ж.4

		<b>Подрядные работы</b>					
11		Затраты по составлению Геолпроекта					0
11.1		- затраты на экспертизу Геолпроекта					0
12		Затраты по составлению ПСД в т.ч.					0
12.1		- затраты на экспертизу промышленной безопасности ПСД					0
12.2		- затраты на экспертизу ПСД					0
13		Научное сопровождение при Строительстве					0
14		Приемка, хранение и обслуживание керна					0
		<b>Итого по подрядным работам</b>					<b>0</b>
		<b>ВСЕГО ПО СМЕТЕ</b>					<b>206 881 044</b>
		НДС	20%				<b>48 823 926</b>
		<b>ВСЕГО с учетом НДС</b>					<b>244 119 632</b>

## Приложение И

### Производственная безопасность

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

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (в соотв. ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Эксплуатация бурового оборудования. 2. Бурение ствола скважины. 3. Спуско-подъемные операции. 4. Цементирование скважин под каждую колонну. 5. Приготовление и обработка технологических жидкостей. 6. Освоение скважины и испытание пласта.	1. Неудовлетворительный микроклимат. 2. Повышенные запыленность и загазованность. 3. Повышенные уровни шума и вибрации. 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 5. Повреждения в результате контакта с насекомыми.	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. 2. Поражение электрическим током. 3. Расположение рабочего места на значительной высоте. 4. Пожаровзрывоопасность.	СП 52.13330.2011 СНиП 2.04.05-91 МР 2.2.7.2129-06 ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ Приказ от 12.03.2013 г. №101 Р 3.5.2.2487-09 РД 10-525-03 ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ РД 51-1-96 ППРФ от 23.02.1994 №140 РД 39-1.13-057-2002

Таблица И.2 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

Температура воздуха, °С	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

Таблица И.3 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

Наименование вещества	Величина ПДК <sub>рз</sub> , мг/м <sup>3</sup>	Наименование вещества	Величина ПДК <sub>рз</sub> , мг/м <sup>3</sup>
Углеводороды	100	Сероводород	3
Диоксид серы	10	Диоксид серы	10
Диоксид углерода	9000	Диоксид углерода	0,8

Таблица И.4 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

Таблица И.5 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель.	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химических реагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов и др.
	Засорение почвы производственными отходами.	Вывоз и захоронение производственных отходов.
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности.	Засыпка выемок, горных выработок.
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова.	Мероприятия по охране почв.
	Лесные пожары.	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой.
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков.	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях.
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок, а также при наземных взрывах. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия.
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение, браконьерство.	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных.

Продолжение таблицы И.5

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.).	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора.
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов.	Ликвидационный тампонаж буровых скважин.
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками.	Оборудование скважин оголовками.
	Загрязнение бытовыми стоками.	Очистные сооружения для буровых стоков.
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород).	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно-геологические наблюдения в скважинах и выработках.
	Некомплексное изучение недр.	Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрыши и отходы будущего производства. Научные исследования по повышению комплексности изучения недр.
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов.	Организация рудных отвалов и складов.