

Институт природных ресурсов

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

Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт к.в.+PZ) на нефтяном месторождении (Томская область)

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

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Казакпаев Алан Мергенович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

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:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	к.т.н.		

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 <i>составления 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 (специальность): «Нефтегазовое дело» 21.03.01
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 И.о. руководителя отделения
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б5В	Казакпаев Алан Мергенович

Тема работы:

<i>«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт к.в. +PZ) на нефтяном месторождении (Томская область)»</i>
Утверждена приказом директора (дата, номер)

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Особые условия бурения: – 3. Интервал отбора керна: - 4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком 5. Данные по профилю: Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м 6. Отход / длина горизонтального участка ствола: 750 метров / 700 метров 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 2775 метров 8. Диаметр хвостовика: 114 мм 9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый 10. Конструкция забоя (выбрать): нецементированный хвостовик (с набухающими пакерами и раздвижными муфтами) 11. Способ освоения скважины: многостадийный гидроразрыв пласта
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Геологические условия бурения 1.2. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.3. Зоны возможных осложнений 1.4. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 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 2.4. 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
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кашук Ирина Вадимовна, к.т.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент отделения общетехнических дисциплин

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	Казакпаев Алан Мергенович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Казакпаеву Алану Мергеновичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»/«Бурение нефтяных и газовых скважин»

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала 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 экономической эффективности внедрения новой технологии.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

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

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Казакпаев Алан Мергенович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Казакпаеву Алану Мергеновичу

Институт	ИПР	Кафедра	Бурение нефтяных и газовых скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»/«Бурение нефтяных и газовых скважин»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования в нефтегазовой промышленности	Объект исследования: проект технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2775 метров на нефтяном месторождении Томской области.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	1. Производственная безопасность 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: -повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны в условиях местности приравненной к районам крайнего севера; -повышенный уровень шума; -повышенный уровень вибрации; -недостаточное освещение рабочей зоны; -необходимые средства защиты от вредных факторов. 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: -движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; -поражение электрическим током; -возникновение пожаров; -необходимые средства защиты от опасных факторов.
2. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности	2. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); – решение по обеспечению экологической безопасности

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС: - ГНВП; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Казакпаев Алан Мергенович		

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

Институт природных ресурсов

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

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Геологическая и технологическая части	65
	2. Специальная часть и графические приложения	30
	3. Предварительная защита	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.х.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 103 с., 20 рис., 36 табл., 32 литературных источника, 8 приложений.

Ключевые слова: бурение, скважина, буровой раствор, цементирование, долото.

Объектом исследования является нефтяное месторождение Томской области.

Цель работы – проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины, глубиной 2800, на нефтяном месторождении Томской области.

В процессе работы был составлен технологический проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины на нефть глубиной 2775 метров на месторождении Томской области.

В данной работе были проведены исследования технологии перекрывателей для изоляции зон осложнений типа ОЛКС.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: разработана наклонно-направленная эксплуатационная скважина, имеющая диаметр эксплуатационной колонны 168,3 мм и диаметр хвостовика 114 мм.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, таблицы выполнялись в Microsoft Excel, графический материал выполнен в программе «Компас-3DV14» и в Microsoft Excel, презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

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

Оглавление

Введение.....	13
1 Общая и геологическая часть.....	14
1.1 Геологические условия бурения.....	14
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения.....	15
1.3 Зоны возможных осложнений.....	15
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	17
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	19
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	22
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	23
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	23
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	24
2.3 Углубление скважины.....	25
2.3.1 Выбор способа бурения.....	25
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	25
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	26
2.3.4 Расчет частоты вращения долот.....	27
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	28
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	29
2.1.7 Расчет требуемых расходов бурового раствора.....	33
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости.....	36
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	37
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	37
2.4.1 Расчет обсадных колонн.....	38
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений.....	38
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине.....	43
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины.....	44
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	44
2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов.....	44
2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей.....	45
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	47
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	48
2.4.5 Выбор жидкости глушения.....	48
2.4.6 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов.....	49
2.4.7 Выбор типа пластоиспытателя.....	49
2.5 Выбор буровой установки.....	49
3 Специальная часть.....	51
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	62

4.1 Оценка коммерческого потенциала инженерных решений	62
4.1.1 Потенциальные потребители проекта	62
4.1.2 SWOT-анализ.....	63
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.....	64
4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	64
4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения	65
4.2.1 Линейных календарный график выполнения работ	65
4.3 Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины.....	66
5 Социальная ответственность.....	69
5.1 Производственная безопасность.....	69
5.5.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин.....	78
5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	79
5.6.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	79
5.6.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	79
Заключение	80
Список литературы	81
Приложение А.	85
Приложение Б.....	92
Приложение В	94
Приложение Д	102
Приложение Ж.....	116

Введение

В данный момент в бурении вертикальные скважины проектируются крайне редко. Это объясняется тем, что их строительство увеличивает число скважин на кустовой площадке, а соответственно приводит к увеличению стоимости на их строительство. Иногда, количество вертикально-направленных скважин не обеспечивает нам необходимый дебит углеводородов. В связи с этим, в настоящее время широко распространены наклонно-направленные скважины с горизонтальным участком.

Скважина номер тысяча триста восемьдесят пять, находящаяся в Азербайджане, является первой наклонно-направленной скважиной на территории СССР. Скважина была построена под началом ученого-нефтяника Александром Григорьяном.

Наклонно-направленные скважины с горизонтальным участком на 10-20 % дороже чем, те же вертикально направленные скважины, но они имеют ряд преимуществ. Во-первых, уменьшается общее количество скважин на кусту, что положительно влияет на плодородные земли и лесные массивы. Во-вторых, увеличивается радиус дренирования, вследствие которого исчезает необходимость бурения новых скважин.

В рамках выпускной квалификационной работы осуществляется проектирование процессов строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2775 метров на нефтяном месторождении Томской области. В результате проектирования были определены все основные технологические параметры необходимые для сооружения скважины.

В процессе реализации данного проекта выполняются в первую очередь подготовительные работы по строительству скважины, далее его бурение и крепление, и собственно, заканчивается испытанием его на нефтеность.

Проект на строительство скважины планируется на территории Томской области. Данная область характеризуется резко-континентальным климатом. Основными особенностями такой климатической зоны является короткое лето и холодная продолжительная зима, что затрудняет строительство скважин.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Геологические условия бурения

Стратиграфическая характеристика разреза представлена в таблице А.1 приложения А.

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

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице А.3 приложения В.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице А.4 приложения А.

Краткая характеристика геологических условий бурения.

Интервал 0-770 м в большей части сложен мягкими слабосцементированными породами, такими как: глина и песчаник. Поэтому в данном интервале необходимо использовать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить мягкие породы, а также обеспечить должную устойчивость стенок скважины.

Интервал 770-2775 м в большей части сложен алевролитами и аргиллитами, которые имеют среднюю и высокую твердость. Интервал продуктивного пласта сложен известняком, который также имеет высокую твердость. Поэтому в данном интервале необходимо использовать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить крепкие и твердые породы.

На всех интервалах бурения несовместимые условия по бурению исходя из градиентов пластового давления и давления гидроразрыва отсутствуют. Что избавляет от необходимости спуска дополнительной обсадной колонны.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Характеристика газонефтеводоносности месторождения представлена в таблице Б.1 и Б.2 приложения Б.

Краткая характеристика флюидосодержащих пластов

Разрез представлен одним нефтеносным пластом и одной водоносной пластами, вскрытие газоносных и газоконденсатных пластов в проектной скважине не планируется. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2775-2800 м. (нефтеносный), поскольку он является единственным нефтеносным пластом.

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные зоны осложнений представлены в таблице В.1, В.2 и В.3 приложения В.

Краткая характеристика возможных осложнений

В разрезе представлен интервал, в котором возможно возникновение осложнений в процессе бурения. В интервалах 2775-2815 возможны высокоинтенсивные поглощения бурового раствора, вплоть до катастрофических. Следовательно, необходимо запроектировать использование наполнителей бурового раствора.

Самыми распространенными осложнениями являются осыпи и обвалы, в интервале 0-675м ожидается осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому необходимо поддерживать оптимальную плотность раствора и низкую водоотдачу, а так же делать проработку и промывку скважины.

Интервалы 0-665, 665-1535 , 1535-2260 м. характеризуются наличием прихватоопасных зон, что означает необходимость бурить с минимальной вязкостью и СНС бурового раствора, ввести смазочные добавки в буровой раствор. В интервале 670-1535 м., возможны водопроявления, а на интервале 2790-2815 следует ожидать нефтепроявлений.

2 Обоснование и расчет профиля скважины

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектный профиль скважины должен отвечать нескольким требованиям, в числе которых: выполнение скважиной поставленной задачи при требуемом качестве; вскрытие пласта (геологического объекта) в заданной точке при допустимых отклонениях от нее; максимально высокие дебит скважины и коэффициент извлечения нефти; максимально возможное сохранение коллекторских свойств продуктивного горизонта; оптимальное соотношение затрат средств и времени на сооружение скважины.

Согласно технического задания на бурение скважины: отход точки вскрытия продуктивного пласта от горизонтали – 750 м, длина горизонтального участка – 700 м, установка ГНО, было принято решение заменить 5-ти на 8-ми интервальный профиль скважины. Использование ГНО накладывает определенные ограничения на профиль скважины, а именно: в зоне установки ГНО зенитный угол не должен превышать 60 градусов; для создания депрессии на пласт ГНО необходимо спускать в интервал стабилизации угла на минимально установленную длину ствола от кровли пласта. По данным расчета для обеспечения выше перечисленных условий в 5-ти интервальном профиле зенитный угол в интервале установки ГНО будет стремиться к 60 градусам, что может осложнить работу насосного оборудования и увеличить износ его компонентов.

Проектируемый профиль скважины с горизонтальным участком и его схема конструкции представлены на рисунке Г.1 и приведены в таблице Г.1 приложения Г.

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины обусловлена заданными условиями, профилем скважины, возможными осложнениями, а также различными условиями. Далее проведен расчет и обоснование конструкции скважины.

Обоснование конструкции скважины представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Обоснование конструкции скважины

Наименование колонн	Диаметр колонн, мм	Глубина спуска колонн по вертикали (по стволу), М	Назначение обсадных колонн, обоснование выбора секционности, глубина спуска колонны и способа цементирования
1	2	3	4
Направление	323,9	40 (40)	Для предотвращения размыва устья, поглощения бурового раствора с потерей циркуляции при бурении под кондуктор, а также для перекрытия водонасыщенных песков и песчаников, в конструкции скважины предусмотрена установка направления. Направление спускается на глубину 40 м, комплектуется обсадными трубами диаметром 323,9 мм с резьбовыми соединениями ОТТМ. Оснастка направления включает направляющий башмак, центрирующие фонари и обратный клапан типа ЦКОД. Цементирование осуществляется до устья одной порцией тампонажного раствора с применением цемента для холодных и умеренных температур (ПЦТ-II-100).

Окончание таблицы 1

Кондуктор	244,5	770 (778)	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 770 м (778 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.
Эксплуатационная	168,3	2775 (2898)	Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2775 м (2898 м по стволу). Цементирование колонны осуществляется Одноступенчатым способом. Комплектуется обсадными трубами диаметром 168,3 мм с резьбовыми соединениями ОТТМ. Оснастка эксплуатационной колонны включает направляющий башмак, обратный клапан типа ЦКОДУ, центрирующие фонари.
Хвостовик	114,3	2800 (3662)	Хвостовик устанавливается в интервале 2775 – 2800 м (2898-3662 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 не осуществляется.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Согласно техническому заданию для вскрытия продуктивного пласта выбираем забой открытого типа [1].

Низкая проницаемость прочных коллекторов - основание для выбора конструкции скважин с открытым забоем. Сюда же следует отнести условия, когда отсутствуют высоконапорные горизонты, подошвенные воды и газовая шапка. В связи с этим согласно рекомендациям для вскрытия пласта отложений приоритетна в качестве способа заканчивания скважины конструкция забоя с не 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 закачивания предусматривает однородный прочный коллектор порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа (рисунок 1).

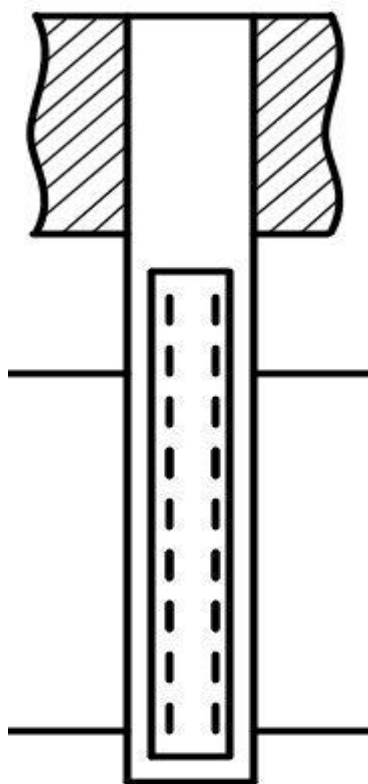


Рисунок 1 – Конструкция открытого забоя

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора. График строится на основании горно-геологических условий. При недостатке фактических данных они могут быть получены эмпирическим путем (прогнозные данные).

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по графику совмещенных давлений решается вопрос о необходимости промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.1.

Анализ графика позволяет заключить, что несовместимые по условиям бурения интервалы в данном разрезе отсутствуют.

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора (рис. 1.1).

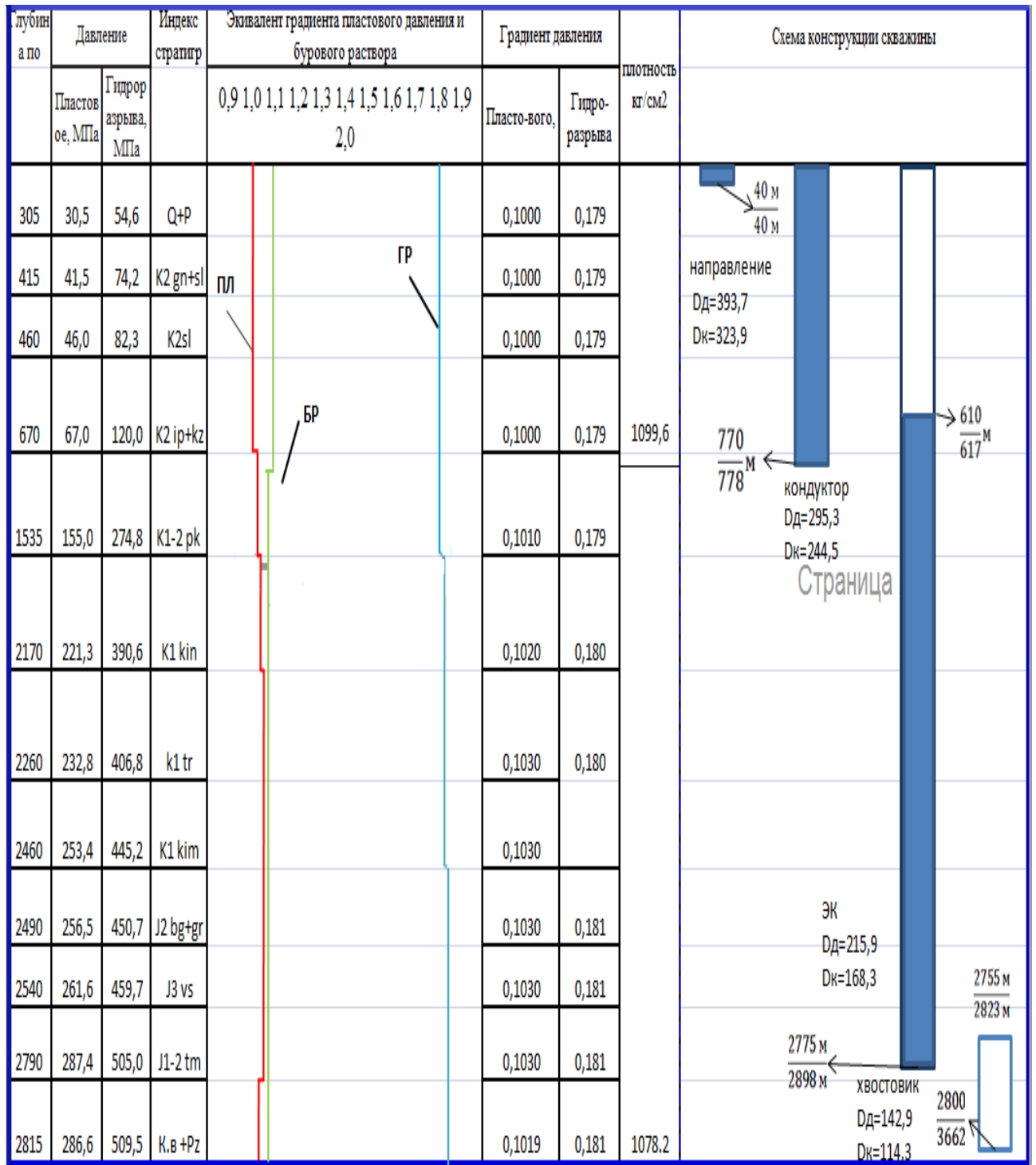


Рисунок 1.1 – Совмещенный график давления

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Для нефтяных пластов минимальная глубина спуска технической колонны определяется по формуле 1:

$$H_{\text{ТК}} \geq \frac{P_{\text{пл}} - 0,01 \times H \times \gamma_{\text{ф}}}{\text{grad } P_{\text{гр}} - 0,01 \times \gamma_{\text{ф}}} \quad (1)$$

Для газовых пластов минимальная глубина спуска технической колонны определяется по формуле 2:

$$H_{\text{ТК}} \geq \frac{P_{\text{пл}}}{\text{grad } P_{\text{гр}} - e^{10^{-4} \times \gamma_{\text{отн}} \times (H - H_{\text{к}})}} \quad (2)$$

Параметры подбора глубины спуска кондуктора указаны в таблице 3. Параметры подбора глубины были рассчитаны на основе исходных данных согласно заданию в таблице 2.

Минимальная глубина спуска кондуктора составляет 770 м, а этого достаточно для перекрытия интервалов с риском осыпей и обвалов стенок. Расчет кондуктора представлены в (таблице 2).

Таблица 2 – Исходные данные для расчета конструкции скважины

Параметр/Пласт	к.в.+PZ
Флюид	нефть
Глубина кровли, м	2790
Градиент пластового давления, атм/м	0,103
Градиент давления гидроразрыва, атм/м	0,181
Плотность нефти, г/см ³ / Относительная плотность по воздуху	0,785
Пластовое давление, атм	287,37
Коэффициент запаса	1,03

Таблица 3 – Результаты расчета минимальных глубин спуска технической колонны

Пласт	Минимальная глубина спуска, м
к.в.+PZ	$H_{\text{ТК}} \geq \frac{P_{\text{пл}} - 0,01 \times H \times \gamma_{\text{ф}}}{\text{grad } P_{\text{гр}} - 0,01 \times \gamma_{\text{ф}}} = \frac{28,7 - 0,01 \times 2790 \times 0,785}{0,181 - 0,01 \times 0,785} = 770 \text{ м}$

Согласно технического задания глубина спуска эксплуатационной колонны до 2775 метров. товик.

Исходя из геологических характеристик и совмещённого графика давлений, запроектирована одноколонная конструкция скважины.

А в интервале от 2775 до 2800 закладываем хвостовик. ледующая конструкция скважины: направление, кондуктор, эксплуатационная колонна, хвостовик.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

Интервал цементирования направления 0– 40 м;

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 778 метров;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 618 – 2898 метров.

Интервал спуска хвостовика не цементируется.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из технического задания, принимаем диаметр хвостовика равный 114,3 мм. Далее проводим расчеты исходя из формул. Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в (таблице 3).

Таблица 4 - Диаметры обсадных колонн и диаметр долот

Обсадная колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм
Направление	323,9	393,7
Кондуктор	244,5	295,3
ЭК	168,3	215,9
Хвостовик	114,3	142,9

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Рассчитаем максимальное устьевое давление для нефтяной скважины по формуле:

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

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, 28,738 МПа;

ρ_n – плотность нефти, 785 кг/м³;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, 2790 м.

$$P_{МУ} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} = 6,694 \text{ МПа};$$

$$P_{гнвп} = k \cdot P_{му} = 6,694 \cdot 1,1 = 7,36 \text{ Мпа}$$

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки согласно давлению опрессовки колонны: ОКО-14-168x245 К1 ХЛ.

В качестве схемы обвязки противовыбросового оборудования выбираем шестую схему ОП5-230/80x14.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

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, эксплуатационную колонну и хвостовик планируется использовать ВЗД, так как в этом интервале проектируется как набор зенитного угла, так и бурение горизонтального участка. Кроме того, использование ВЗД обеспечит высокие скорости вращения долота и высокие темпы проходки данного интервала. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-40	Направление	Роторный
0-770	Кондуктор	С применением ГЗД
770-2775	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД
2775-2800	Хвостовик	С применением ГЗД

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства скважины проектируется использовать 4 долота. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит высокую механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими породами, а проектирование долота с резцами PDC для заданного диаметра нерентабельно.

Для бурения интервалов под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик проектируются долота с резцами PDC. Данный выбор является оптимальным исходя из технико-экономических показателей данных долот. Данные по выбору оптимальных долот и калибраторов сведены в одну общую таблицу (таблица 6).

Таблица 6 – Запроектированные долота по интервалам

Интервал		0-40	40-778	770-2898	2898-3662
Шифр долота		III 393,7 М-ЦВ	Долото 215,9 FD 516SM	Долото 215,9 FS 516SM	Долото 142,9 FD 613 M
Тип долота		шарош.	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	142,9
Тип горных пород		М	СТ	СЗ	ТЗ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-117	3-88
	API	6 5/8 FH	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg	3 1/2 Reg
Длина, м		0,4	0,441	0,3	0,25
Масса, кг		180	90	45	16,7
G, т	Рекомендуемая	14 т	1 т	1 т	1 т
	Предельная	28 т	15,2 т	13 т	6 т
n, об/мин	Рекомендуемая	40	60	60	60
	Предельная	600	400	350	250

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- 180, 18-550, 55-900) и наклонного участка стабилизации, располагающиеся на участках подверженных кавернообразованию, осевая нагрузка выбрана минимальной.

Результаты расчетов осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчетов осевой нагрузки на долото

Интервал	0-40	40-778	778-2898	2898-3662
Исходные данные				
D _д , см	39,7	29,5	21,5	14,2
G _{пред} , кН	274,5	149	127,4	58,9
Результаты проектирования				
G _{доп} , кН	219,9	119,2	101,9	47,12
G _{проект} , кН	100	90	70	30

2.3.4 Расчет частоты вращения долот

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Для интервала под направление (0-40 м) проектируется частота вращения 80 об/мин, так как это максимальное значение частоты вращения ротора. Результаты расчет частоты вращения долот приведены таблице 8.

Таблица 8 – результаты расчета частоты вращения долот

Интервал		0-40	40-778	778-2898	2898-3662
Исходные данные					
Vл, м/с		3	2	2	2
Dд	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1429
	мм	393,7	295,3	215,9	142,9
τ, мс		6	-	-	-
Z		24	-	-	-
A		0,8	-	-	-
Результаты проектирования					
n1, об/мин		144	129	177	267
n2, об/мин		270,8	-	-	-
n3, об/мин		663	-	-	-
nпроект, об/мин		80	129	177	267

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Расчет параметров забойных двигателей представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры забойных двигателей

Интервал		0-40	40-778	778-2898	2898-3662
Исходные данные					
Dд	м	-	0,3937	0,2953	0,2159
	мм		393,7	295,3	215,9
Gос, кН			50,6	46,6	28,6
Q, Н*м/кН			1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
Dзд, мм		-	236,24-265,77	172,72-194,31	114,32-128,61
Mр, Н*м			2022	1384	604,5
Mо, Н*м			147,65	108	71,45
Mуд, Н*м/кН			37	27,4	18,65

Для интервала бурения под кондуктор проектируется винтовой забойный двигатель ДР-240, для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР-178, для бурения интервала под хвостовик проектируется ДР-127. Все запроектированные винтовые забойные двигатели имеют регулировку угла перекоса, что позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород, которые так же соответствует всем необходимым требованиям.. В таблице 10 представлены технические характеристики запроектированных забойных двигателей. Технические характеристики забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент,	Мощность
ДР-240	40-778	240	6,917	1875	30-50	85-150	9-12	60-140
ДР-178	778-2898	178	8,29	1225	19-38	80-170	10-15	60-200
ДР-127	2898-3662	127	5,538	400	10-20	120-240	3,8-5,5	40-95

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

В таблице 11 представлена запроектированная компоновка низа бурильной колонны для бурения под направления.

Таблица 11 – КНБК для бурения интервала под направление

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-40м)							
1	Долото 393,7 М-ЦВ	0,45	393,7	-	3-152	Ниппель	0,4
2	Переводник М 3-152/171	0,50	203	90	3-152	Муфта	0,05
					3-171	Муфта	
3	УБТС-203	40	229	90	3-171	Ниппель	7,72
					3-171	Муфта	
4	Переводник П 3-171/133	0,52	203	90	3-171	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
5	БТ ПК 127х9	До устья	127	-	3-133	Ниппель	0,51
					3-133	Муфта	
E				Длина, м	40	Вес, т	8,8

В таблице 12 представлена запроектированная компоновка низа бурильной колонны для бурения под кондуктор.

Таблица 12 – КНБК для бурения интервала под кондуктор

№	Типоразмер, Шифр	Длина , м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес , т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (40-778м)							
1	Долото 215,9 FD 516SM	0,44	295,3	-	3-152	Ниппель	0,09
2	Калибратор МК-295	1,270	295,3	113	3-152	Муфта	0,45
					3-152	Ниппель	
3	ВЗД ДР-240	8,025	240	-	3-152	Муфта	1,851
					3-171	Муфта	
4	Клапан обратный КОБ-203	0,777	203	78	3-171	Ниппель	0,044
					3-171	Муфта	
5	Телесистема ЗТС МРТ	12	203	140	3-171	Ниппель	4,72
					3-171	Муфта	
6	Переводник П 3-171/133	0,536	203	95	3-171	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
7	НУБТ 172*83	9,45	172	83	3-133	Ниппель	1,60
					3-133	Муфта	
8	Переводник П 3-133/171	0,536	203	95	3-133	Ниппель	0,05
					3-171	Муфта	
9	УБТ 229*90	27	229	90	3-171	Ниппель	3,276
					3-171	Муфта	
10	Переводник П 3-171/163	0,536	203	95	3-171	Ниппель	0,05
					3-163	Муфта	
11	БТ ПК 127*9	До устья	127	82,6	3-163	Муфта	26,441
					3-143	Ниппель	

В таблице 13 представлена запроектированная компоновка низа бурильной колонны для бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 13 – КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну

№	Типоразмер, Шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (778-2898 м)							
1	Долото 215,9 FS 516SM	0,4	215,9	-	3-117	Ниппель	0,04
2	Калибратор 10КСИ-215,9 СТ	1,113	215,9	90	3-117	Муфта	0,45
					3-117	Ниппель	
3	ВЗД ДР-178	8,025	172	-	3-117	Муфта	1,851
					3-171	Муфта	
4	Клапан обратный КОБ-203	0,777	203	78	3-171	Ниппель	0,044
					3-171	Муфта	
4	Переводник П 3-171/108	0,701	203	95	3-171	Ниппель	0,044
					3-108	Муфта	
5	Телесистема ЗТС МРТ	12	203	140	3-108	Ниппель	4,72
					3-108	Муфта	
6	Переводник П 3-108/133	0,536	203	95	3-108	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
7	НУБТ 172*83	9,45	172	83	3-133	Ниппель	1,60
					3-133	Муфта	
8	Переводник П 3-133/147	0,527	178	95	3-133	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
					3-171	Муфта	
11	УБТ 203*100	63	178	100	3-171	Ниппель	4,608
					3-171	Муфта	
12	Ясс гидрав. Яг- 229	4,3	228	71,4	3-171	Ниппель	0,560
					3-171	Муфта	
13	Переводник П 3-171/147	0,536	178	95	3-171	Ниппель	1,60
					3-147	Муфта	
					3-133	Муфта	
16	Бурильная труба БТ ПК 127*9 Р	До устья	127	82,6	3-133	Ниппель	64,530
					3-133	Муфта	

В таблице 14 представлена запроектированная компоновка низа бурильной колонны для бурения под хвостовик.

Таблица 14 – КНБК для бурения интервала под хвостовик

№	Типоразмер, Шифр	Длина , м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес , т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под хвостовик (3003-3656м)							
1	Долото 142,9 FD 613 M	0,4	215,9	-	3-117	Ниппель	0,12
2	Калибратор K215 СТ-1	1,057	215,9	100	3-117	Муфта	0,09
					3-117	Ниппель	
3	ВЗД ДР-127	7,290	127	-	3-117	Муфта	1,337
					3-147	Муфта	
4	Клапан обратный КОБ-121	0,777	121	57	3-147	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
5	Переводник П 3-147/108	0,607	203	95	3-147	Ниппель	0,044
					3-108	Муфта	
6	Телесистема ЗТС МРТ	12	203	140	3-108	Ниппель	4,72
					3-108	Муфта	
7	Переводник П 3-108/133	0,536	203	95	3-108	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
8	НУБТ 172*83	9,45	172	83	3-133	Ниппель	1,60
					3-133	Муфта	
9	БТ ПН 127*9	600	127	82,6	3-133	Ниппель	64,530
					3-133	Муфта	
					3-133	Муфта	
11	Переводник П 3-133/171	0,536	203	95	3-133	Ниппель	0,05
					3-171	Муфта	
12	Ясс гидрав. Ягг- 203	4,3	203	69,9	3-171	Ниппель	0,498
					3-171	Муфта	
13	Переводник П 3-171/133	0,536	203	95	3-171	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
14	ТБТ-127	39	127	76,2	3-133	Ниппель	5,6
					3-133	Муфта	
15	БТ ПК 127*9 Р	До устья	127	82,6	3-133	Ниппель	83,243
					3-133	Муфта	

В таблице 15 представлено проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 15 – Проектирование бурильной колонны для интервала под эксплуатационную колонну

Наименование	Характеристика бурильных труб			
	диаметр, мм	толщина стенки, мм	группа прочности	длина секции, м
НУБТ	178	53,20	Д	18,9
ТБТ	178	25,40	Д	63
ТБПК	127	9,19	Р	2754

2.1.7 Расчет требуемых расходов бурового раствора

Требуемый расход бурового раствора выбирается исходя из следующих граничных условий: удаления шлама с забоя; вынос шлама из скважины; предотвращение размыва стенок скважины; предотвращение прихватов. Согласно известной методике из полученных значений осуществляется выбор области допустимых расходов бурового раствора.

Расход промывочной жидкости Q_1 для эффективной очистки забоя скважины рассчитывается по формуле 19:

$$Q_1 = K \times S_{\text{заб}}, \quad (4)$$

где K – коэффициент удельного расхода жидкости на один м² забоя;
 $S_{\text{заб}}$ – площадь забоя, м².

Площади забоя $S_{\text{заб}}$ определяется по формуле 5:

$$S_{\text{заб}} = 0,785 \times D_{\text{д}}^2, \quad (5)$$

где $D_{\text{д}}$ – диаметр долота, м.

Расход промывочной жидкости Q_2 , при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность рассчитывается по формуле 6:

$$Q_2 = V_{кр} \times S_{max} + V_m \times S_{заб} \times \frac{\rho_{п} - \rho_{р}}{\rho_{см} - \rho_{р}}, \quad (6)$$

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

V_m – механическая скорость бурения, м/с;

$\rho_{п}$ – плотность разбуриваемой породы, г/м³;

$\rho_{р}$ – плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{см}$ – плотность раствора со шламом, г/см³;

S_{max} – максимальная плотность кольцевого пространства, м².

Максимальная плотность кольцевого пространства S_{max} рассчитывается по формуле 7:

$$S_{max} = 0,785 \times (D_d^2 - d_{бт}^2), \quad (7)$$

где D_d – диаметра долота, м; $d_{бт}$ – минимальный диаметр бурильных труб запроектированной компоновки, м.

Максимальный расход раствора Q_3 , при котором не происходит размыва стенок скважины рассчитывается по формуле 8:

$$Q_3 = 0,785 \times [(\sqrt{k_k} \times D_d)^2 - d_{max}^2] \times V_{кп max}, \quad (8)$$

где k_k – коэффициент кавернозности; d_{max} – максимальный диаметр КНБК, м;

$V_{кп max}$ – максимальная скорость восходящего потока в кольцевом пространстве, м/с.

Минимальный расход промывочной жидкости Q_4 из условия предотвращения прихватов рассчитывается по формуле 9:

$$Q_4 = S_{max} \times V_{кп min}, \quad (9)$$

где $V_{кп min}$ – минимальная допустимая скорость восходящего потока (в расчетных условиях $V_{кп min}=0,5$ м/с), м/с.

Минимальный расход раствора Q_5 , исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота рассчитывается по формуле (10):

$$Q_5 = 0,785 \times n \times d_{\text{нmax}}, \quad (10)$$

где n – число насадок, шт; $d_{\text{нmax}}$ – максимальный внутренний диаметр насадки, м.

Расход бурового раствора для интервала 0-40 м проектируется ниже рекомендуемого, поскольку он удовлетворяет выполнению условия очистки забоя.

Результаты расчетов расходов бурового раствора по интервалам бурения представлены в таблице 16.

Интервал	0-40	40-778	778-2898	2898-3662
Исходные данные				
$D_{\text{д}}$, м	393,7	295,3	215,9	142,9
K	0,6	0,6	0,5	0,4
$K_{\text{к}}$	1,4	1,4	1,22	1,1
$V_{\text{кр}}$, м/с	0,15	0,15	0,12	0,11
$V_{\text{м}}$, м/с	0,01	0,0083	0,0042	0,003
$d_{\text{бт}}$, м	0,127	0,127	0,127	0,102
$d_{\text{мах}}$, м	0,152	0,152	0,152	0,127
$d_{\text{нмах}}$, м	0,017	0,011	0,009	0,006
N	3	7	7	6
$V_{\text{кмин}}$, м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{\text{кмах}}$, м/с	1,3	1,3	1,5	1,5
$\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_{\text{р}}$, г/см ³	1,17	1,12	1,07	0,82
$\rho_{\text{п}}$, г/см ³	2,25	2,26	2,24	2,8
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	73	41	18	6,4
Q_2 , л/с	89,4	45,11	12,88	5,97
Q_3 , л/с	197,78	101	39,7	9,86
Q_4 , л/с	78,84	41,58	15,98	5,53
Q_5 , л/с	30	45,3	37	21,19
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ , л/с	55-70	37-55	18-28	12-16
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Q , л/с	70	55	28	15

После получения расчетных значений частоты вращения долота, провел сопоставление с фактическими значениями частоты вращения применяемые на производстве. При получении существенных различий выполнил корректировку расчетов.

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости

Промывочная жидкость играет важную роль в эффективном бурении скважин. Она очищает забой скважину от шлама и транспортирует его на поверхность, охлаждает породоразрушающий инструмент, а также выполняет ряд других важных функций, необходимых для качественного бурения.

Направление

Верхняя часть разреза скважины представлена четвертичными отложениями, а именно песком и глиной. Для бурения этого интервала будет применяться вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей.

Кондуктор

При бурения интервала под кондуктор будет применен полимерный (инкапсулированный) буровой раствор, для того чтобы предотвратить осыпи и овалы стенок скважины.

Эксплуатационная колонна

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну также будет использоваться биополимерный раствор.

Хвостовик

Для бурения интервала под хвостовик будет применен раствор на углеводородной основе.

Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения

Интервал по стволу, м		Название бурового раствора, компонентный состав
от (верх)	до (низ)	
0	40	Бентонитовый. Вода пресная, глинопорошок, Каустическая сода, Кальцинированная сода, ПФХЛ, барит.
40	778	Ингибирующий (Инкапсулированный). Вода пресная, глинопорошок Каустическая сода, КМЦ-ТС, Ecotrol RD, Смад-АСН, барит, БИО ХХ.
778	2898	КСЛ(Биополимерный). Вода пресная, Каустическая сода, Кальцинированная сода, Ксантановая камедь, Ecotrol RD, Смад-АСН, БИО ХХ, Карбонат кальция 5мкр, Atren – Bio, Atren – antifoam.
2898	3662	РУО. Вода пресная, Л – 0,5 – 40, NeoInvert oil, NeoInvert GF, Ксантановая камедь, ПАЦ НВ, глинопорошок.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважины «БурСофтПроект».

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах Д.1, Д.2, Д.3 приложения Д соответственно.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов обсадных колонн, конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся результаты расчетов технологической оснастки обсадных колонн. Расчеты данного раздела выполнены по методикам, приведенным в [2].

2.4.1 Расчет обсадных колонн

В данном разделе представлены результаты расчетов эксплуатационной колонны на внутренние и внешние избыточные давления. Расчет остальных обсадных колонн производится аналогично [2].

Исходные данные для расчета представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Исходные данные для расчета обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости, кг/м ³	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности, кг/м ³	1820
Высота столба буферной жидкости h ₁ , м	610	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h ₂ , м	100
Высота цементного стакана, м	10	Глубина скважины, м	2775

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении для эксплуатационной колонны представлена на рисунке 2. Результаты расчета наружных избыточных давлений для этого случая представлены в таблице 19.

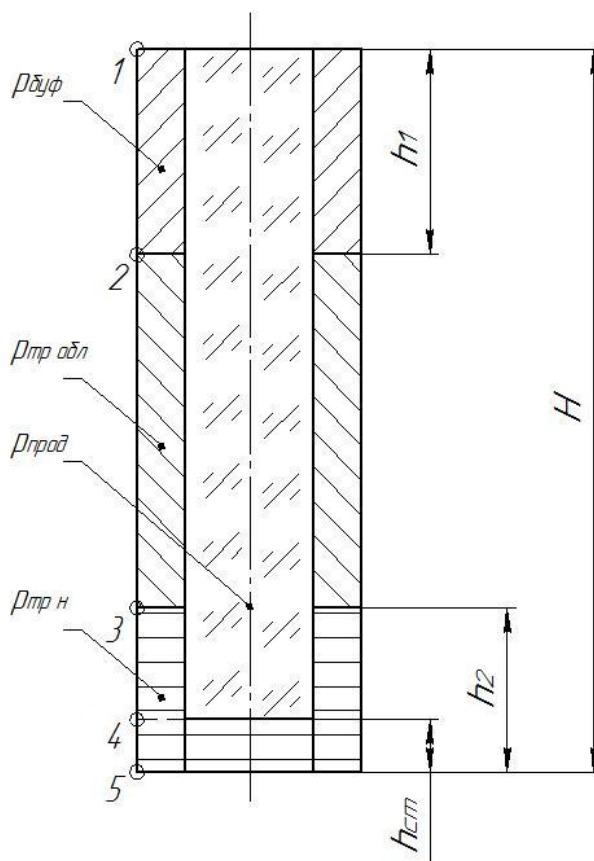


Рисунок 2 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Таблица 18 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	610	2065	2165	2775
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,6	8,7	9,43	9,43

Поскольку $P_{г} = 17,41 \text{ МПа} > P_{кэ} = 0,5 \text{ МПа}$, наиболее опасным является случай в конце эксплуатации, поэтому дальнейшие расчеты наружного избыточного давления производятся для этого случая.

Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации скважины представлена на рисунке 3. Результаты расчета наружных избыточных давлений для данного случая, соответствующего концу эксплуатации скважины, представлены в таблице 19.

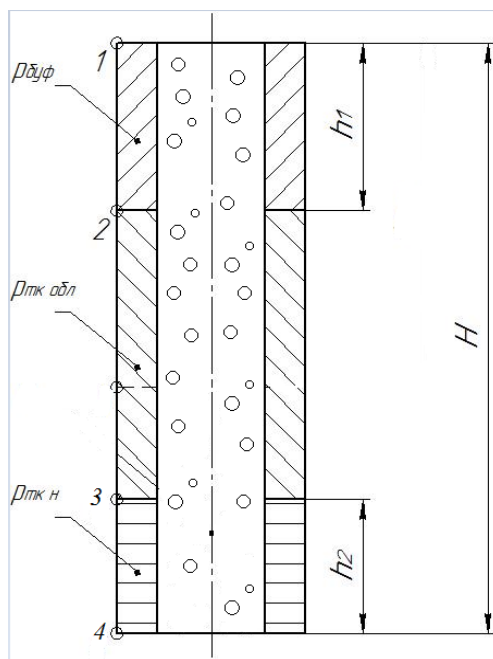


Рисунок 3 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации скважины

Таблица 19 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце эксплуатации скважины

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	610	2065	2775
Наружное избыточное давление, МПа	0	6,08	18,86	28,69

Эпюра давлений для наиболее опасных случаев представлена на рисунке 4.

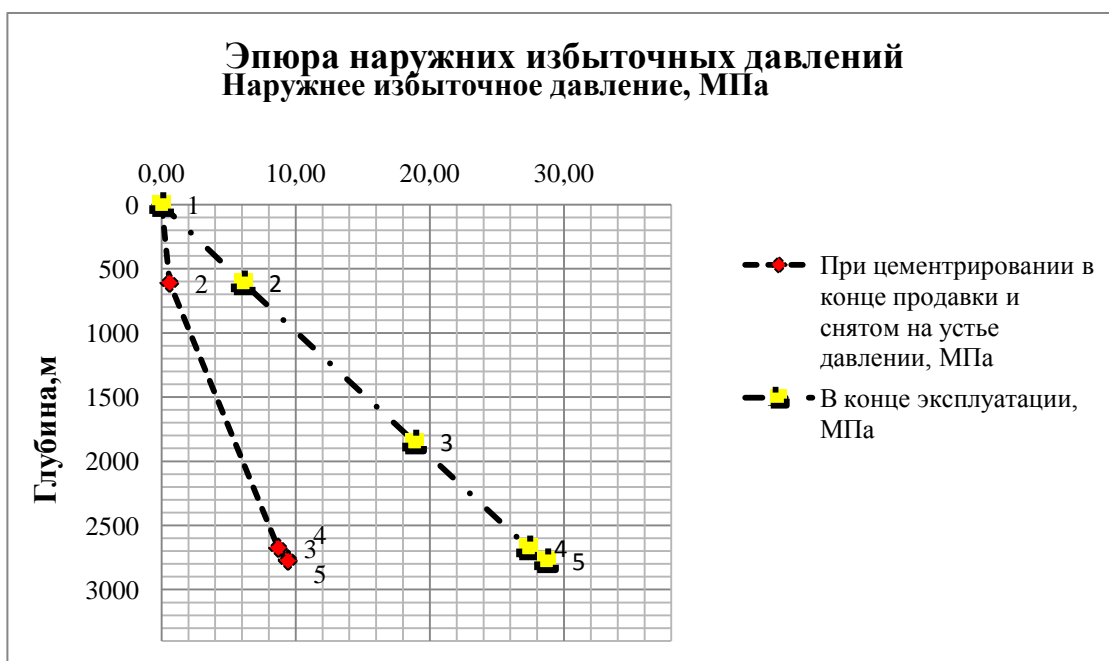


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, представлена на рисунке 5. Результаты расчета внутренних избыточных давлений для данного случая [2] представлены в таблице 20.

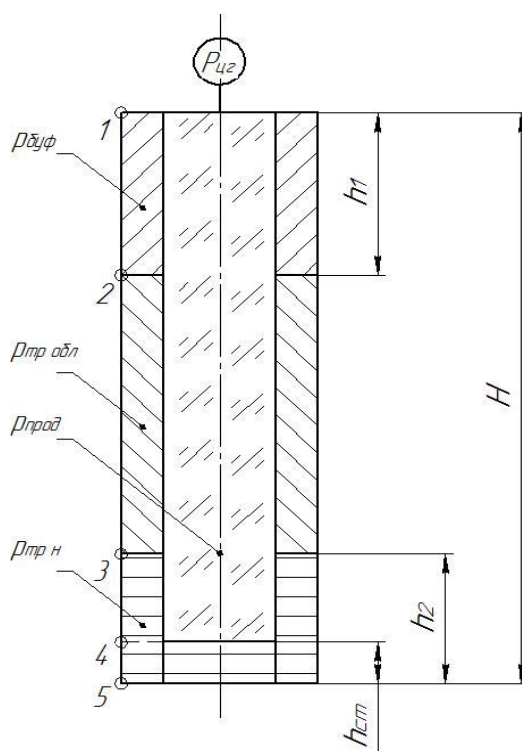


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 20 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	610	2065	2165	2775
Наружное избыточное давление, МПа	15,19	14,59	6,49	5,77	5,77

Схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны изображена на рисунке 6. Величина давления опрессовки исходя из ожидаемого давления на устье составляет $P_{оп} = 21,48$ МПа.

Результаты расчета внутренних давлений при опрессовке эксплуатационной колонны представлены в таблице 21. Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 7.

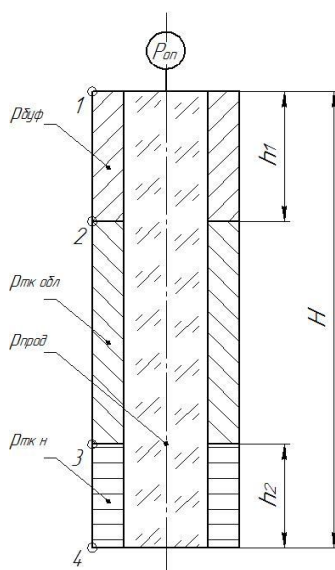


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны
Таблица 21 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке обсадной колонны

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	610	2065	2775
Наружное избыточное давление, МПа	21,48	20,88	19,87	19,51

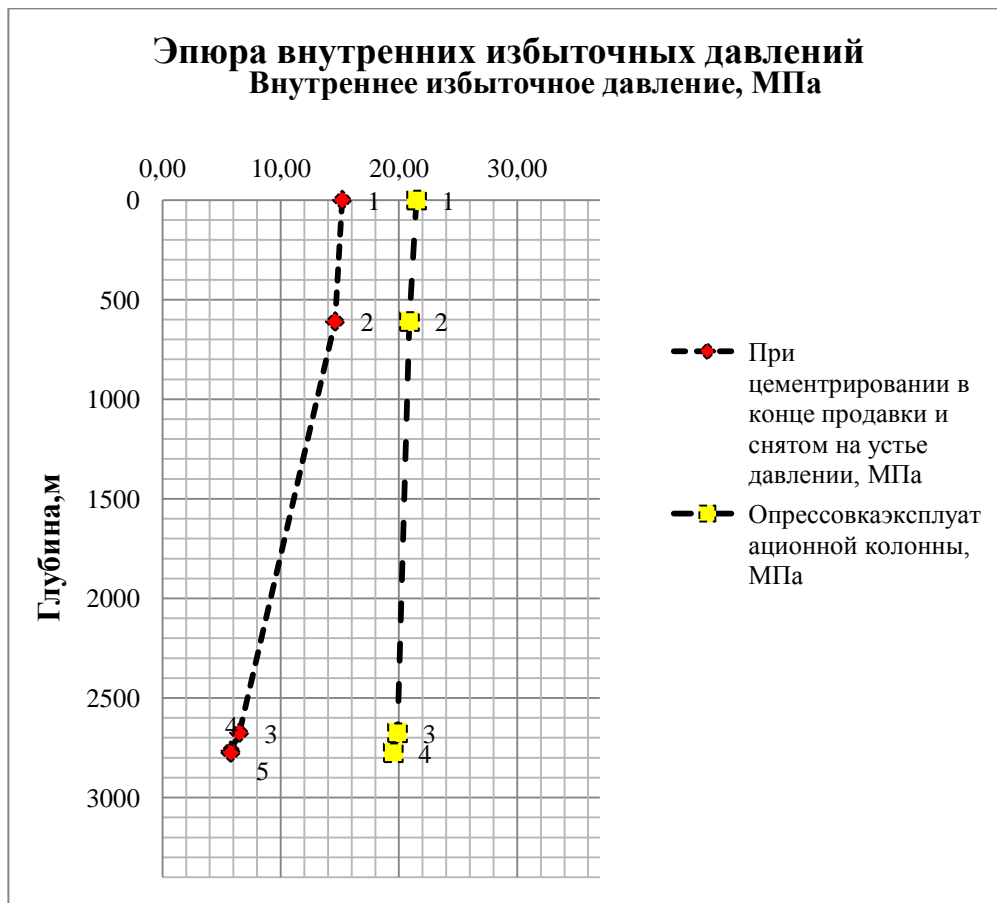


Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Результаты расчётов секций обсадной колонны представлены в таблице 24.

Таблица 22 – Результаты расчетов секций обсадной колонны.

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	10,0	30	120	3600	3600	0-30
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	778	47	36190	36190	0-778
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,6	55	41	2270	102800	2898-2768
2	ОТТМ	Д	8,9	2768	35	100500		2768-0
Хвостовик								
1	ОТТМ	Д	8,6	764	22	16808	16808	3662-2898

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Условие недопущения гидроразрыва:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (11)$$
$$40,39 \leq 47,03 \text{ Мпа}$$

Условие прочности выполняется, применяем одноступенчатое прямое цементирование скважины.

2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Для приготовления раствора нормальной плотности будем использовать марку цемента: ПЦТ - II - 100. Для приготовления облегченного тампонажного раствора используем марку цемента: ПЦТ - III - Об (4-6) - 100.

В таблице 23 приведен количественный состав тампонажной смеси и воды затворения.

Таблица 23 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонента (кг или тонн)
Буферная жидкость 1	2,32	1050	2,32	МБП-СМ	162,7
Буферная жидкость 2	9,29	1050	9,29	МБП-МВ	139,45
Облегченный тампонажный раствор	45,9	1400	40,48	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	30671,72
				НТФ	18,82
Нормальный тампонажный раствор	11,3	1800	7,83	ПЦТ-II-100	14246,99
				НТФ	4,63
Продавочная жидкость	62	1030	62		

2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной

жидкостей

Объем тампонажных растворов, а также буферной и продавочной жидкости приведен в таблице 24.

В качестве буферных жидкостей используются водные растворы «МБП-СМ» и «МБП-МВ», которые обеспечивают хорошую моющую способность и улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважины.

В качестве продавочной жидкости используется техническая вода.

Таблица 24 – Объемы жидкостей заканчивания

Наименование жидкости	Объем, м ³
Буферная жидкость	11,6
Облегченный тампонажный раствор	57,2
Цементный раствор нормальной плотности	7,83
Продавочная жидкость	62

2.4.2.3 Выбор типа и расчет необходимого количества 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(рис.12), установлен техническим заданием, «с применением смесительных установок и гидроворонки применением смесительных установок и гидроворонки»

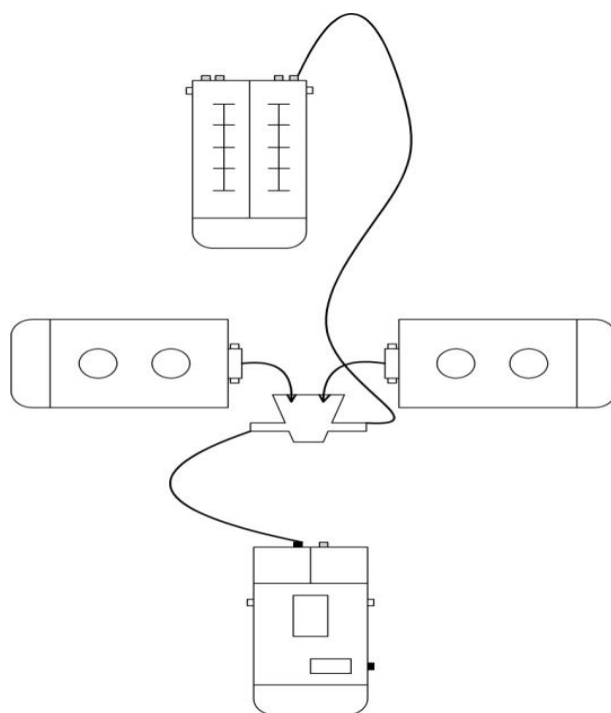


Рисунок 12 – Схема обвязки цементирующей техники при приготовлении тампонажного раствора с применением цементосмесительной установки и гидроворонки

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

$$m_2 = G_{\text{сух обл}} / G_b = 14,24/10 = 1,42 \quad (12)$$

$$m_2 = G_{\text{сух нор}} / G_b = 30,67/13 = 2,36 \quad (13)$$

Следовательно, необходимое число цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора равно 2 машины, а для цемента нормальной плотности 3 машины.

Количество цементирующих агрегатов, участвующих в приготовлении тампонажного раствора, один агрегат на две и более цементосмесительные машины. Что соответственно составляет 1 машины на 2 цементосмесительных машин и 1 машина на 3 цементосмесительные машины.

Проектируем 2 осреднительных установок типа УСО-20, так как нам необходимо приготовить 30,67 м³ «тяжелого» тампонажного раствора.

Так как проектируется две УСО-20 используются четыре ЦА-320.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

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

В состав технологической оснастки входят:

- башмак обсадной колонны
- обратные клапаны
- пробки продавочные
- центраторы
- турбулизаторы

Запроектированная технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 25.

Таблица 25 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Направление, 323,9	БКМ-323,9 «нефтемаш»	40	40	1	1
	ЦКОДМ-323,9 «нефтемаш»	30	30	1	1
	ЦПЦ 323,9/393,7 «нефтемаш»	35	40	2	2
	ПРП-Ц 323,9 «нефтемаш»	29,6	29,6	1	2
	ПРП-Ц-Н-323,9 «нефтемаш»	30	30	30	
Кондуктор 245	БКМ-245 «нефтемаш»	778	778	1	1
	ЦКОДМ-245 «нефтемаш»	768	768	1	1
	ЦПЦ-245/295,3 «нефтемаш»	0	40	3	29
		40	778	26	
ПРП-Ц-245 «нефтемаш»	767,6	767,6	1	2	

Продолжение таблицы 25

	ПРП-Ц-Н-245 «нефтемаш»	768	768	1	
Эксплуатационная колонна 168	БКМ-168 «нефтемаш»	2898	2898	1	1
	ЦКОДУ-168 «нефтемаш»	2888	2888	1	1
	ЦПЦ-168/215,9 «нефтемаш»	0	778	16	90
		778	2898	74	
	ПХН 168 «ИнРул Бурение»	2898	2898	1	1
	ЦТ 168/215,9 «нефтемаш»	0	1500	75	100
	ЦТГ 168/215,9 «нефтемаш»	1500	2898	25	
	ПРП-Ц-Н 168 «нефтемаш»	2888	2888	1	1
	ПРП-Ц-В 168 «нефтемаш»	2887,5	2887,5	1	1
Хвостовик	БК-114 «нефтемаш»	3662	3662	1	1
	ЦПС-114/142 «нефтемаш»	2898	3662	78	78

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.4.5 Выбор жидкости глушения

Плотность жидкости глушения определяется по следующей формуле:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 286 \cdot 10^6}{9,8 \cdot 2800} = 1,094 \text{ кг/м}^3 \quad (14)$$

Выбор плотности жидкости глушения производится по наибольшему давлению, то есть по нижнему пласту.

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины по формуле:

$$V_{ж.г.} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{вн}^2 \cdot H = \frac{\pi}{4} \cdot 0,150^2 \cdot 2800 = 49,4 \text{ м}^3 \quad (15)$$

2.4.6 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

В таблице 26 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 26 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Максимальная длина перфоратора, на трубах	Количество спусков перфоратора
7	кумулятивный	102/118	18	500	1

2.4.7 Выбор типа пластоиспытателя

Для нашей скважины выбираем пластоиспытатель ПЛГК-120, так как он передаёт данные оператору в режиме реального времени. Имеется система аварийной расфиксации. Позволяет определить продуктивные пласты, емкость пласта, и выработать мероприятия оптимальной технологии извлечения нефти и газа

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных колонн, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000 ЭУК-М1.

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства скважины представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Проектирование буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	83	[G _{кр}] / Q _{бк}	2,1
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	130,6	[G _{кр}] / Q _{об}	1,32
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	169,8	[G _{кр}] / Q _{пр}	1,02
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	173,4		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёточного блока, т (Q _{влб})	260	k _{по} = P _о / P _{бо} (k _{по} >1,25)	8,82
Вес бурильной колонны, т (Q _{бк})	83		
Вес обсадной колонны, т (Q _{ок})	130,6		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K _п)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т (Q _{бр})	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² (F _{бо})	36		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
1	39	208.95	
2	56	300.03	
3	39	208.95	
4	26	139.3	

3 Специальная часть

Вскрываемый пласт и построенная скважина представляет с собой одну систему скважина – пласт. Существуют водоносные, нефтеносные и газоносные проницаемые пласты. Проницаемые горизонты могут быть представлены трещиноватыми, кавернозными, пористыми и трещиновато-пористыми разностями горных пород.

Основным осложнением, встречающимся в процессе бурения скважин нефтяных месторождений, является поглощение бурового раствора в проницаемые пласты и каверны. Каждый год, на борьбу с осложнениями буровые компании затрачивают свыше 80% всего времени. Так же по статистике на данное осложнение уходит около 11% общего календарного времени бурения, что значительно увеличивает затраты и, соответственно, стоимость бурения в целом.

Поэтому, улучшение новых технологических решений по борьбе против поглощений, применение современного оборудования и материалов, обладающих максимальной эффективностью, имеет значительное место в процессе бурения.

3.1 Прямое назначение профильных перекрывателей

- перекрытие опасных зон, таких как: поглощения, водопроявления, осыпания, обвалы
- защита продуктивных горизонтов от проницаемых каналов буровым и цементными растворами
- ремонтные работы технических колонн в процессе бурения скважины

3.1.1 Область применения:

- Вертикальные скважины
- Наклонно-направленные скважины
- Горизонтальные скважины

3.2 Технология крепления

Технология крепления скважины заключается в расположении промежуточных обсадных колонн не телескопически, как это делается во всех остальных странах, а поочередно, по мере вскрытия, пласты несовместимые по условиям бурения перекрывать тем же диаметром, которым бурили ранее, упрощая сложность строительства скважины и увеличивая качество крепления эксплуатационных колонн.

Из опыта применения данной технологии можно сказать, что циркуляция бурового раствора после его применения достигает до 100% и дальнейшее бурение осуществляется тем же типоразмером долота.

В данном случае, рассмотрим три различных технологии оборудования локального крепления скважин (ОЛКС). Технические характеристики и типоразмеры ОЛКС представлены в таблице 28.

Первая технология локального крепления представлена на рисунке 13. Данная технология эффективна при встрече единичных зон осложнений, и после работ по изоляции остается небольшой интервал для добуривания до забоя.

ПРОФИЛЬНЫЕ ПЕРЕКРЫВАТЕЛИ

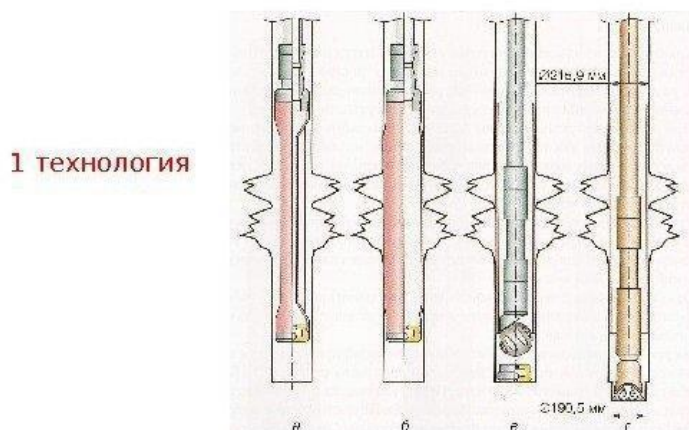


Рисунок 13– Операции крепления

Последовательность операции при креплении зоны осложнения перекрывателем ОЛКС-216 У в скважинах диаметром 215,9 мм:

а – транспортное положение перекрывателя;

б – выправленный давлением жидкости перекрыватель;

в – развальцованный перекрыватель;

г – продолжение углубления скважины долотом диаметром 190,5 мм.

Вторая технология, где расширяемые трубы фиксируются в скважине с заранее увеличенным диаметром при помощи раздвижного расширителя, что дает продолжить бурение долотом того же диаметра. Технология крепления представлена в рисунке 14.



Рисунок 14 – Операции крепления скважины

Последовательность операции при креплении зоны осложнения перекрывателем ОЛКС-216 в скважинах диаметром 215,9 мм:

а – расширение ствола перекрыватель;

б – выправленный Последовательность операции при креплении зоны осложнения перекрывателем ОЛКС-216 в скважинах диаметром 215,9 мм:

в – развальцовывание;

г – продолжение углубления скважины долотом диаметром 215,9 мм

Совмещенная технология представлена на рисунке 15, где расширения диаметра производится в зоне осложнений с процессом вскрытия, а операция установки перекрывателя производится калибровкой развальцевателем.



Рисунок 15 – Операции крепления

Последовательность операции при локальном креплении зоны осложнения с помощью ОЛКС за одну спускоподъемную операцию:

а – вскрытие пласта с одновременным расширением диаметра скважины;

б – выправление профильных труб давлением жидкости;

в – развальцовывание перекрывателя;

г – продолжение углубления скважины таким же долотом и инструментом, которым бурилась скважина до установки перекрывателя.

3.3 Технические характеристики профильных перекрывателей

Технические характеристики и типоразмеры профильных перекрывателей ОЛКС представлены в таблице 1.

Таблица 28– Характеристики ПП

№ п/п	Модификация Перекрывателя	Размер перекрывателя, мм			Диаметр скважины, мм			Перепад давления, МПа	
		D	D1	s	d	d1	d2	P	P1
1	ОЛКС-295	273	270	8	295,3	300	295,3	8	13,4
2	ОЛКС-216	200	195	8	215,9	216	215,9	12,5	18
3	ОЛКС-216У	200	195	8	215,9	196	190,5	13,5	19,6
4	ОЛКС-144	136	134	5	143,9	160	143,9	14	17
5	ОЛКС – 144У	136	134	5	143,9	134	124	14	17
6	ОЛКС-124	118	116	5	124	122	124	16	22

D – диаметр перекрывателя по цилиндрическим участкам;

$D1$ – диаметр описанной окружности по профильной части;

s – толщина стенки;

d – диаметр скважины до установки перекрывателя;

$d1$ – внутренний диаметр;

$d2$ – диаметр долота для бурения скважины после установки перекрывателя;

P – давление раздачи;

$P1$ – допустимое внутреннее давление;

3.4 Дополнительное оборудование

Также, в комплект перекрывателей входят расширители, предназначенные для расширения ствола скважины до нужного диаметра. В наше время наиболее распространены лопастные и шарошечные расширители.

Рассмотрим расширитель модификации РРМ поскольку остальные расширители более изучены и распространены. Расширитель РРМ состоит из трех выдвижных режущих секций, каждая из которых имеет корпуса плашки, шарошки и основания. Корпуса плашки и шарошки вооружены твердосплавными породоразрушающими вставками в наружной поверхности. Секции расположены равномерно по периметру корпуса, в пазах с наклонными направляющими, по которым плашки с шарошками выдвигаются за периметр корпуса гидравлическими толкателями до максимального диаметра - рабочего состояния.

Расширитель раздвижной РРМ 216/240 представлен на рисунке 16 (а – в положении транспортном;

б – в рабочем положении).

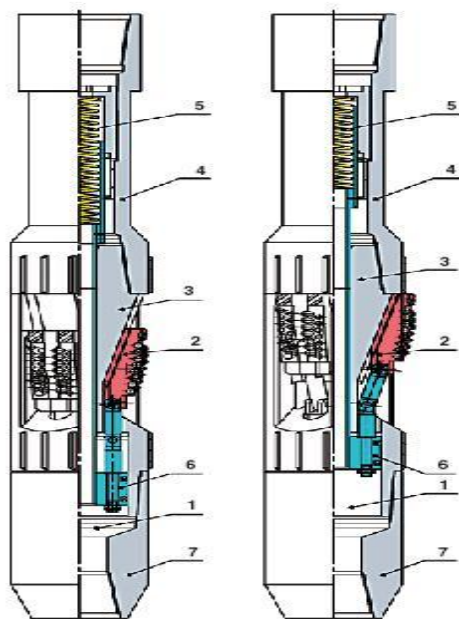


Рисунок 16 – Расширитель раздвижной РРМ 216/240

На рисунке 17 представлены виды развальцевателей.

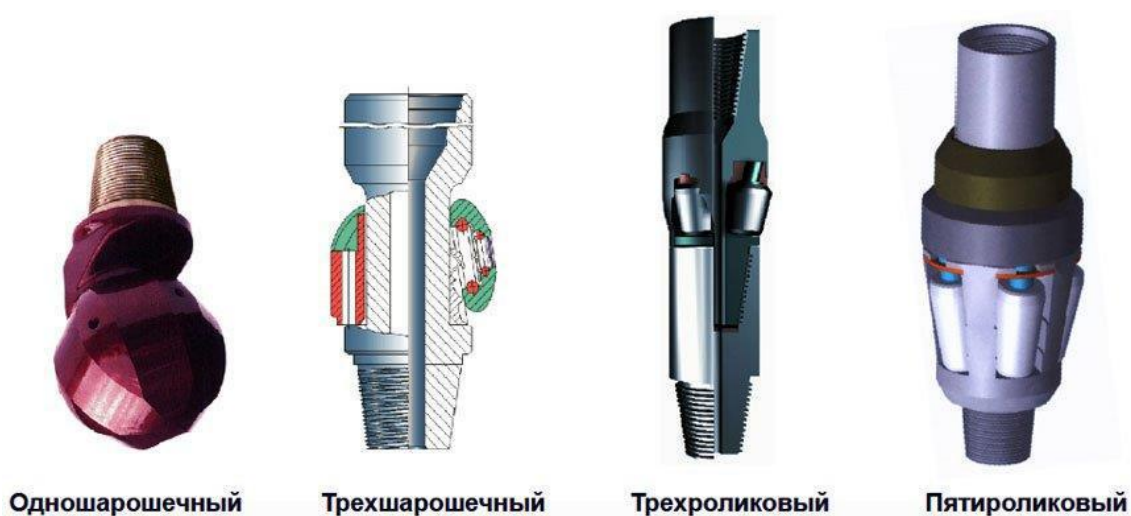


Рисунок 17 – Развальцеватели

После установки ОЛКС и подачи на него избыточного давления применяются развальцеватели различных типов (рис.17).

К настоящему времени данная технология применена более чем на 1400 скважинах в различных нефтегазодобывающих регионах России и за ее пределами (Вьетнам, Египет, Иран, Китай).

Успешно проведены работы по удлинению обсадных колонн снизу без уменьшения диаметров скважин.

3.5 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ:

1. Сокращается продолжительность проводки скважины
2. Сокращается расход на использование обсадных труб
3. Сокращаются расходы на тампонажные услуги, на транспортные услуги
4. Сокращаются расходы на материальные и технические ресурсы
5. Доп. добыча нефти за счет сокращения сроков строительства скважины

3.6 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

1. Разрешается проблема при осложнении поглощения
2. Возможность бурения уменьшения диаметра
3. Альтернативное применение промежуточным колоннам и колоннам-«летучкам»
4. Простота конструкции скважины
5. Значительная энергоемкость, материалоемкость

Разработка и внедрение новых технологий и технических средств для крепления нефтяных и газовых скважин с использованием специальных расширяемых труб, бесспорно, является крупным революционным шагом вперед в строительстве нефтяных и газовых скважин, не имеющим аналогов в мире.

3.7 Приборы схожие по конструкции и принцип их установки

Вкратце, рассмотрим инструменты идентичные по технологии и конструкции. Их можно дифференцировать по следующим классам: Дорн, пластыри, гофрированные манжеты и гофры.

Дорн – устройство предназначенный для установки металлического пластыря (рис.18). Через гофрированную трубу ДОРН способствует протянуть дорнирующую головку через гофрированную трубу без подачи осевых усилий на эксплуатационную колонну и НКТ. Внутри Дорна есть клапан который наполняет НКТ жидкостью при спуске и слива ее - при подъеме. Гидравлический механизм ДОРНа может выдержать избыточное давление не более 20 МПа. Якорь освобождает ДОРН при перепаде давления в нем и при движении вверх. Длина хода дорнирующей головки обеспечивает надежное сцепление нижней части пластыря с эксплуатационной колонной и исключает проскальзывание при дальнейшем лорнировании с помощью талевой системы.

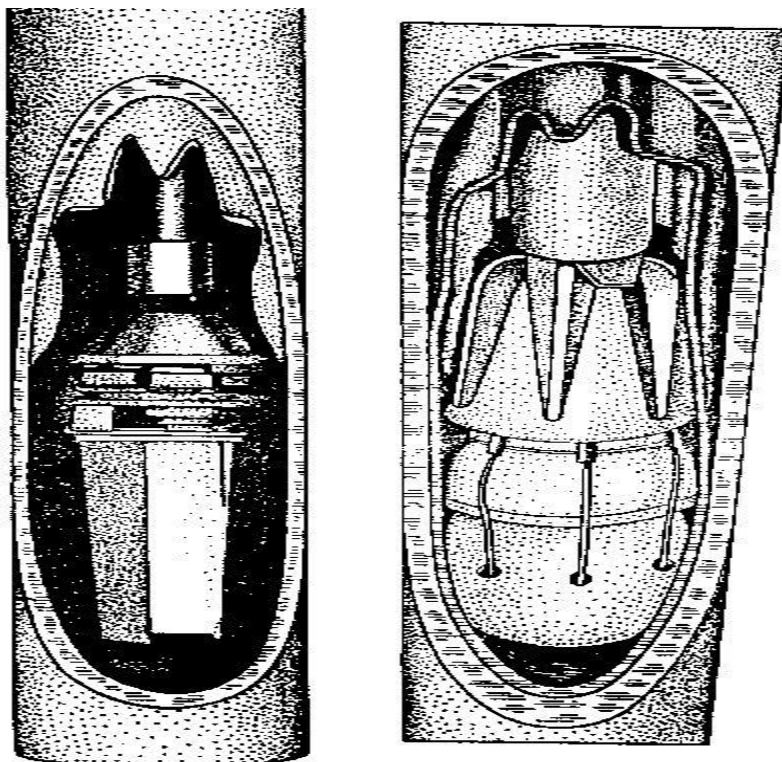


Рисунок – 18 Дорн в разрезе

Пластыри относятся к устройствам для ремонта обсадной колонны для устранения негерметичности в скважине. Металлический пластырь состоит из патрубка и уплотнителя. Патрубок (рис.19) (1) сделан разрезным по продольной секущей плоскости, наклонно относительно оси патрубка, с выступающей частью, а также с пазами(3), расположенными на его внешней поверхности фиксирующими элементами(4). Уплотнитель(2) расположен на внешней поверхности патрубка и выполнен из эластичного материала. Фиксирующие элементы выполнены из металлических разрезных колец.

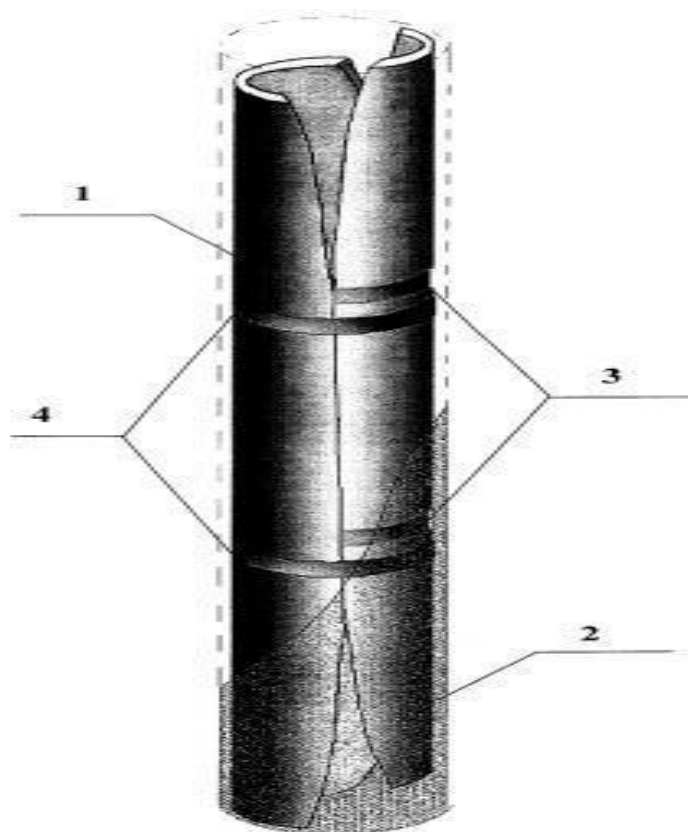


Рисунок 19 – Металлический пластырь

Гофрированная труба (рис.20) изготавливается из металла или поливинилхлорида. Такие трубы предназначены для расширения ствола, чтобы не потерять диаметр интервала.



Рисунок 20 – Гофра из поливинилхлорида в транспортном положении

Но в применении данной технологии есть недостаток, при расширении трубы давлением изнутри выпуклые части гофр упираются в стенку скважин, тем самым закрывает доступ для распространения герметика вокруг трубы. Вследствие чего не обеспечивается герметизация стенок скважин.

Технология крепления довольно простая. Профильные части, прилегающие к концам, осаживают до диаметра описанной вокруг них окружности на 1-2% меньшего диаметра окружности, описанной вокруг средней части труб. По периметру осаженных участков выполняют замкнутые ободья. Они имеют высоту, при которой диаметр описанной вокруг них окружности приближен к диаметру окружности, описанной вокруг средней части труб. Затем гофры заполняют герметиком. Трубы свинчивают и осуществляют спуск перекрывателя в необходимый интервал скважины.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Оценка коммерческого потенциала инженерных решений

4.1.1 Потенциальные потребители проекта

Снижение темпов роста добычи нефти наблюдается во всем мире. Добывающие компании, стараясь не потерять драгоценные баррели черного золота, совершенствуют методы извлечения углеводородов из открытых залежей. Одним из передовых методов является бурение горизонтальных стволов скважин в продуктивных пластах. Наклонно-направленное бурение скважин на кустах предшествовало усовершенствованию методов ориентации бурильного инструмента в скважине. На смену телеметрического контроля с использованием кабеля пришли инновационные цифровые технологии, позволяющие в реальном времени контролировать и управлять заданным азимутом и зенитным углом скважины. Теперь стало возможным бурить углеводородную залежь горизонтально. Подсчитано, что затраты на бурение горизонтальных скважин превышают стоимость вертикальных в 2 раза, а иногда и больше. Зато производительность горизонтальных скважин в 3 и более раз выше, чем у вертикальных. Очевидно, что затраты окупаются уже в первые годы добычи..

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

4.1.2 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 представлен в рисунке Ж.1 в приложении Ж.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Календарная продолжительность цикла строительства скважин определяется по проектным нормам времени по формуле (1):

$$T_{\text{пц}} = T_{\text{п/вм}} + T_{\text{п/пр}} + T_{\text{п/бк}} + T_{\text{п/оп}}, \text{ где} \quad (16)$$

- $T_{\text{п/вм}}$ – 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;

$$T_{\text{пц}} = 1825,7 \text{ ч} = 76 \text{ сут}$$

Время на строительно-монтажные работы составит 1080 ч или 45 сут.

Время на подготовительные работы к бурению составят 41,17 ч или 1,72 сут.

Время бурения скважины и крепления обсадных колонн составит 464,53 ч или 19,3 сут.

Время испытания скважины на продуктивность 240 ч или 10 суток

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

4.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

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

Механическая скорость бурения определяется по формуле (17):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_{\text{б}}} = \frac{3662}{182,19} = 20 \text{ м/ч} \quad (17)$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (18):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_{\text{б}} + t_{\text{СПО}}} = \frac{3662}{203,47} = 18 \text{ м/ч} \quad (18)$$

Коммерческая скорость бурения определяется по формуле (19):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H \times 720}{t_{\text{к}}} = \frac{3662 \times 720}{464,53} = 5675,9 \frac{\text{м}}{\text{ст. мес}} \quad (19)$$

Средняя проходка на долото определяется по формуле (20):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{T} = \frac{3662}{4} = 915,5 \text{ м} \quad (20)$$

4.2.1 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 29.

Таблица 29 – Количество обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	3
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4

Продолжение таблицы 29

Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины представлен в таблице 30.

Таблица 30 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1.Вышкомотаж	45,00													
2.Бурение	20													
3.Испытание	10,00													

4.3 Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины

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

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

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

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

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

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

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

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

Сметные расчеты на бурение скважины представлены в таблице 4, на крепление скважины – в таблице 5.

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

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

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

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

Сводный сметный расчет на строительство скважины представлен в таблице 6.

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

$$c_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{H} = \frac{438\,731\,370 - 18\,236\,330}{3662} = 114\,826 \text{ руб/м} \quad (21)$$

4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC с матричным корпусом.

Алмазные долота при турбинном бурении дают более высокую механическую скорость при одинаковой величине проходки, на долото. Бурение алмазными долотами может продолжаться без перерыва до 200-250 ч.

Расчет эффективности внедрения новой технологии бурения представлен в таблице 31.

Таблица 31 – Расчет эффективности внедрения алмазных долот

Корпус долота	Стальной	Алмазный
Рассматриваемый интервал (колонна)	Эксплуатационная	
Способ бурения	С применением ГЗД	
Глубина сооружаемого интервала, м	2790	
Интервал бурения по стволу, м	2898	
Ожидаемая проходка на долото, м	2500	5300
Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	31,2
Время СПО, ч	13,4	
Цена долота в ценах 2017 г., руб	362 500	850 700
Расчет		
Длина сооружаемого интервала, м	2120	
Количество долблений, ед.	0,896	0,423
Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	87,84	71,79
Время бурения с учетом времени СПО, ч	101,21	85,16
Экономия времени, ч	16,05	
Стоимость эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4	
Эксплуатационные затраты на долото, руб	324 800	359 850
Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	4 637 989	3 902 491
Итого эксплуатационных затрат, руб	4 962 789	4 262 341
Экономия эксплуатационных затрат, руб	700 448	
Экономия себестоимости метра проходки, руб/м	312,7	
Экономический эффект на долото, руб	1 657 310	

5 Социальная ответственность

5.1 Производственная безопасность

Буровая вышка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» относится к опасным производственным объектам. Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем организации.

5.1.1 Производственная безопасность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении наклонно-направленной эксплуатационной скважины с горизонтальным участком глубиной 2790 м которое расположено в Томской области.

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении, проектировании и подготовки геолого-технических мероприятий.

Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 32.

Таблица 32 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ[1]) с изменениями 1999 г.		Нормативные документы
Камеральный этап (работа внутри помещения)			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения	Отклонение показателей микроклимата в помещении		СанПиН 2.2.4.548-96 [37] СП 52.13 330.2011[7] СНиП 2.04.05-91[8] ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ[2]
	Недостаточная освещенность рабочей		
	Нервно-эмоциональное напряжение		
	Превышение уровней шума		
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ.[1] ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ.[4] ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ.[12]
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаро-взрывобезопасность	ГОСТ 12.1.044-84(22) ПП РФ от 21.03.2017 г №316 (21)	
Полевой этап			
	Вредные	Опасные	
Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке	Превышение уровней шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.1.012-90[4], ГОСТ 12.1.029-80[11]
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	

5.2 Анализ вредных производственных факторов

5.2.1 Отклонение показателей микроклимата

Температура воздуха и скорость ветра рабочей зоны, а также фактор их совместного воздействия оказывают непосредственное влияние на самочувствие человека и его работоспособность.

Режимы труда и представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

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

К Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

5.2.2 Превышение уровня шума

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

Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16[37], эквивалентный уровень звука составляет 80 дБ.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

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

5.2.3 Отсутствие или недостаток естественного света

Помещения с постоянным пребыванием людей должны иметь естественное освещение. Естественное освещение подразделяется на следующие типы: боковое, верхнее и комбинированное (верхнее и боковое).

В таблице 34 представлены нормируемые параметры естественного и искусственного освещения.

Таблица 34 - Нормируемые параметры естественного и искусственного освещения

Рабочее место, подлежащее освещению	Разряд зрительной работы	Место установки светильников	Отраслевая норма освещенности, ПК	Норма, ПК
1	2	3	4	5
Роторный стол	II	На ногах вышки, на высоте 6 м под углом 20-300 к	40	200
Щит КИП	I	Перед приборами	50	220
Пульт талевого блока	IV	На лестничных площадках по	13	80
Полати верхового рабочего	II	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола полатей,	25	150
Кронблок	IV	Над кронблоком	25	80
Приемный мост	IV	На ногах вышки на высоте 6 м	30	200
Пульт бурильщика	I	Над пультом	50	220
Машинно- насосный блок, эл/моторы, компрессоры	II	На высоте не менее 3 м	30	200

5.2.4 Повышенный уровень вибрации

Воздействие вибрации отражается на нервной и опорно-двигательной системе. У работников подверженных действию вибрации отмечаются головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания.

Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни.

Допустимые уровни звукового давления и частоты представлены в таблицах 35 и 36.

Таблица 35 - Уровень звукового давления на буровой.

Характеристики помещений	Уровень звукового давления, дБ в среднегеометрических частотах октавных полос, Гц								Уровень звука и эквивалент уровня, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Рабочие места и зоны в помещениях и территориях предприятия	99	92	86	83	80	78	76	74	85

Таблица 36 - Предельно допустимые уровни колебательной скорости вибрации.

Вибрация	Направление формирования Вибрации	Среднегеометрические частоты, Гц									
		1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500
Общая	Вертикальное (по оси)	20 132	7,1 123	2,5 114	1,3 108	1,1 107	1,1 107	1,1 107	1,1 107	-	-
Локальная	По каждой оси	-	-	-	5,0 120	5,0 120	3,5 117	2,5 114	1,8 111	1,3 108	0,9 105

5.2.5 Повреждения в результате контакта с живыми

организмами

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. Одним из наиболее распространенных природно-очаговых заболеваний, характерное для района проведения работ является клещевой энцефалит. Главным профилактическим мероприятием от заболевания являются противо-энцефалитные прививки.

Защита людей от клещевого энцефалита включает в себя:

- Соблюдение правил поведения на территории, эндемичной по клещевому вирусному энцефалиту;
- Сошение специальной одежды соответствующей требованиям ГОСТ Р 12.4.296-2013[10];
- Применение химических средств защиты от клещей.

5.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных факторов на исследователя (работающего)

Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [1] Стоит отметить, что основополагающим документом в сфере промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности является «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [16].

5.3.1 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.

В результате действия этого фактора может возникнуть механическая травма, которая представляет собой повреждение тканей, частей тела и органов в результате воздействия внешней механической силы.

Источниками механических травм при сооружении скважины являются: механические травмы от удара свечей бурильных труб время спуско-подъемных операций, удар при движении автоматического ключа бурильщика.

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

5.3.2 Электрический ток

Прохождение электрического тока через организм может вызывать у него судороги, нарушение сердечной и дыхательной функций, а также являться причиной смерти. ГОСТ 12.1.019 ССБТ[32]. ‘Электробезопасность. Общие требования’ устанавливает общие требования по предотвращению опасного и вредного воздействия на персонал электрического тока.

Источником возможного электропоражения на современной буровой установке являются:

- силовые и преобразовательные трансформаторы;
- распределительные устройства высокого напряжения;
- электрические машины переменного и постоянного тока;
- кабели и провода;
- электрические источники света;
- комплектные устройства управления, защиты.

5.3.3 Пожаровзрывоопасность

Источниками пожара на буровой установке чаще всего являются: горящие или накалинные тела, электрические разряды, выделяемая теплота от механических воздействий, искры от удара и трения. В целях предотвращения пожара на буровой установке, которые чаще всего возникают посредством ГНВП, проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- оборудование буровой пожарными щитами, огнетушителями ОП-5, ящиками с песком согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме»[21] и т.д.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- установка на объекте системы оповещения (звуковой сигнализации) всего персонала, занятого на буровой.
- 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;

5.4 Охрана окружающей среды

Нефтяная промышленность является одной из самых негативно влияющих на экологию отраслей, поэтому следует уделять особое внимание мероприятиям по охране окружающей среды.

Атмосфера. Воздействие строительства на состояние атмосферного воздуха будет незначительным, так как строительные работы носят поэтапный характер и связаны с временным локальным увеличением приземных концентраций вредных веществ в атмосфере. Селитебная зона в районе отсутствует. Для защиты атмосферы следует, в большем количестве использовать электрические приводы, не допускать нефте- и газопроявления, а в случае возникновения в ближайшее время ликвидировать. С целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилегающих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое» [6]. Вредные выбросы в атмосферу в процессе строительства скважины представлены в приложении Б. в таблице Б.1 .

Гидросфера. В процессе бурения скважин загрязнению наиболее подвержены приповерхностная зона ствола скважины и зоны подземных горизонтов. Основными источниками загрязнения являются: буровой раствор, нефтепродукты. Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения.

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров

Литосфера. Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами и т.д.
- засорение почвы производственными отходами и мусором.
- При бурении и креплении скважины должны выполняться следующие мероприятия с целью предотвращения загрязнения литосферы:
 - размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) на весь период строительства скважины;
 - хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;
 - транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
 - транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
 - при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров [16].
- После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:
 - разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
 - засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;

5.5 Защита от чрезвычайных ситуаций

5.5.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 8.

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине и т.д.

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана герметизировать устье скважины, известить руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98[27].

Предупреждение чрезвычайных ситуаций включает:

- мониторинг и прогнозирование чрезвычайных ситуаций;
- рациональное размещение производительных сил по территории страны с учетом природной и техногенной безопасности;
- предотвращение аварий и техногенных катастроф путём повышения технологической безопасности производственных процессов и эксплуатационной надёжности оборудования;

Аварийно-спасательные работы в очагах поражения включают:

- разведку маршрутов и участков работ;
- локализацию и тушение пожаров на маршрутах и участках работ;
- подавление или доведение до минимально возможного уровня возникших в результате чрезвычайной ситуации вредных и опасных факторов, препятствующих ведению спасательных работ;

5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.6.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

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 .

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162[29] .

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 Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

5.6.2 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)[30]".

- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Заключение

В выпускной квалификационной работе представлены технологические решения на строительство наклонно-направленной скважины глубиной 2800 метров на нефтяном месторождении Томской области. Выпускная квалификационная работа содержит 5 глав: 1. общая и геологическая часть, 2. технологическая часть, 3. специальная часть, 4. финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, 5. социальная ответственность.

В общей и геологической части проанализированы стратиграфические и литологические характеристика разреза, физико-механические свойства горных пород, зоны возможных осложнений, а также приведены краткие характеристики представленного литологического разреза.

Технологическая часть содержит все основные расчеты и проектные решения по строительству наклонно-направленной скважины глубиной 2800 м.

В специальной части было рассмотрено технологии различных профильных перекрывателей. Также изучены их технические и экономические эффективности.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена структура предприятия, которое проводит сервисные работы, в том числе бурение нефтяных и газовых скважин, а также сметная стоимость работ по строительству нефтяной скважины.

Раздел социальная ответственность содержит технику безопасности на буровой вышке, также в данном разделе была рассмотрена охрана окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Список литературы

1. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
2. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
3. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
4. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
5. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
6. ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
7. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
8. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

9. [СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
10. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
11. МР 2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки. [Электронный ресурс].
12. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
13. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
14. Назаренко О.Б.. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2001. - 87 с.
15. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
16. РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. [Электронный ресурс].
17. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин
18. Инструкция по охране труда рабочих при бурение скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: businessforecast.by (дата обращения 05.05.2017 г.).

19. ГОСТ Р 55710-2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
20. Правила устройства электроустановок. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
21. ПОТ Р М-016-2001 Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
22. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
23. ГОСТ 17.0.0.01-76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
24. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
25. 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.
26. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочные: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.
27. Ф.Д. Балденко Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2012. – 428с.
28. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.

29. Буровые растворы на углеводородной основе [Электронный ресурс] Консист – А. Официальный сайт. Режим доступа: <http://www.consit.ru/stati/st-organobentonit/burovye-rastvory-na-uglevodorodnoj-osnove> (дата обращения: 06.05.2017)

30. Основы финансового менеджмента: Учеб.пособие. – 2-е изд., доп. и перераб. – М.: Финансы и статистика, 2004. – 512 с.

31. Самсонов Н., Баранникова Н., Володин А. / Финансовый менеджмент. — М.: ЮНИТИ, 2005. — 495 с.

32. Злотникова Л., Колядов Л., Тарасенко П. / Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: Учебник. - М.: ФГУП Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005.-456с

Приложение А.
(обязательное)

Геологические условия бурения

Таблица А.1 - Стратиграфическая характеристика разреза

Интервал по вертикали		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от (кровля)	ДО (подошва)	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	30	Четвертичные отложения	q	0		1,4
30	155	Некрасовская серия	P ₃ nk	0		1,4
155	200	Чеганская свита	P ₂₊₃ cg	0 - 5		1,4
200	270	Люлинворская свита	P ₂ ll	0 - 5		1,4
270	305	Талицкая свита	P ₁ tl	0 - 5		1,4
305	415	Ганькинская свита	K ₂ gn	0 - 5		1,4
415	460	Славгородская свита	K ₂ sl	0 - 5		1,4
460	655	Ипатовская свита	K ₂ ip	0 - 5		1,4
655	670	Кузнецовская свита	K ₂ kz	0 - 5		1,4
670	1535	Покурская свита	K ₁₋₂ pk	0 - 5		1,4
1535	2170	Киялинская свита	K ₁ kin	0 - 5		1,3
2170	2260	Тарская свита	K ₁ tr	0 - 5		1,1
2260	2460	Куломзинская свита	K ₁ klm	0 - 5		1,1
2460	2490	Баженовская + Георгиевская свиты	J ₃ bg+gr	0 - 5		1,1
2490	2540	Васюганская свита	J _{3vs}	0 - 5		1,1
2540	2790	Тюменская свита	J ₁₊₂ tm	0 - 5		1,1
2790	2815	Кора выветривания + палеозой	К.в.+Pz			

Таблица А.2 - Литологическая характеристика разреза

Индекс стратиг рафичес кого	Интервал по вертикали			Горная порода		Стандартное описание горной породы
	от (кровля)	до (подошва)	мощ ность	краткое название	процент в интер- вале	
1	2	3	4	5	6	7
Q	0	30	30	песок глина суглинок	30 30 40	Почвенно-растительной слой, глины и суглинки, желтовато-серые, пески и супеси.
P ₃ nk	30	155	125	песок глина	80 20	Отложения свиты сложены песками светло-серыми, серыми, мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми с подчиненными прослоями глин темно-серых, коричневато-серых и бурых, песчанистых, плотных.
P ₂₋₃ cg	155	200	45	песок глина	10 90	Глины чеганской свиты зеленовато-серые и темно-зеленые, плотные, жирные на ощупь, с пропластками и линзами светло-серых песков, разнозернистых, слюдистых.
P ₂ ll	200	270	70	глина	100	Отложения люлинворской свиты представлены глинами зеленовато-серыми, светлосерыми, серыми, опоковидными, плотными, жирными на ощупь.
P ₁ tl	270	305	35	алевролит глина	5 95	Отложения талицкой свиты представлены глинами темно-серыми и буровато-серыми, часто опоковидными, с редкими маломощными прослоями темно-серого, слабосцементированного алевролита.
K ₂ gn	305	415	110	мергель глина	10 90	Отложения ганькинской свиты в верхней части сложены мергелями зеленовато-серыми и серыми с прослоями глин, ниже глинами темно-серыми и алевролитами.
K ₂ sl	415	460	45	глина	100	Отложения славгородской свиты представлены глинами серыми, голубовато-серыми, плотными, аргиллитоподобными, иногда опоковидными или алевролитистыми, с редкими прослоями уплотненных алевролитов.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7
К ₂ ip	460	655	195	песчаник глина алевролит	60 20 20	Ипатовская свита сложена песками и песчаниками светло-серыми, уплотненными, алевритистыми, слоистыми, алевролитами плотными, глинистыми, плохо отсортированными, глинами темно-серыми, плотными, иногда алевролито-песчанистыми.
К ₂ kz	655	670	15	глина	100	Отложения кузнецовской свиты сложены темно-серыми с зеленоватым оттенком глинами, листоватыми и плитчатыми, иногда алевритистыми и слюдистыми.
К ₁₋₂ pk	670	1535	865	песчаник глина алевролит	60 20 20	Покурская свита сложена неравномерным чередованием глин, песчаников и алевролитов. Глины серые, темно-серые, зеленовато-серые, алевритистые, комковатые, слоистые. Алевролиты темно-серые, иногда глинистые, крепкие, песчанистые. Песчаники светлосерые, серые, мелкозернистые, слабосцементированные.
К ₁ kin	1535	2170	635	глина песчаник алевролит	60 20 20	Отложения киялинской свиты представлены пестроцветными глинами, комковатыми, часто жирными на ощупь, иногда алевритистыми, алевролитами серыми, плотными, глинистыми, песчаниками светло-серыми, серыми, мелкозернистыми, часто глинисто-алевролитистыми.
К ₁ tr	2170	2260	90	песчаник аргиллит алевролит	50 30 20	Отложения тарской свиты представлены песчаниками серыми, светло-серыми, мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, слюдистыми, от слабосцементированных, однородных, неслоистых до крепких, известковистых, горизонтально и косослоистых, алевролитами серыми, плотными, крепкими, глинистыми и песчанистыми, слоистыми, аргиллитами темно-серыми, серыми, плотными, крепкими, слюдистыми, слоистыми.
К ₁ klm	2260	2460	200	аргиллит песчаник алевролиты	70 20 10	Отложения куломзинской свиты сложены аргиллитами серыми и темно-серыми, плотными, крепкими, алевритистыми, иногда плитчатыми песчаниками светло-серыми, серыми, плотными, крепкими, известковистыми, алевролитами серыми, слюдистыми, плотными, крепкосцементированными.
Ж ₃ bg+ gr	2460	2490	30	аргиллит	100	Баженовская свита сложена темно-коричневыми битуминозными аргиллитами, плотными, крепкими, плитчатыми.

Окончание таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7
J _{3vs}	2490	2540	50	песчаник аргиллит алевролит уголь	45 30 20 5	Отложения васюганской свиты представлены песчаниками светло-серыми и буровато-серыми, мелко-среднезернистыми, иногда крупнозернистыми, кварц-полевошпатовыми от слабосцементированных, однородных до крепких, известковистых, с прослоями аргиллитов и алевролитов, аргиллитами темно-серыми, плотными, крепкими, алевролитами серыми, темно-серыми, плотными, крепкими, слюидистыми, песчаноглинистыми, слоистыми.
J _{1+2tm}	2540	2790	250	песчаник аргиллит алевролит уголь	40 30 25 5	Отложения тюменской свиты сложены песчаниками серыми, светло-серыми, мелко-зернистыми, кварц-полевошпатовыми, иногда глинистыми, различной крепости, слоистыми, алевролитами серыми, темно-серыми, плотными, крепкими, аргиллитами от темно-серых до черных, участками алевролитистыми, плотными, крепкими, иногда плитчатыми, углистыми, углями черными, хрупкими.
К.В.+Pz	2790	2815	25			Отложения представлены перекристаллизованными разнозернистыми доломитами серого и белого цвета, доломитизированными известняками

Таблица А.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мДарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Сплошность породы	Соленость, %	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы	
	от (верх)	до (низ)												по буримости (I, II и т.д.)	по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q	0	30	песок глина суглинок	2.0 2.0 2.0	25-30 25-30 25-30	2500 0 0	10 90 90	0 0 0		0 0 0	0 10 10	1 5 5	10 4 4	I	мягкие
P _{3 nk}	30	155	песок глина	2,1 2,4	20 30	1000 0	20 90	0 0		0 0	0 10	5 5	10 4	II	I,
P _{2+3 cg}	155	200	песок глина	2,0 2,3	25 30	1000 0	50 95	0 0		0 0	0 10	5 5	10 0,4	I,	I,
P _{2 ll}	200	270	глина	2,3	25	0	95	5		0	10	4	0,4	I,	I,
P _{2 tl}	270	305	алевролит глина	2.2 2.3	30 25	20 0	10 95	0 0		0 0	10 10	5 5	10 0,4	I,	I,
K _{2 gn}	305	415	мергель глина	2.4 2.3	20 25	0 0	95 95	50 0		0 0	10 10	5 5	10 0,4	I,	I,
K _{2 sl}	415	460	глина	2,3	20	0	100	3		0	10	5	0,4	I,	I,
K _{2 ip}	460	655	песчаник глина алевролит	2.1 2.3 2.2	25 16 20	50-300 0 0	20 95 90	3 2 3		0 0 0	20 15 15	5 5 5	10 0,4 0,4	I,	I,
K _{2 kz}	655	670	глина	2,35	16	0	100	2		0	15	5	0,4	I,	I,

Окончание таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
K ₁₋₂ pk	670	1535	песчаник глина алевролит	2.1 2.35 2.2	22 16 20	50-300 0 20	10-20 95 20	3 2 3		0 0 0	20 15 20	5 5 5	10 0,4 10	II	средние
K ₁ kin	1535	2170	глина песчаник алевролит	2 2,2 2,4	22 20 14	0 20-30 10	95 15 20	10 10 5-10		0 0 0	25 25 20	3,5 3,5 3,5	10 10 3	II	I,
K ₁ tr	2170	2260	песчаник аргиллит алевролит	2.2 2.4 2.3	19 12 16	20-50 0 0-15	10-20 95 20-30	5-10 10 10		0 0 0	25 20 25	3,5 3 3	10 4 6	I,	I,
K ₁ klm	2260	2460	аргиллит песчаник алевролиты	2,4 2,3 2,3	5 15 10	0 15-20 5	100 20 25	10 10 10		0 0 0	40 1000 70	2 1,5 1,5	4 10 6	III	твердые
J ₃ bg+gr	2460	2490	аргиллит	2,4	5	0	100	10		0	40	2	4	I,	I,
J ₃ vs	2490	2540	песчаник аргиллит алевролит уголь	2.3 2.4 2,3 1,4	15 5 10 0	5-100 0 5 0	20 100 25 0	5 5 5		0 0 0 0	100 40 70 40	1,5 2 1,5 2	10 4 6 5	I,	I,
J ₁₊₂ tm	2540	2790	песчаник аргиллит алевролит уголь	2.3 2.4 2.3 1.4	15 5 10 0	20-50 0 5 0	20 100 25 0	5 5 5		0 0 0 0	100 40 70 40	1,5 2 1,5 2	10 4 6 5	I,	I,
K.B.+Pz	2790	2815	доломити- зированный известняк	2,82				100			115		4	IV	крепкая

Таблица А.4 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			градус	источник получения
			кгс/см ² на м		источник получения	кгс/см ² на м		источник получения	кгс/см ² на м		источник получения	кгс/см ² 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 + P	0	305	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0	0,179	ПГФ	0	0,22	ПГФ	9	ПГФ
K ₂ gn+sl	305	415	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,179	0,179	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	11	ПГФ
K ₂ sl	415	460	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,179	0,179	ПГФ	0,22	0,23	ПГФ	15	ПГФ
K ₂ ip+kz	460	670	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,179	0,179	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	20	ПГФ
K ₁₋₂ pk	670	1535	0,100	0,101	РФЗ	0,100	0,101	РФЗ	0,179	0,179	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	50	ПГФ
K ₁ kin	1535	2170	0,101	0,102	РФЗ	0,101	0,102	РФЗ	0,179	0,18	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	85	ПГФ
K ₁ tr	2170	2260	0,102	0,103	РФЗ	0,102	0,103	РФЗ	0,180	0,180	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	95	ПГФ
K ₁ klm	2260	2460	0,103	0,103	РФЗ	0,103	0,103	РФЗ	0,180	0,181	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	102	ПГФ
J ₃ bg+gr	2460	2490	0,103	0,103	РФЗ	0,103	0,103	РФЗ	0,181	0,181	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	104	ПГФ
³ vs	2490	2540	0,103	0,103	РФЗ	0,103	0,103	РФЗ	0,181	0,181	РФЗ	0,23	0,235	ПГФ	105	ПГФ
¹⁺² m	2540	2790	0,103	0,103	РФЗ	0,103	0,103	РФЗ	0,181	0,181	РФЗ	0,235	0,235	ПГФ	106	ПГФ
K.v.+Pz	2790	2815	0,103	0,1018	РФЗ	0,103	0,1018	РФЗ	0,181	0,181	РФЗ	0,235	0,235	ПГФ	108-124	ПГФ

Приложение Б
(обязательное)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Таблица Б.1 - Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность, дарси на мПа с	Содержание серы, процент по весу	Содержание парафина, процент по весу	Ожидаемый дебит нефти, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, 33 м ³ /м	содержание сероводорода, процент по объему	содержание углекислого газа, процент по объему	относительная по воздуху плотность	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых условиях, кгс/см ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
К.в.+Pz	2790	2815	кавернозно-трещиноватый	0,662 - 0,707	0,77 - 0,85	< 0,03	не опр.	8-17	30-70	107-2750	не обнаруж.	0,09-5,01	0,6-0,95	0,875287 0,930861	>200

Приложение Б.2 - Водоносность

Индекс страти- графи ческого подраз- деления	Интервал, м		Тип коллек- тора	Плот- ность, г/см ³	Сво- бод- ный дебит, м ³ /сут	Фазовая прони- цае- мость, мДарси	Химический состав воды в мг/л						Степень мине- рали- зации г/л	Типы воды по Сулину СФН - сульфатонатриевый ГКН- гдратокарбонатно- натриевый ХЛМ- хлормagneиный ХЛК- хлоркальциевый	Относится к источни- ку питьевого водо- снабжение ния (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					Анионы			Катионы					
							сl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q + P	0	305	поровый	i,0	20-300	600							0,1-0,80	ГКН	да
K1.2	305	i535	поровый	i.004 - i.009	i95- 500	i450	3385 5500	i7- 24	85- i70	200 3500	33 73	180 340	8-10	ХЛК	нет
Ki (kin+tr)	i535	2260	поровый	i.0i i.0i4	i00 200	80	9500	i60	300	8800	150	1500	10,0 17,0	ХЛК	нет
Ki (klm)	2260	2460	поровый	i.0i2 - i.0i8	до 200	50 - 240	i2000	250	320	6600	25	2020	более 20	ХЛК	нет
J ₃ (vs)	2460	2540	поровый	i.020- i.022	i0	i0 - 30	i5000	320	800	9500	120	800	30-40	ХЛК	нет
J _{i-2} (tm)	2540	2790	поровый	i.022- i.025	i0	i0 - i5	i5000- 20000	320	800	9500 12000	120	800	30-40	ХЛК	нет
K.в.+Pz	2790	28i5	каверн.- трещин.	i,025- i,03	i5	i5-50	30000 40000	нет	нет	15000 23000	100-160	1600 1800	45-63	ХЛК	нет

Приложение В
(обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 - Прогноз поглощение бурового раствора

№ п/п	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Глубина статического уровня при максимальном поглощении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, МПа/м		Условия возникновения поглощения (повышение плотности бур. раствора, гидродинамическое давление и ДР-)
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0	665	1	10	нет	0,12	0,18	Превышение проектной плотности промывочной жидкости, водоотдачи, не соблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб.
2	680	1535	1	30	нет	0,12	0,18	
3	1535	2260	1	30	нет	0,12	0,18	
4	2790	2815	возможно с потерей циркуляции вплоть до катастрофического поглощения					

Приложение В.1 - Прогноз возможных осыпей и обвалов

Индекс стратиграфического подразделения	Название породы	Интервал по вертикали, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время ДО начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д)
		от (верх)	ДО (низ)	тип раствора	плотность г/см ³	дополнительные данные по раствору влияющему на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
см. Табл. 4.1	глины суглинки	0	665	глинистый раствор	менее 1,15	водоотдача > 10 см ³ за 30 мин.	3	Проработка, промывка, увеличение плотности, снижение водоотдачи промывочной жидкости. Соблюдение режимов бурения, проработка, промывка ствола скважины

Приложение В.2 Нефтегазоводопрооявления

Индекс страти графи ческого подраз деления	Интервал, м		Вид проявля емого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликви дации газо проявле ния, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Данные по объекту содержащему свободный газ			Условие возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)	
	от (верх)	до (низ)			внут реннего	наруж ного	коэф- фициент ежи- мае- мости газа	температура, град.				
								устье сква жины	в про- являю- щем пласте			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Ki.2 pk	670	1535	вода		1,001	1,001					Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического	Увеличение водоотдачи раствора, перелив его
К.в.+Pz	2790	2815	нефть		0,77-0,85	0,77-0,85					Несоблюдение параметров раствора	Увеличение объёма бурового раствора в приёмных емкостях, пузырьки газа, пленка нефти, увеличение скорости потока (расхода) бурового раствора на выходе из скважины

Приложение В.3 - Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	Буровой раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений оставления инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения прихвата
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность г/см ³	водоотдача, см ³ /30мин	смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q - P - K _{2ip}	0	665	Возможны обвалы и осыпи неустойчивых пород и заклинка инструмента	глинистый	1,1	15		да	Несоблюдение параметров раствора и режима промывки, недостаточная очистка от выбуренной породы
K _{2kz} - K _{1-2pk}	665	1535	Возможны заклинки инструмента и сальникообразования	глинистый	1,1	10		да	Несоблюдение параметров раствора, выработка желобов, развитие зон сужения ствола скважины
K _{1tr}	1535	2260	Возможны заклинки инструмента, сальникообразования	глинистый	1,1	10		да	Несоблюдение параметров раствора, выработка желобов, развитие зон сужения ствола скважины

Приложение Г (обязательное) Расчеты профиля проектируемой скважины

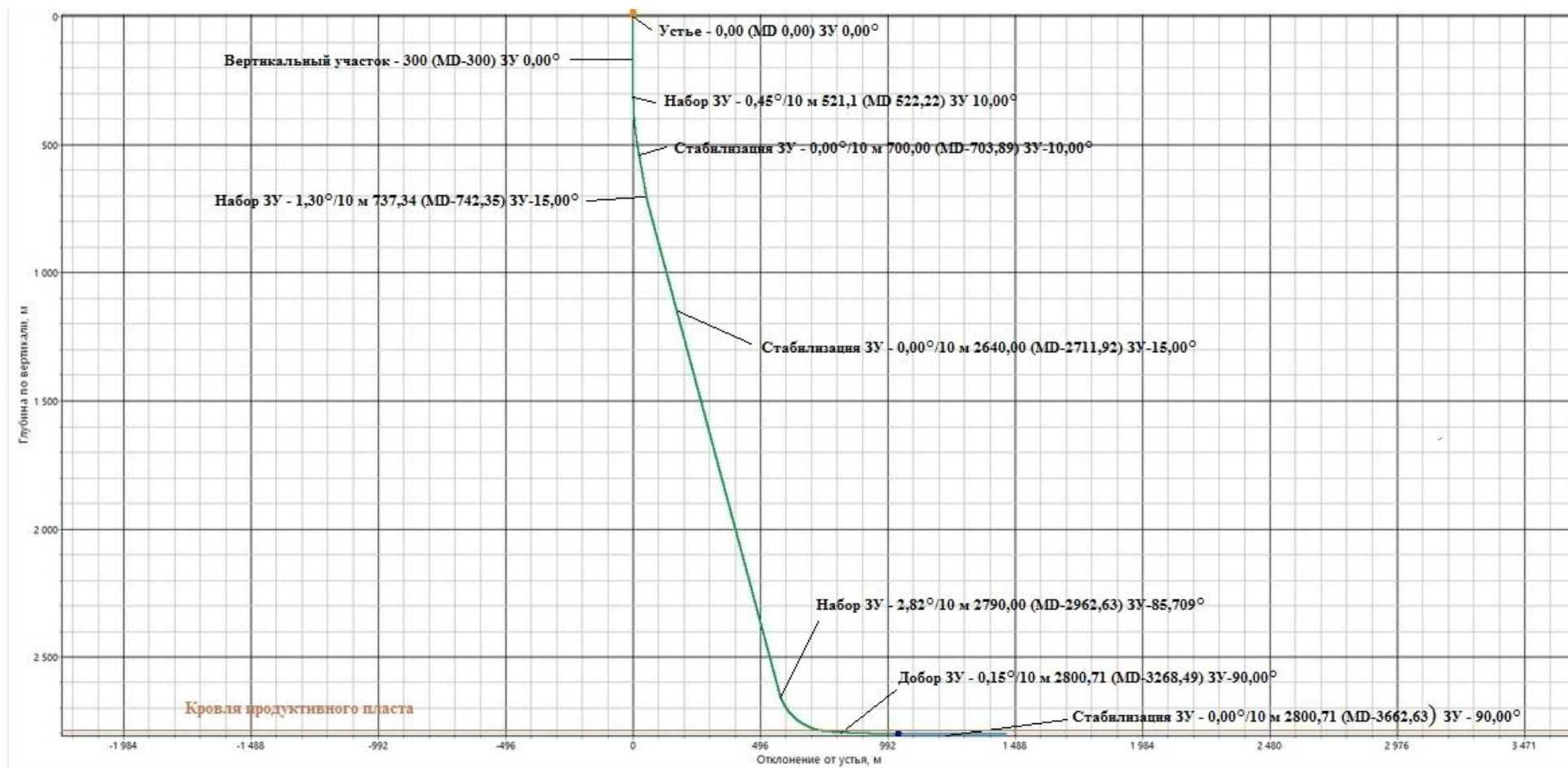


Рисунок Г.1 - Проектный профиль скважины

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

Тип профиля	S-образный; с вертикальным участком на конце										
Исходные данные											
Глубина скважины по вертикали, м	2800		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10 м							0,45	
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м	2790		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град							1,3	
Отход скважины, м	750		Интенсивность искривления при входе в продуктивный пласт, град/м							2,8204	
Длина первого участка стабилизации, м	300		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град							85	
Длина горизонтального участка ствола, м	700										
Длина интервала бурения по пласту (мощность пласта), м	25										
Глубина спуска эксплуатационной колонны, м	2775										
Расчётные данные											
№ интервала	Длина по вертикали, м			Отход, м			Зенитный угол, град		Длина по стволу, м		
	От	До	Всего	От	До	Всего	В начале	На конце	От	До	Всего
1	0,00	300,00	300,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,00	300,00	300,00
2	300,00	521,10	221,1	0,00	19,34	19,34	0,000	10,000	300,00	522,22	222,22
3	521,10	700,00	178,9	19,34	50,89	31,55	10,000	10,000	522,22	703,89	181,67
4	700,00	737,54	37,54	50,89	59,21	8,32	10,000	15,000	703,89	742,35	38,46
5	737,54	2640,00	1902,46	59,21	568,97	509,76	15,000	15,000	742,35	2711,92	1969,57
6	2640,00	2790,00	150,00	568,97	750,00	181,03	15,000	85,709	2711,92	2962,63	250,71
7	2790,00	2800,71	10,71	750,00	1035,79	285,79	85,709	90,000	2962,63	3248,69	286,06
8	2800,71	2800,71	0	1035,79	1449,73	413,21	90,000	90,000	3248,69	3662,63	413,94
<p>Примечание — Интенсивность падения зенитного угла на 4 интервале рассчитана в автоматическом режиме и составляет 0,9353 град/10 м, длина этого участка стабилизации, указанная в таблице, определена аналогично.</p>											

Приложение Д

(обязательное)

Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Д.1 – 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 ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	40	БУРЕНИЕ	0.62	0.057	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	17	102,3	3,67
Под кондуктор									
40	778	БУРЕНИЕ	0.81	0.087	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	11	89,8	4,23
Под эксплуатационную колонну									
778	2898	БУРЕНИЕ	1,053	0,095	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3 4	8 9	86	4,01
Под хвостовик									
2898	3662	БУРЕНИЕ	0,97	0,087	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	89,8	4,18

Таблица Д.2 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	40	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	90	170	222,7	0,85	125	34,85	69,7
40	778	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	90	160	275,4	0,85	122	29,87	59,73
778	2898	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	90	160	247,5	0,85	125	34,85	34,85
2898	3662	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	90	140	367,2	0,85	80	15,23	15,23

Таблица Д.3 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
От (верх)	До (низ)			Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				Насадках долота	Забойном двигателе			
0	40	БУРЕНИЕ	48	73	0	4,8	0,1	10
40	778	БУРЕНИЕ	91,4	55,2	66,3	47,3	2	10
778	2898	БУРЕНИЕ	320,3	48,1	40,6	56,6	15,1	10
2898	3662	БУРЕНИЕ	354,4	54,8	42,8	141,7	32,4	2,7

Приложение Д
(обязательное)

Расчеты потребного количества бурового раствора и расчет химических реагентов

Таблица Д.1 – Результаты расчета системы бурового раствора

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	40	40	393,7	-	1,4	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,32
Расчетные потери бурового раствора при очистке						4,09
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,16
Объем раствора в конце бурения интервала						6,81
Общая потребность бурового раствора на интервале:						56,39
Объем раствора к приготовлению:						56,39
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						0
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
40	778	738	295,3	315,4	1,4	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						6,37
Расчетные потери бурового раствора при очистке						45,23
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						3,032
Объем раствора в конце бурения интервала						72,38
Общая потребность бурового раствора на интервале:						172,01
Объем раствора к приготовлению:						172,01
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						0
Эксплу. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	До					
778	2898	2120	215,9	228,7	1,13	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						18,82
Расчетные потери бурового раствора при очистке						59,20
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						10,196
Объем раствора в конце бурения интервала						103,44
Общая потребность бурового раствора на интервале:						236,65
Объем раствора к приготовлению:						236,65

Продолжение таблицы Д.1

Хвостовик Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	До					
2898	3662	1764	142,9	151,0	1,1	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						1,66
Расчетные потери бурового раствора при очистке						10,47
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						8,85
Объем раствора в конце бурения интервала						34,79
Общая потребность бурового раствора на интервале:						95,56
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
Объем раствора к приготовлению:						95,56

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

Наименование материала	Назначение	Производитель	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
				направление		кондуктор		экспл. колонна		Хвостовик		итого	
				кг	Уп	Кг	уп	кг	уп	кг	Уп	кг	уп
Каустическая сода	Поддержание требуемого рН бурового раствора	ГК «Мирикко»	25	67,2	3	-	-	123	6	-	-	190,2	9
Глинопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	ГК «Мирикко»	1000	2800	3	5160	5	-	-	5100	5	1360	13
Кальцинированная сода	Связывание ионов кальция и магния	ГК «Мирикко»	25	67	3	-	-	247	10	-	-	314	13
Полианионная целлюлоза	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	ООО«Химпром»	25	-	-	-	-	1050	42	-	-	1050	42
Ecotrol RD	Регулятор фильтрации	ООО Отэкс	25	-	-	860	35	4945	42	306	13	7111	90
Смад-АСН	Снижение коэффициента трения в скважине	ГК «Мирикко»	1000	-	-	688	1	5562	6	-	-	6643	7
Ксантановая камедь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	ООО «Химснаб»	25	-	-	-	-	1050	10	204	9	1254	19
Крахмал	Регулятор фильтрации	ООО Отэкс	1000	-	-	860	1	-	-	-	-	860	1
БИО ХХ	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	ООО Отекс	1000	-	-	-	-	18540	19	-	-	18540	19
Карбонат кальция 5 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	ГК «Мирикко»	1000	-	-	-	-	15450	16	-	-	15450	16
Каустическая сода	Регулирование кислотности среды	ГК «Мирикко»	25	-	-	86	4	-	-	-	-	94,17	5
ПАЦ ВВ	Регулятор фильтрации, реологических свойств	ГК «Мирикко»	25	-	-	3,4	1	-	-	-	-	3,4	1
Atren-Bio марки А	Защита от микробиологической деструкции	ООО«Химпром»	25	-	-	-	-	154,5	7	-	-	154,5	7
Пеногаситель Atren-antifoam	Предотвращение пенообразования	ООО «Химпром»	25	-	-	-	-	154,5	7	-	-	154,7	7

Продолжение таблицы Д.2

Углеводородная основа	Дизельное топливо	ООО Химснаб	1000	-	-	-	-	-	-	71400	72	71400	72
Известь	Источник кальция	ООО Zіrах	25	-	-	-	-	-	-	1530	62	1530	62

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

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		К	Рпл, МПа	Н, м	g, м/с²	рбр, кг/м³	ргл, кг/м³	К	d, м	
от	до									
0	40	0,1	0,4	40	9,81	1170	2025	1,5	0,010	
40	778	0,1	7,78	778		1120	2269	1,5	0,008	
778	2898	0,05	28,9	2775		1070	2248	1,5	0,008	
2898	3662	0,05	37,1	2800		820	2820	1,5	0,005	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плот- ность, г/см³	СНС1, дПа	СНС10, дПа	Условная вязкость, с	Водоотдача, мл	рН	Содер- жание песка, %	ДНС, дПа	ПВ, сПз
от	до									
0	40	1,17	8-18	12-35	90-120	<12	7,5-9	1,5	10-25	10-20
40	778	1,12	6-16	9-30	40-75	8-12	7,5-9	1	10-20	15-20
778	2898	1,07	11-20	30-35	40-65	< 8	8-10	< 1	10-20	10-25
2898	3662	0,82	2-10	4-25	40-55	< 8	8-10	< 0,5	10-35	10-25

Приложение Е
(обязательное)

Обоснование раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

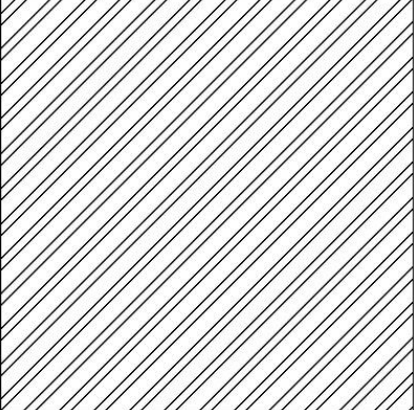
	<p><i>Сильные стороны проекта:</i></p> <p>S_1 – сокращение сроков строительства скважины;</p> <p>S_2 – богатые природные минерально-сырьевые запасы;</p> <p>S_3 – минимальное загрязнение ПЗП за счет конструкции открытого забоя;</p> <p>S_4 – эффективное бурение интервала под ЭК за счет использования РЧС;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

Рисунок Е.1 – Матрица SWOT

Таблица Е.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
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч					
Строительно-монтажные работы										1080
Подготовительные работы к бурению										96,00
Бурение и крепление ствола скважины										
Бурение под направление	393,7 FD 248s-A28	0	40	500	0,027	40	1	1,08	0,04	1,12
Промывка (ЕНВ)										0,02
Наращивание (ЕНВ)										0,20
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,15
Установка и вывод УБТ за палец										0,70
Крепление (ЕНВ)										14,95
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,98
Смена вахт (ЕНВ)										0,16
Итого:										20,76
Бурение под кондуктор	295,3 FD 246s-A28	30	778	1100	0,032	748	1	23,93	2,6	26,53
Промывка (ЕНВ)										0,59
Наращивание (ЕНВ)										10,40
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,40

Продолжение таблицы Е.1

Ремонтные работы (ЕНВ)										6,74
Смена вахт (ЕНВ)										1,20
Итого:										142,76
Испытание скважины на продуктивность										240,0

Таблица Е.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатац. колонна	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут.	129,15	0,94	121,40	2,56	330,63	2,90	374,54	3,96	511,44
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	36,42	-	99,19	-	112,36	-	153,43
Оплата труда слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	0,94	9,35	2,56	25,47	2,90	28,86	3,96	39,41
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	2,81	-	7,64	-	8,66	-	11,82
Содержание полевой лаборатории в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	0,94	7,09	2,56	19,31	2,90	20,36	-	29,86
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	0,94	237,69	2,56	647,33	2,90	733,30	3,96	1001,33
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины	сут.	1433	0,94	1347,02	2,56	3668,48	2,90	4155,70	3,96	5674,68
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут.	419,4	0,94	394,24	2,56	1073,66	2,90	1216,26	3,96	1660,83
Плата за подключенную мощность	сут.	149,48	0,94	140,51	2,56	382,67	2,90	433,49	3,96	591,94
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	сут.	107,93	0,94	101,46	2,56	276,30	2,90	313,00	3,96	427,41
Эксплуатация трактора	сут.	33,92	0,94	31,89	2,56	86,84	2,90	98,37	3,96	134,33
Эксплуатация бульдозера	сут.	18,4	0,94	17,30	2,56	47,11	2,90	53,36	3,96	72,87
Автомобильный спецтранспорт до 250 км	сут.	100,4	0,94	94,38	2,56	257,03	2,90	291,16	3,96	397,59
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	0,94	159,13	2,56	433,38	2,90	490,94	3,96	670,19
Башмак колонный БКМ-397,3	шт.	78,01	1	78,01	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-295,3	шт.	41,26	-	-	1	41,26	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-215,9	шт.	31,65	-	-	-	-	1	31,65	-	-
Башмак колонный БКМ-152,4	шт.	12,75	-	-	-	-	-	-	1	12,75
Центратор ЦПЦ 323,9/393,7	шт.	29,3	2	60	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦПЦ-245/295,3	шт.	25,4	-	-	29	736	-	-	-	-
Центратор ЦПЦ-168/215,9	шт.	25,4	-	-	-	-	90	2286	-	-
Центратор- турбулизатор ЦТГ 168/215,9	шт.	18,7	-	-	-	-	25	475	-	-
Центратор ЦПС-114/14	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	78	1482

Продолжение таблицы Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЦКОДМ-397,3	шт.	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОДМ-295,3	шт.	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
ЦКОДУ-215,9	шт.	105,0	-	-	-	-	1	105,0	-	-
Пробка продавовочная ПРП-Ц-329	шт.	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Пробка продавовочная ПРП-Ц-245	шт.	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Пробка продавовочная ПРП-Ц-Н-168	шт.	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
Пробка продавовочная ПРП-Ц-В-168	шт.	31,2	-	-	-	-	1	31,2	-	-
ПХН 168	шт.	1545	-	-	-	-	-	-	1	1545,0
Головка цементировочная ГЦУ-323,9	шт.	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт.	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-168	шт.	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-114	шт.	2670	-	-	-	-	-	-	1	2670
Итого затрат, зависящих от времени	руб.		7004,67		11661,05		14169,85		14435,75	
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 323,9x8,5	м	48,26	2	96,52	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 245x7,9	м	37,21	-	-	33	1260	-	-	-	-
Обсадные трубы 168x8,9	м	28,53	-	-	-	-	-	3594	-	-
Обсадные трубы 114x10,4	м	26,3	-	-	-	-	-	-	33	873
ПЦТ-II-100	т	28,68	-	-	2	57	4	166,36	2	57
ПЦТ-III-Об(4)-100	т	19,84	-	-	10	198	37	1036	10	198
Заливка колонны	агр/оп	145,99	1	145,99	1	145,99	1	145,99	-	-
Затворение цемента	т	6,01	7,3	43,87	106,75	641,57	81,34	488,85	33,1	198,93
Работа ЦСМ	ч	36,4	1	36,4	4	151,06	4	162,34	3	87,36
Опрессовка колонны	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа СКЦ	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	1	80,6
Дежурство ЦА-320	ч	15,49	10	154,9	16	247,84	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	4,2	78,79	53,6	1005,54	75,2	1410,75	110,85	2079,55
Транспортировка вахт						1268				

Продолжение таблицы Е.2

Итого затрат, зависящих от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб.	644	3794	7420	4033
Всего затрат, без учета транспортировки вахт	руб.	10950,52	15455	21589	18468
Всего по сметному расчету	руб.	66462			

Таблица Е.4– Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	18 591 944
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 909 867
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и др.	2 295	540 128
	Итого по главе 1	93 656	22 041 939
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привысечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	41 879 120
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 671 458
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	3 272 542
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	393 976
	Итого по главе 2	204 924	48 217 096
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	668216,1	157 264 042
3.2	Крепление скважины	66462	15 618 570
	Итого по главе 3	734678	172 882 612
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 037	3 303 608
4.2	Консервация скважины	6 872	1 617 325
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 901 628
	Итого по главе 4	28 989	6 822 561
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы; 11% от глав 3 и 4	38 585	9 080 980
	Итого по главе 5	38 585	9 080 980
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время; 5,4% от глав 1 и 2	16 123	3 794 548
6.2	Снегоборьба; 0,4% от глав 1 и 2	1 194	281 008
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	7 204 064
	Итого по главе 6	47 927	11 279 620
	ИТОГО прямых затрат	1 148 759	269 958 595
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы; 25% на итог прямых затрат	193 714	45 590 590
	Итого по главе 7	193 714	45 590 590

Продолжение таблицы Е.4

8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления; 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	77 486	18 236 330
	Итого по главе 8	77 486	18 236 330
	ИТОГО по главам 1-8	1 419 957	333 689 515
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты; 24,5%	256 284	8 457 372
9.2	Вахтовые надбавки; 4,4%	46 027	1 518 891
9.3	Северные надбавки; 2,98%	31 173	1 028 709
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Авиатранспорт	-	3 975 000
9.6	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.7	Бурение скважин на воду	-	870 000
9.8	Перевозка вахт до г. Томск	-	112 000
9.9	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого по главе 9	77 456	30 211 272
	ИТОГО по главам 1-9	1 497 413	351 892 055
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор; 0,2% от итога по главам 1-8	2 092	492 352
	Итого по главе 10	2 092	492 352
11	Глава 11		
11.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты; 5% от итога по главам 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	56 280	13 645 907
	Итого по главе 11	56 280	13 645 907
	ИТОГО	1 555 785	365 609 475
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ		365 609 475
	НДС, 20%		58 107 809
	ВСЕГО с учетом НДС		438 731 370

Приложение Ж
(обязательное)

Схема обвязки цементировочной техники

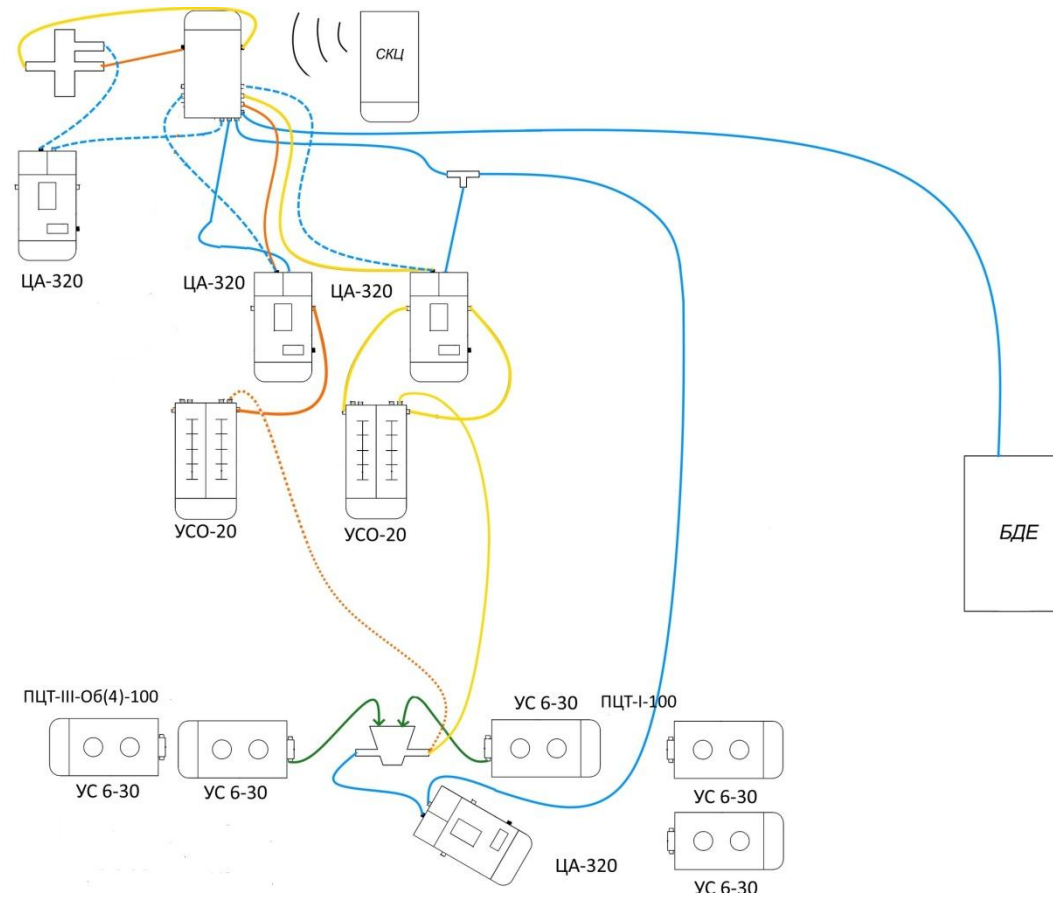


Рисунок Ж.1 – Схема обвязки цементировочного оборудования