

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3240 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m3240)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Поволоцкий Денис Владимирович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна	—		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код результата	Результат освоения ООП
P1	Применять базовые естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, в области нефтегазового дела
P2	Применять базовые профессиональные знания в области нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования в сложных условиях с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы
P4	Проявлять осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта
P5	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P6	Ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б7В	Поволоцкий Денис Владимирович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3240 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 39-39/с от 08.02.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> – Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; – Обоснование конструкции скважины: (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); – Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); – Проектирование процессов заканчивания скважин: (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);

	– Выбор буровой установки; – Анализ способов предупреждения загрязнения продуктивных пластов.
Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП, Кащук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель ООД ШБИП, мезенцева Ирина Леонидовна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Анализ способов предупреждения загрязнения продуктивных пластов	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б7В	Поволоцкий Денис Владимирович		

Школа: инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2022
---	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2022	1. Горно-геологические условия бурения скважины	10
27.03.2022	2. Технологическая часть проекта	40
10.04.2022	3. Современное состояние в области бурения на ОК	20
24.04.2022	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2022	5. Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Поволоцкий Денис Владимирович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Бурение нефтяных и газовых скважин
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Линейный график выполнения работ
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Сметный расчет стоимости выполняемых работ; сводный сметный расчет. Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Линейный календарный график выполнения работ
--

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Поволоцкий Денис Владимирович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Поволоцкий Денис Владимирович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3240 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации 	<p>Объект исследования: <u>проектные решения для строительства разведочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении.</u></p> <p>Область применения: <u>проект на строительство скважины.</u></p> <p>Рабочая зона: <u>полевые условия.</u></p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: <u>Роторная площадка: Ротор – 1 шт, Клиновой пневматический захват – 1 шт, Универсальный механический ключ – 2 шт, Автоматический ключ бурильщика – 1 шт, Пульт управления – 1 шт, Крюкоблок – 1 шт. Подсвечник – 2 шт. Вспомогательная лебёдка – 1 шт.</u></p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: <u>механическое бурение, спуско-подъемные операции, крепление скважины.</u></p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Нормативные документы, регламентирующие организацию трудового процесса на рабочем месте:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Федеральные законы и постановления правительства; – «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ); – Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов 	<p>Возможные опасные и вредные факторы при строительстве скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; – Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; – Повышенный уровень вибрации; – Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне

	<p>дыхания;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего; – Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего; – Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> – виброизоляционные элементы одежды; – наушники, вкладыши; – вентиляция; – респираторы и противопыльные тканевые маски; – защитная каска, защитные очки, защитные сапоги.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<p>Воздействие на селитебную зону: <u>не оказывается в связи с географией работ.</u></p> <p>Воздействие на литосферу: <u>отходы бурения (шлам).</u></p> <p>Воздействие на гидросферу: <u>отходы бурения (буровой раствор).</u></p> <p>Воздействие на атмосферу: <u>выхлопные газы ДВС.</u></p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	<p>Возможные ЧС: <u>лесные пожары; газонефтеводопроявления; взрывы ГСМ; разрушение буровой установки.</u></p> <p>Наиболее типичная ЧС: <u>газонефтеводопроявление (ГНВП).</u></p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент; Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Поволоцкий Денис Владимирович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 109 страниц, 12 рисунков, 27 таблицы, 43 источника литературы и 4 приложения.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, обсадная колонна, цементирование скважины, охрана окружающей среды, скважина, нефть, загрязнение ПЗП.

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 3240 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3240 метров на нефтяном месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ способов предупреждения загрязнения продуктивных пластов.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Все технологические решения приведены с учётом современных достижений в области техники и технологии строительства скважины.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчёты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint (представлены вместе с ВКР).

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- УБТ – утяжеленная бурильная труба;
- ТБТ – толстостенная бурильная труба;
- СБТ – стальная бурильная труба;
- ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный;
- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- СКЦ – станция контроля цементирования;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- БУ – буровая установка;
- ЦА – цементировочный агрегат;
- ОК – обсадная колонна.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади).....	16
1.3 Зоны возможных осложнений.....	16
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	17
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	17
2.2 Проектирование конструкции скважины	17
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	17
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	17
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	19
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	20
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	20
2.3 Проектирование процессов углубления скважины.....	20
2.3.1 Выбор способа бурения	20
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	21
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	24
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	25
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	25
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	27
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	28
2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов	31
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	33
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	36
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины	36
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность.....	36
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	41

2.4.3	Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	42
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	45
2.5	Выбор буровой установки	48
3	СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ»	49
3.1	Общие сведения о загрязнении продуктивного пласта	49
3.2	Основные факторы, влияющие на загрязнение продуктивных пластов .	50
3.3	Методы предупреждения загрязнения ПЗП	52
3.4	Техника и технология бурения для предупреждения загрязнения ПЗП .	53
3.5	Сокращение продолжительности времени контакта бурового раствора с продуктивным пластом	56
3.6	Буровые растворы для предупреждения загрязнения ПЗП	57
3.6.1	Водные растворы ПАВ	57
3.6.2	Солевые буровые растворы	59
3.6.3	Растворы на углеводородной основе (РУО).....	61
3.7	Заключение по разделу	62
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	64
4.1	Планирование исследовательских работ	64
4.1.1	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	64
4.1.2	Линейный календарный график выполнения работ	66
4.1.3	Сметная стоимость строительства скважины	67
4.2	Вывод по разделу	69
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	71
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	71
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	71
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	72
5.2	Производственная безопасность	73
5.2.1	Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	73

5.3	Экологическая безопасность	77
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	78
5.4.1	Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин .	78
5.4.2	Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС .	79
5.5	Вывод по разделу	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		82
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ		84
Приложение А Горно-геологические условия бурения скважины		89
Приложение Б Технологическая часть проекта		97
Приложение В Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....		105
Приложение Г Социальная ответственность		113

ВВЕДЕНИЕ

Один из этапов на пути разработки месторождения нефти и газа – это строительство разведочных скважин. Первоочередная задача таких скважин – не добыча углеводородов, а получение информации, необходимой для планирования разработки месторождения. В частности, при строительстве разведочных скважин получают информацию о разрезе скважины путем проведения геофизических исследований, информацию о продуктивных пластах при помощи отбора керна и процедуры испытания пласта. Таким образом, в связи с вышеперечисленным, разведочные скважины имеют свои особенности при проектировании, которые должны быть учтены.

Анализ горно-геологических условий показал, что разрез скважины сложен глинами, песчаниками, алевролитами, аргиллитами и песками. По механическим свойствам эти породы относятся к мягким, мягко-средним и средним по твердости. До глубины 2820 м абразивность пород не выше четвертой категории, а до глубины 3240 м, что соответствует забою скважины, абразивность поднимается до седьмой категории. В разрезе представлены четыре нефтеносных пласта, первый из которых начинается с глубины 2398 м.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3240 м на нефтяном месторождении с учетом данных горно-геологических условий.

В качестве специального вопроса в работе проводится анализ способов предупреждения загрязнения продуктивных пластов. Проблема загрязнения пластов до сих пор актуальна, несмотря на общее развитие технологий бурения. Зачастую полное предупреждение загрязнения невозможно, необходимо искать компромиссное решение.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины. Коэффициенты кавернозности представлены в таблице 1.1 механические свойства горных пород представлены в таблице 1.2. механические свойства горных пород представлены в таблице 1.2. Градиенты давлений представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.1 – Коэффициенты кавернозности по интервалам

Интервал, м	Коэффициент кавернозности
0-50	1,30
50-875	1,20
875-2820	1,10
2820-3270	1,05

Таблица 1.2 – механические свойства горных пород по интервалам

Интервал, м	Категория пород по промысловой классификации	Абразивность
0-50	М	1-2
50-810	М, мС	2
810-2777	МС	2-4
2777-2820	С	3
2820-3270	С	4-8

Таблица 1.3 – Градиенты давлений по интервалам

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Градиент, МПа на 100 м	
	от (верх)	до (низ)	Пластового давления	Гидроразрыва пород
Q – N1 – P3 tr – P1 tl	0	670	0,0100	0,0159
P1 tl – P1-K2 gn – K2 uv – K2-1 hm	670	1670	0,0100	0,0165
K2-1 hm – K1-J3 bg	1670	2777	0,0102	0,0168
K1-J3 bg	2777	2800	0,0130	0,0168
J3-2 ab – J2 tm – J2-J1 gr – К.В.-Pz	2800	3270	0,0125	0,0182

1.2 Характеристика нефтегазоводности месторождения

(площади)

Нефтегазонасть по разрезу скважины представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Нефтегазонасть по разрезу скважины

Пласт	Интервал, м		Тип флюида	Плотность в пластовых условиях, кг/м ³ (для газа - относительная плотность по воздуху)	Свободный дебит, м ³ /сутки (для газа – тыс. м ³ /сутки)	Давление насыщения, МПа
	от	до				
АС7	2398	2452	нефть	809	-	7,8
ЮС2	2820	2845	нефть	759	-	-
ЮС4	2860	2890	нефть	759	-	6,34
ЮС10	3180	3210	нефть	670	70	17,3

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
Q – N1	0	30	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости
Q – N1 – P3 tr – P3 nm – P3 at – P3-2 tv – P2 ll – P1 tl – P1-K2 gn	30	880	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости. Водопроявления. Возможны посадки и заклинки кондуктора, сальникообразования
K2 br – K2 kz – K2 uv – K2-1 hm – K1 vk – K1 csh – K1 fr	880	2750	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости, сужение ствола скважины и сальникообразования. Нефтепроявления (Ka = 1,00-1,02)
K1-J3 bg – J3-2 ab – J2 tm – J2-J1 gr – K.B.-Pz	2750	3270	Газопроявления (Ka = 1,25-1,30). Разжижение раствора. Поглощения бурового раствора. Возможность интенсивных поглощений бурового раствора при попадании в трещиноватую зону доюрских отложений (Pz)

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Расчеты, приведенные в данном разделе выполнены на основании источников [1-3].

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По геологическому условию проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Согласно техническому заданию на проектирование проектируется закрытый тип забоя скважины.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 2.1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

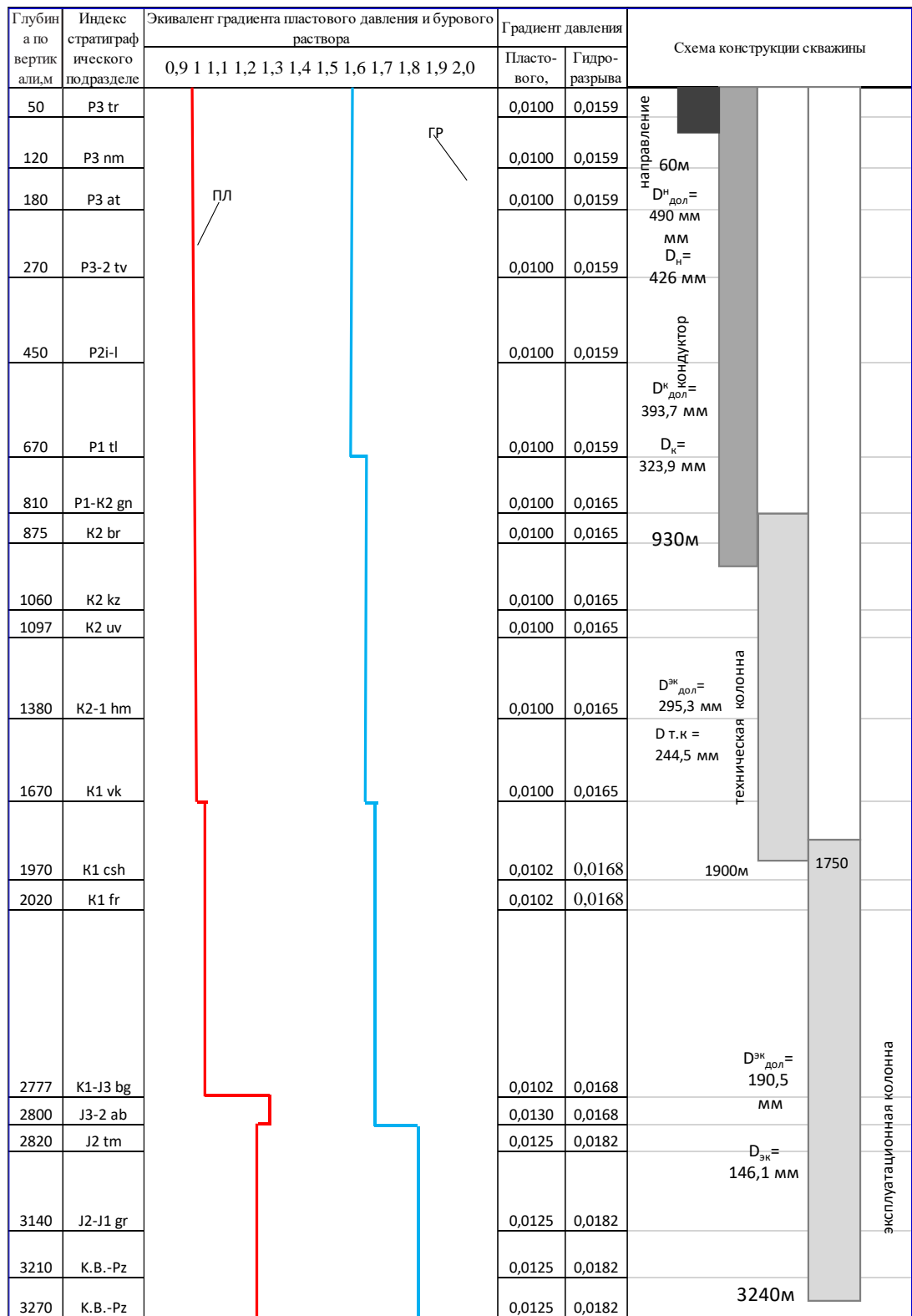


Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор.

Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в моей скважине 50 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 60 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти.

В моём варианте имеется пласт: с нефтью и поэтому необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны для каждого и выбрать наибольшее значение.

Глубина спуска кондуктора получается более 1400 м, следовательно, сделаем вывод, что необходимо спускать дополнительную промежуточную (техническую) колонну до глубины 1900 м (таблица 2.1). С учетом спуска технической колонны спускаем кондуктор до глубины 930 м.

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора и эксплуатационной колонны

Имя пласта	АС7	ЮС2	ЮС4	ЮС10
Глубина кровли продуктивного пласта, м $L_{кр}$	2398	2820	2860	3180
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,102	0,125	0,125	0,125
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{зрп}$)	0,165	0,182	0,168	0,168
Плотность нефти, кг/м ³ (ρ_n)	809	759	759	670
Расчетные значения				
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	244,596	352,5	357,5	397,5
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд\ min}$)	700	1450	1700	1900
Требуемый запас	1,10	1,09	1,10	1,10
Принимаемая глубина, м	1900			

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 60 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 930 м.

Техническая колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Интервал цементирования будет составлять 780-1900 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Интервал цементирования будет составлять 1750-3240 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 146,1 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 190,5 мм.

Диаметр технической колонны составляет 244,5 мм. Для данного диаметра технической колонны соответствует долото диаметром 295,3 мм.

Диаметр кондуктора составляет 323,9 мм, и диаметр долота 393,7 мм.

Диаметр колонны составляет 426 мм, а диаметр долота 490 мм.

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 22,81 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП6 350/80x35 (350 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК2-35-146x245x324 К1 ХЛ (обвязываются кондуктор, техническая и эксплуатационная колонна).

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких

пород. Под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Остальные интервалы предназначены для отбора керна. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	60	Роторный
60	930	ВЗД
930	1900	ВЗД
1900	3240	ВЗД
2398	2452	Роторный
2820	2845	Роторный
2860	2890	Роторный
3180	3210	Роторный

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны шарошечное долото для интервала бурения под направление и PDC для интервалов бурения под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки С+Т (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними и твердыми горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки С+Т (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую

скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними и твердыми горными породами.

Для бурения интервала под техническую колонну проектируется шарошечное долото марки С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал имеет небольшую протяженность и сложен средними по твердости горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки ТК (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними, твердыми и твердо-крепкими горными породами.

Данные о типоразмерах используемых долот и калибраторов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-930	930-1900	1900-3240	2398-2452	2820-2845	2860-2890	3180-3210
Шифр долота		490,0 (1919/64) GRD213	БИТ 393,7 В 419 TCP	БИТ 295,3 BT 613	БИТ 190,5 ВТ 513	БИТ 190,5/100 В 913			
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC	PDC			
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	190,5	190,5			
Тип горных пород		M+MC	M+MC	MC	MC+C	C			
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 171	3 152	3 117	3 161			
	API	7 5/8	6 5/8	6 5/8	4 1/2	-			
Длина, м		0,5	0,55	0,4	0,35	0,165			
Масса, кг		180	295,7	85	28	22			
Нагрузка, тс (G)	Рек.	10-25	5-12	2-10	2-10	2-5			
	Макс.	25	12	10	10	5			
Частота вращения, об/мин (n)	Рек.	40-600	80-400	60-400	60-400	60-120			
	Макс.	600	400	400	400	120			

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота

по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Характеристики калибраторов по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-930	930-1900	1900-3240
Шифр калибратора		КЛС 490 мС	КЛС 390 м	К 295 С	2-КС190 СТ
Тип калибратора		С спиральными лопастями	С спиральными лопастями	С прямыми лопастями	С спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		490	390	295	190,5
Тип горных пород		М+МС	М+МС	МС	МС+С
Присоединительная резьба	ГОСТ	Н171/М171	Н171/М171	Н152/М152	Н117/М117
	API	-	-	-	-
Длина, м		1,07	0,85	0,67	0,55
Масса, кг		450	261	158	67

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М+МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки М+МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под техническую колонну проектируется долото PDC марки МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную

механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки MC+C (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними по твердости горными породами

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал	0-60	60-930	930-1900	1900-3240	2398-2452	2820-2845	2860-2890	3180-3210
Исходные данные								
Диаметр долота, см (D_d)	49	39,37	29,53	19,05	19,05	19,05	19,05	19,05
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	25	12	12	12	5	5	5	5
Результаты проектирования								
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	20	9,6	9,6	9,6	4	4	4	4
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	4	7	8	9	4	4	4	4

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 4 тоннам, вследствие использования шарошечного долота. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал	0-60	60-930	930-1900	1900-3240	2398-2452	2820-2845	2860-2890	3180-3210
Исходные данные								
Скорость, м/с (V_n)	3	2	1,7	1,5	1	1	1	1
Диаметр долота (D_d)	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905	0,1905	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5	190,5	190,5	190,5
Результаты проектирования								
Частота вращения n_l , об/мин	117	97	110	150	100	100	100	100
Статистическое значение частоты вращения $n_{стат}$, об/мин	40-60	100-160	100-180	140-200	20-40	20-40	20-40	20-40
Частота вращения $n_{проект}$, об/мин	60	100	110	150	40	40	40	40

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. В интервале бурения под направление (0-60 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

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

Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал	0-60	60-930	930-1900	1900-3240	2398-2452	2820-2845	2860-2890	3180-3210
Исходные данные								
Диаметр долота, м (D_0)	0,49	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905	0,1905	0,1905	0,1905
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)	0,65	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
Коэффициент кавернозности (K_k)	1,28	1,20	1,10	1,08	1,10	1,05	1,05	1,05
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	40	35	30	25	5	5	5	5
Диаметр бурильных труб, м ($d_{0т}$)	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	0,0222	0,0143	0,0111	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064
Число насадок (n)	3	6	8	8	9	9	9	9
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кмин}$)	0,5	0,5	0,75	1	1	1	1	1
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	1,227	1,185	1,177	1,446	1,313	1,313	1,313	1,313
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ (ρ_n)	2	2,1	2,25	2,4	2,3	2,4	2,4	2,4
Результаты проектирования								
Расход, л/с, Q_1	123	73	34	11	9	9	9	9
Расход, л/с, Q_2	107	69	38	11	4	4	4	4
Расход, л/с, Q_3	88	55	42	16	16	16	16	16
Расход, л/с, Q_4	39	51	52	30	34	34	34	34
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	39-123	51-73	34-52	11-30	4-34	4-34	4-34	4-34
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	45	70	52	30	20	20	20	20

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 45 л/с исходя из статистических данных для данного диаметра долот. Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 70 л/с для обеспечения

эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений. Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 52 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД. Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 30 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-930	930-1900	1900-3240	2398-2452	2820-2845	2860-2890	3180-3210
Исходные данные									
Диаметр долота (D_0)	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905	0,1905	0,1905	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5
Нагрузка, кН (G_{oc})			69	78	88	39	39	88	39
Расчетный коэффициент, $H^*_{м/кН}$ (Q)			1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования									
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		-	315	236	152	-	-	-	-
Момент необходимый для разрушения горной породы, $H^*_{м}$ (M_p)		-	3544	3046	2246	-	-	-	-
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, $H^*_{м}$ (M_0)		-	197	148	95	-	-	-	-
Удельный момент долота, $H^*_{м/кН}$ ($M_{уд}$)		-	49	37	24	-	-	-	-

Для интервалов бурения 60-930 и 930-1900 м (интервалы бурения под кондуктор и техническую колонну) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется

винтовой забойный двигатель ДГР-165.7/8.49, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240РС	60-930 930-1900	240	8,487	2350	30-75	85-210	16,9	70-282
ДГР-165.7/8.49	1900-3240	165	8,652	1015	17-38	70-160	10,0-15,5	211

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных бурильных труб, ведущей бурильной трубы, резьбовых переводников.

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б1-Б8.

Табличное значение Q_{mk} для труб 127 мм группы прочности «Е» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 148 и 155 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{mk-300} = 148 \cdot 0,9 = 133,2 \text{ т}$$

$$Q_{mk-400} = 155 \cdot 0,9 = 139,5 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{133,2}{108,5} = 1,23 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{139,5}{108,5} = 1,29 > 1,15$$

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в
таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	60	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-162	39,86	1,244	5,907	1,81	>10	>10	>10
бурение	60	930	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-162	883,4	27,58	37,24	1,27	4,38	4,21	4,42
бурение	930	1900	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-162	1848	57,69	68,38	1,88	2,68	2,29	2,41
бурение	1900	3240	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-162	3170	98,98	108,25	2,1	1,79	1,45	1,52
отбор керна	2398	2452	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-162	2398	74,86	80,64	3,13	2,58	1,94	2,04
отбор керна	2820	2845	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-162	2791	87,13	92,91	2,73	2,24	1,69	1,77
отбор керна	2860	2890	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-162	2836	88,56	94,32	2,69	2,21	1,66	1,75
отбор керна	3180	3210	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-162	3156	98,53	104,31	2,44	2,00	1,50	1,58

2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

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

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]; \quad (2.1)$$

где L – глубина скважины по стволу, м; g – ускорение свободного падения, $9,81 \text{ м/с}^2$; k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при $L < 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,10$, при $L > 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,05$); $P_{пл}$ – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать.

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

Направление, интервал 0-60 м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,2 \cdot 0,0102 \cdot 10^6}{9,81} = 1227 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Кондуктор, интервал 60-930 м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,16 \cdot 0,0102 \cdot 10^6}{9,81} = 1186 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Техническая колонна, интервал 630-1900 м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,12 \cdot 0,0104 \cdot 10^6}{9,81} = 1177 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Эксплуатационная колонна, интервал 1900-3240 м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,08 \cdot 0,0133 \cdot 10^6}{9,81} = 1446 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Пласт Q–N1 присутствуют пески, супеси, суглинки, алевриты и глины, алевролиты глинистые, алевриты, с подчиненными прослоями диатомитов, глины алевритовые, подчиненные прослои песков. Пласт P3 tr включает алевролиты глинистые, алевриты, с подчиненными прослоями диатомитов, глины алевритовые, подчиненные прослои песков. Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости. Водопроявление до 400 м³/сут. Возможны, сальникообразования. Для данного участка был выбран бентонитовый буровой раствор который предназначен для бурения верхней части разреза скважины, обычно представленной слабосцементированными песками, глинами и песчаниками (направление). Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой или добавлением понизителя вязкости.

Пласт P1-K2 gn включает глины зеленовато-серые, известковистые, местами листоватые, с включениями пирита, иногда глауконита. Встречаются остатки водорослей, раковин-двустворок и чешуи рыб. Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости. Водопроявления до 100 м³/сут. Возможны посадки и заклинки кондуктора, сальникообразования. Для данного участка бы выбран ингибирующий буровой раствор, который предназначен для бурения интервалов, сложенных активными глинами, склонными к гидратации и набуханию. механизмами могут выступать: перевод натриевых глин в кальциевые, модифицирование поверхности глин, ингибирование ионами калия. механизм ингибирования заключается в том, что молекулы модифицированных гликолей адсорбируются на активных участках поверхности глин.

Интервал включает аргиллиты темно-серые со сферолитами сидерита. Песчано-гравийные породы. Породы коры выветривания. Известняки,

доломиты, углистые и кремнистые сланцы, мергели. Возможны газонефтепроявления ($Ka=1,25-1,30$). Разжижение раствора. Поглощения бурового раствора. Возможность интенсивных поглощений бурового раствора при попадании в трещиноватую зону доюрских отложений (Pz). Для данного участка бы выбран биополимерный безглинистый буровой раствор, который используются для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хемогенных отложениях, а также наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин. Особенностью данного раствора является высокая вязкость при низкой скорости сдвига, что позволяет обеспечивать эффективную очистку скважины.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Б в таблицах Б 2.9-2.14.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении в таблице Б.15. При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении в таблице Б.16.

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект).

Результаты расчета представлены в таблицах 2.11, 2.12, 2.13.

Таблица 2.11 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	60	БУРЕНИЕ	0,198	0,024	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	86,6	249,7
Под кондуктор									
60	930	БУРЕНИЕ	0,518	0,057	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	13	86,8	364,5
Под техническую колонну									
930	1900	БУРЕНИЕ	0,827	0,076	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	10	82,5	245,4
Под эксплуатационную колонну									
1900	3240	БУРЕНИЕ	1,78	0,108	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4 4	7 8	86,5	196,5
2398	2452	ОТБОР КЕРНА	1,187	0,072	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	80,5	113,3
2820	2845	ОТБОР КЕРНА	1,187	0,072	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	80,5	113,3
2860	2890	ОТБОР КЕРНА	1,187	0,072	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	80,5	113,3
3180	3210	ОТБОР КЕРНА	1,187	0,072	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	80,5	113,3

Таблица 2.12 – 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	60	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	170	203,3	1	70	22,96	45,92
60	930	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	120	34,56	69,12
930	1900	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	90	25,92	51,84
1900	3240	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	95	150	266,0	1	120	30,72	30,72
2398	2452	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	150	266,0	1	80	20,48	20,48
2820	2845	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	150	266,0	1	80	20,48	20,48
2860	2890	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	150	266,0	1	80	20,48	20,48
3180	3210	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	150	266,0	1	80	20,48	20,48

Таблица 2.13 – 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	Обязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	60	БУРЕНИЕ	66,9	54,4	0,0	2,5	0,0	10,0
60	930	БУРЕНИЕ	222,5	52,7	74,0	84,5	1,2	10,0
930	1900	БУРЕНИЕ	231,2	47,3	74,0	95,3	4,5	10,0
1900	3240	БУРЕНИЕ	265,4	64,0	90,0	70,4	31,0	10,0
2398	2452	ОТБОР КЕРНА	120,2	55,3	0,0	42,3	16,4	6,1
2820	2845	ОТБОР КЕРНА	126,8	55,3	0,0	45,7	19,6	6,1
2860	2890	ОТБОР КЕРНА	127,5	55,3	0,0	46,0	20,0	6,1
3180	3210	ОТБОР КЕРНА	132,9	55,3	0,0	48,8	22,7	6,1

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе

керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Для отбора керна планируется использовать бурголовку с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна.

В таблице 2.14 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 2.14 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2398-2452 2820-2845 2860-2890 3180-3210	КИ 7.1. 172/100	2-5	20-40	15-20

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1820
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	670	Глубина скважины, м	3240
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	1750	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	800
Высота цементного стакана $h_{ст}$, м	20	Динамический уровень скважины h_0 , м	2160

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

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая:

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

На рисунках 2.2-2.4 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной, технической колонны и кондуктора соответственно.

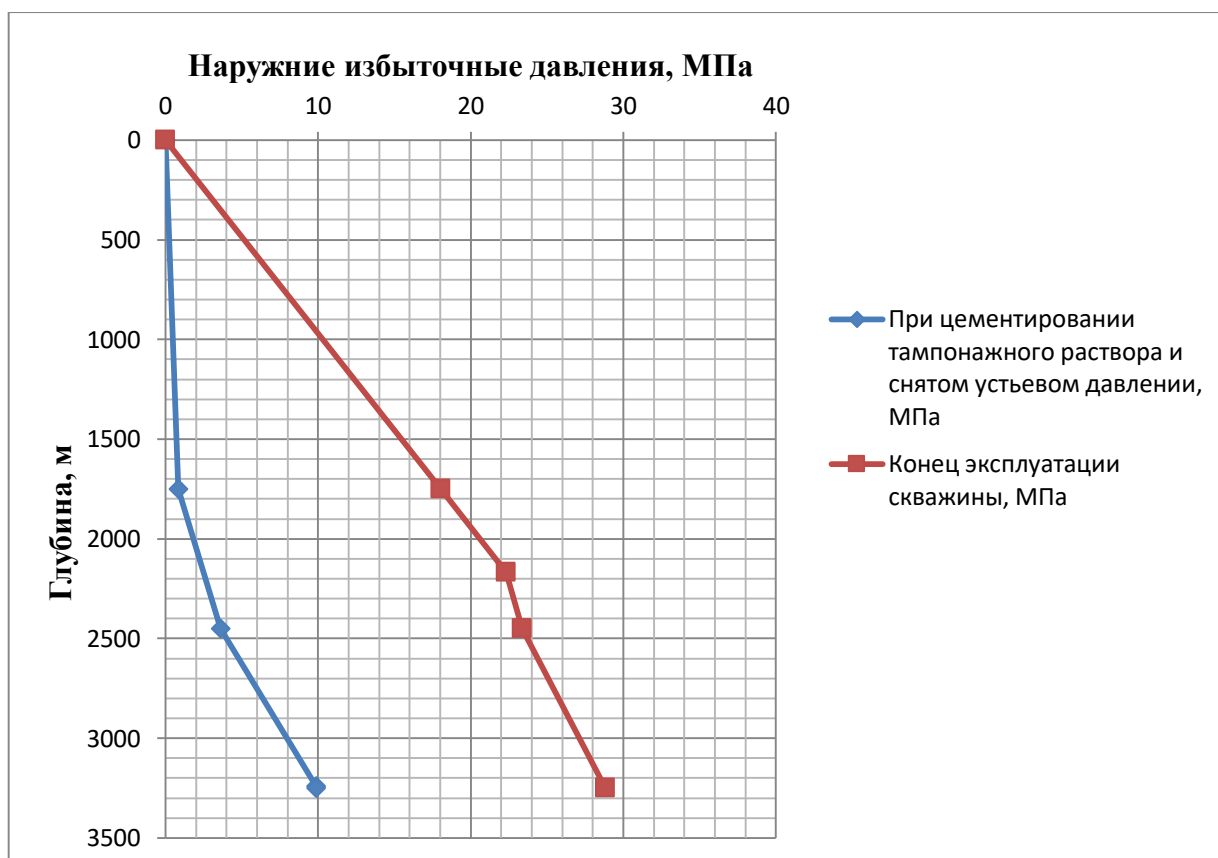


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

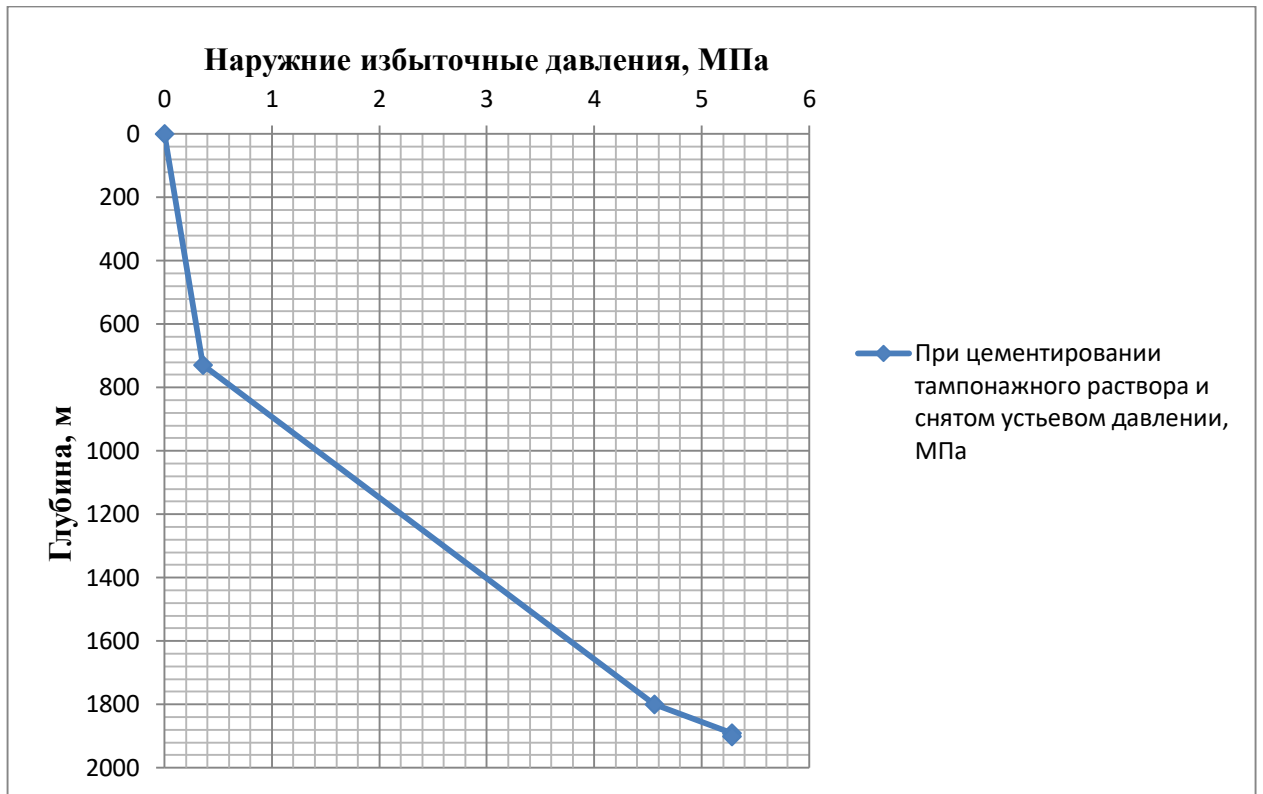


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

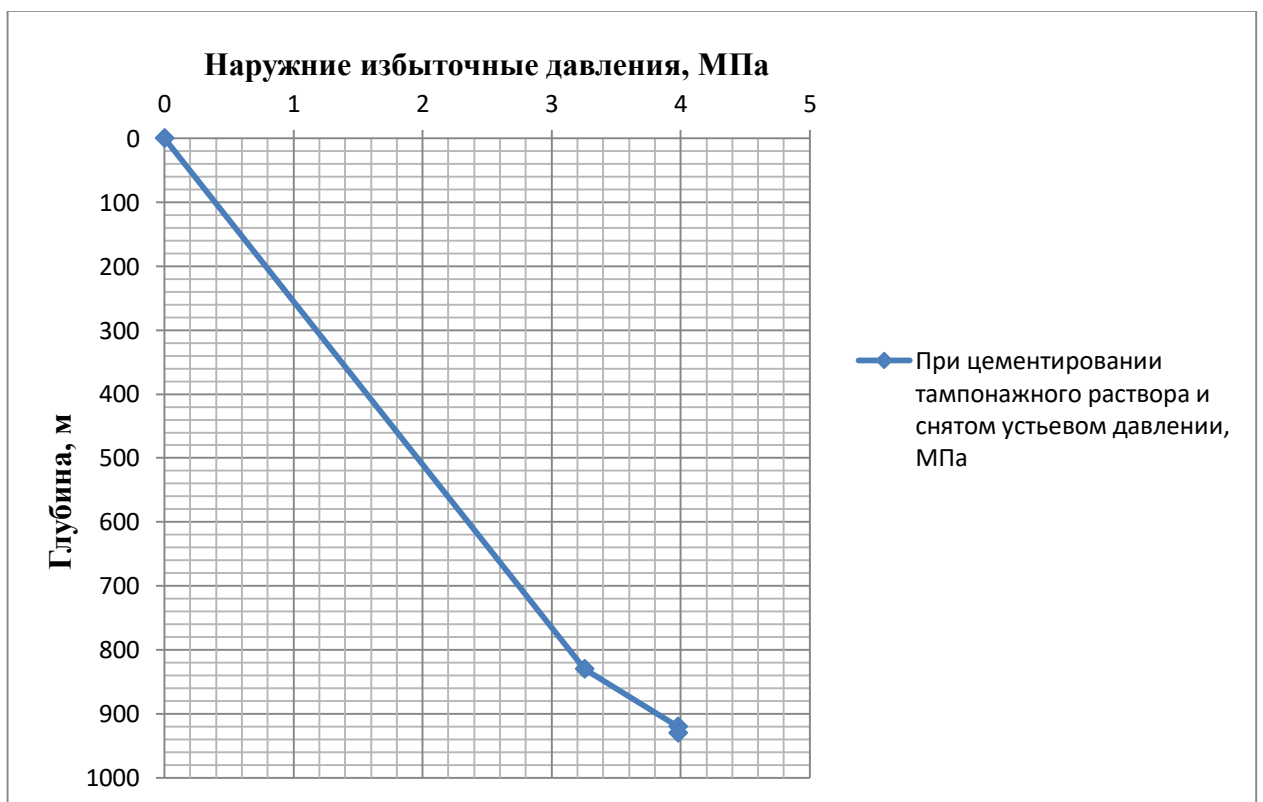


Рисунок 2.4 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

На рисунках 2.5-2.7 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной, технической колонны и кондуктора соответственно.

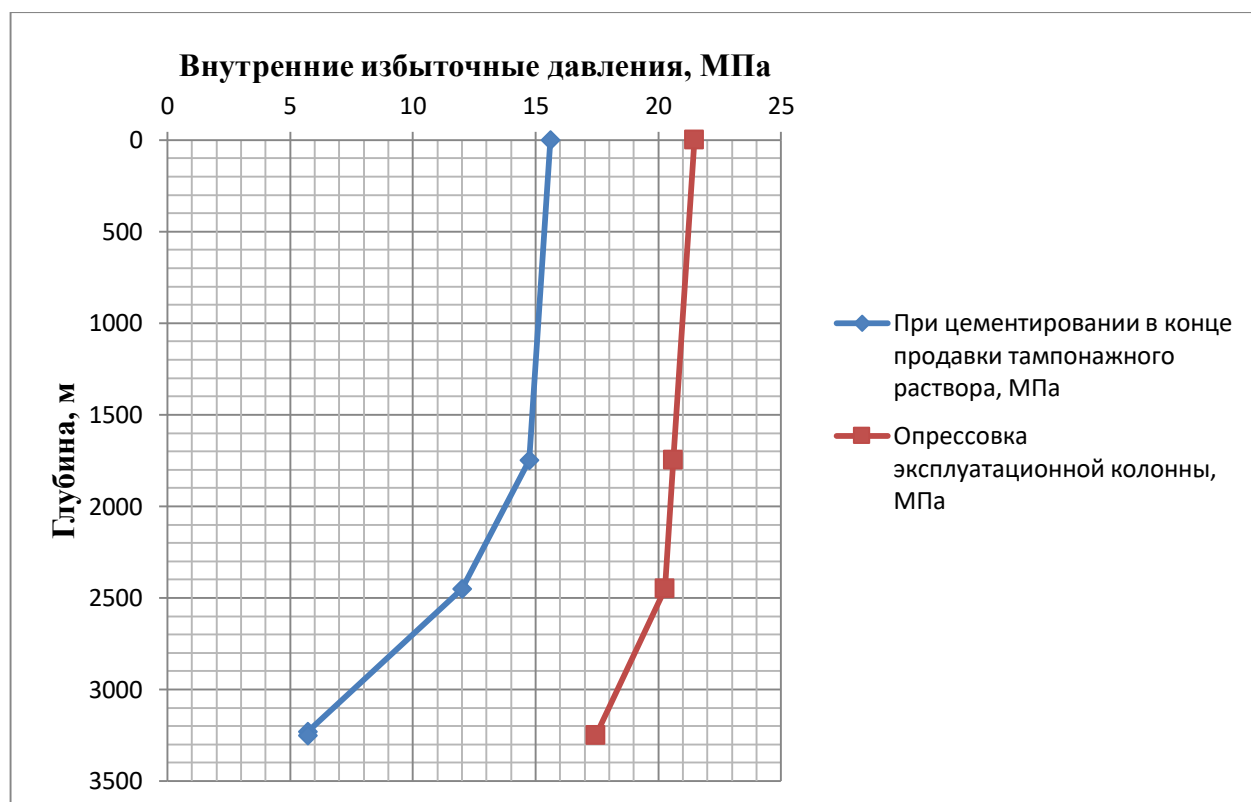


Рисунок 2.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

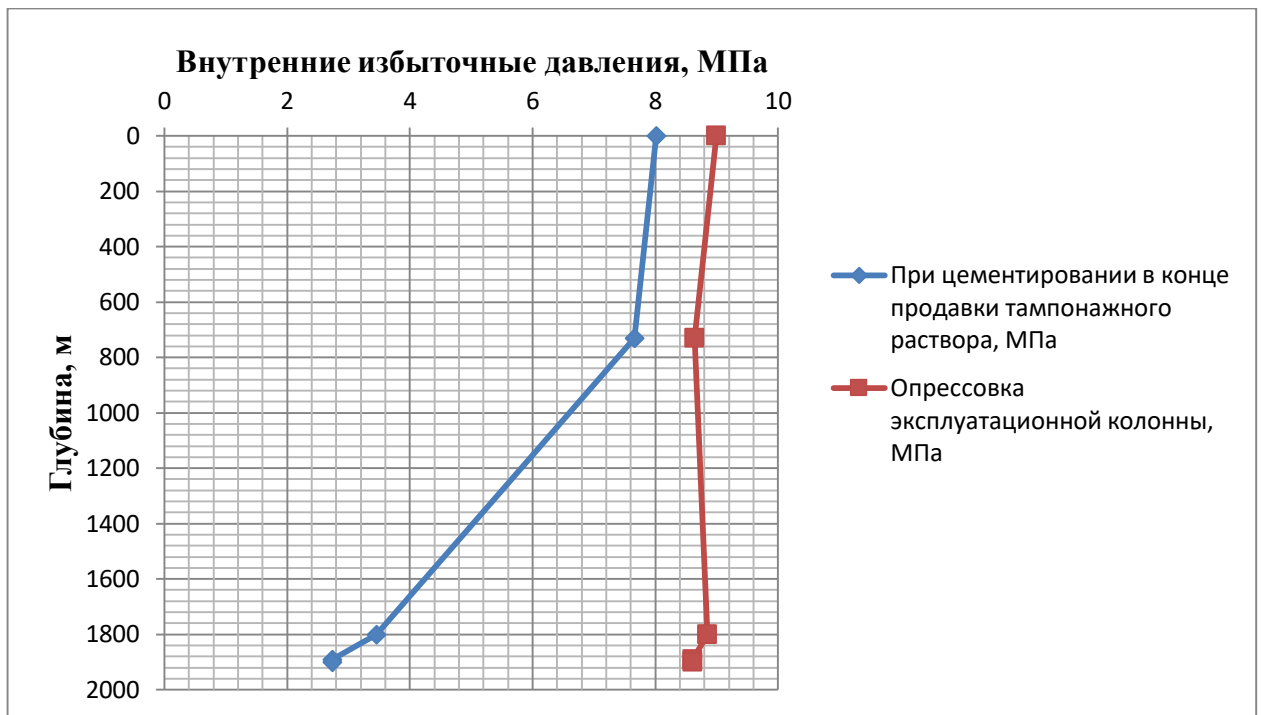


Рисунок 2.6 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны

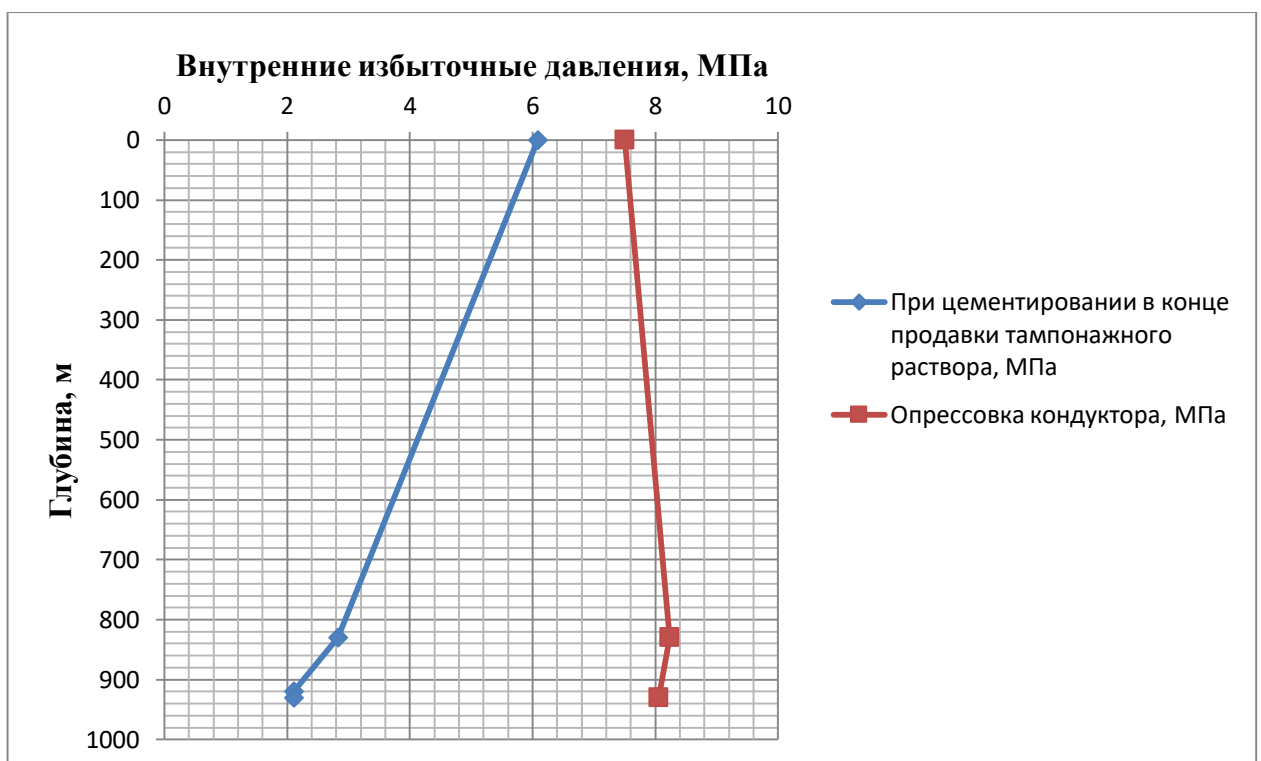


Рисунок 2.7 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Характеристика обсадных колонн

Характеристика обсадных колонн								
№ Секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	Суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	треугольная резьба	Д	10	60	104,4	6264	6264	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	930	67,2	62496	62496	0-930
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	1900	47,2	89680	89680	0-1900
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	9,5	892	32,1	28633	90855	2348-3240
2	ОТТМ	Д	7,7	2348	26,5	62222		0-2348

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементировании эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – 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		
1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 146,1 мм	БКМ-146,1 («Уралнефтемаш»)	3240	3240	1	1
	ЦКОД-146,1 («Уралнефтемаш»)	3230	3230	1	1
	ЦПЦ-146/216 («АльтТех»)	0	1850	37	93
		1850	1950	10	
		1950	2398	11	
		2398	2452	6	
		2452	2820	9	
		2820	2845	3	
		2845	2860	1	
		2860	2890	3	
		2890	3180	7	
		3180	3210	3	
		3210	3235	1	
3235	3240	2			

Продолжение таблицы 2.17

1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 146,1 мм	ЦТ-146/216 («НефтьКам»)	2390	2460	7	21
		2810	2850	4	
		2850	2900	5	
		3170	3220	5	
	ПРП-Ц-В-146 («Уралнефтемаш»)	3230	3230	1	1
ПРП-Ц-Н-146 («Уралнефтемаш»)	3230	3230	1	1	
Техническая колонна, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1900	1900	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1890	1890	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	880	18	53
		880	980	10	
		980	1895	23	
		1895	1900	2	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1890	1890	1	1	
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	930	930	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	920	920	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	20	2	27
		20	80	6	
		80	915	17	
		925	930	2	
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	920	920	1	1	
Направление, 426 мм	БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	60	60	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	20	2	5
		20	55	1	
		55	60	2	
ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1	

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (2.2)$$

Поскольку $45,99 \leq 56,19$ условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень.

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.18.

Таблица 2.18 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	4,2	0,8	1050	0,8	МБП-СМ	56
		3,4		3,4	МБП-МВ	51
Продавочная жидкость	43,94		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	13,68		1400	11,62	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	8,9636
					НТФ	5,68
Нормальной плотности тампонажный раствор	11,18		1820	7,02	ПЦТ-II-150	14,4523
					НТФ	4,58

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_б, \quad (2.3)$$

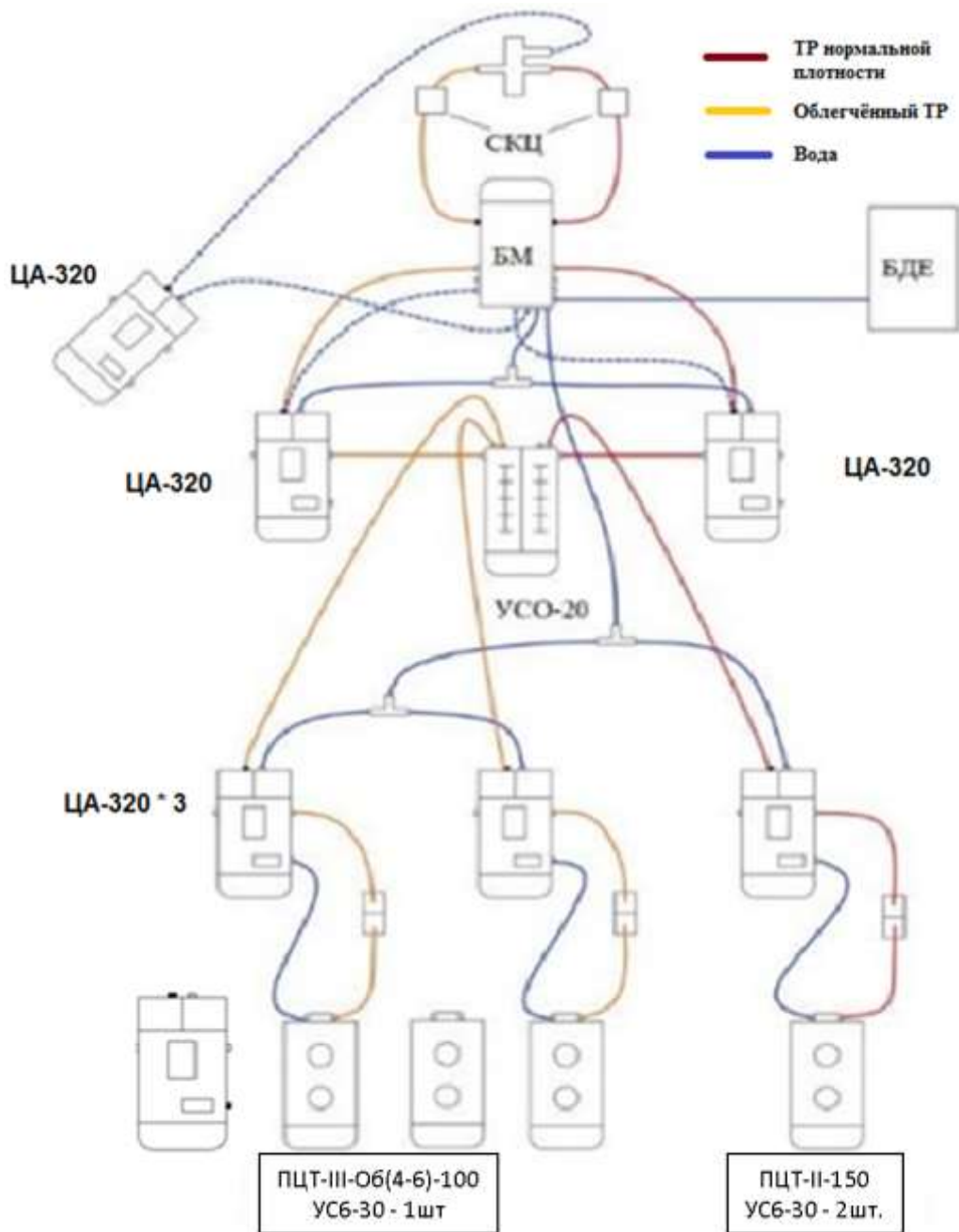
где $G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.; $G_б$ – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно. Причем в случае превышения массы цемента над грузоподъемностью бункера менее, чем на 3 тонны, можно не увеличивать число цементосмесительных машин, а производить досыпку цемента в момент приготовления

Облегченный тампонажный раствор: $m_2 = 8,96 / 10 = 0,9 - 1$ УС 6-30.

Тампонажный раствор нормальной плотности: $m_2 = 14,45 / 13 = 1,11 - 2$
 УС 6-30.

На рисунке 2.8 представлена схема расположения оборудования при цементировании.



СКЦ – станция контроля цементирования, БДЕ – блок дополнительных емкостей, ЦА-320 – цементировочный агрегат, УС 6-30 – цементосмесительная машина, УСО-20 – установка смесительная осреднительная

Рисунок 2.8 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и гидроворонки

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

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

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

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

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

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

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h}, \text{ кг/м}^3, \quad (2.4)$$

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+0,05) \cdot 0,0125 \cdot 1000000}{9,81} = 1337 \text{ кг/м}^3$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым; давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{\text{пл}}$ на глубине 0–1200 м на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$); $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление испытываемого пласта, Па; h – глубина испытываемого пласта, м.

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 и умножается на 2 по формуле:

$$V_{ж.г.} = 2 * V_{вн.эк} = 2 * 44,07 = 88,14 \text{ м}^3 \quad (2.5)$$

где $V_{вн.эк}$ – внутренний объем ЭК, м^3 .

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

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

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

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

Протяженности интервала перфорации более 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на НКТ.

Вид перфорации указан в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
30	НКТ	Кумулятивная	ORION 102КЛ	20	1

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ).
- Аппараты спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле.

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

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на НКТ или БТ ИПТ-116ДП.

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

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х35.

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

В таблице 2.20 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 2.20 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Выбранная буровая установка БУ – 3Д-86			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	108,49	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$192 > 108,49$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	90,86	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$288 > 90,9$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{нр}$)	141,0	$[G_{кр}] / Q_{нр} \geq 1$	$200/141,0 = 2,27 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	320		

3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ»

3.1 Общие сведения о загрязнении продуктивного пласта

Как показывает мировая практика, основной причиной не достижения планируемого дебита нефти является загрязнение призабойной зоны пласта из-за негативного воздействия бурового раствора. Данный процесс обусловлен воздействием фильтрата раствора на породу-коллектор. Вследствие этого воздействия происходит разбухание породы и уменьшение проницаемости. При этом негативную роль так же играет и твердая фаза бурового раствора, которая закупоривает каналы, по которым может происходить фильтрация нефти.

Загрязнение продуктивного пласта проявляется двумя путями:

- пониженным дебитом скважины;
- более значительной, чем ожидалось, величиной скин-эффекта.

Однако следует отметить, что загрязнение пласта – это лишь один из факторов, влияющих на скин-эффект.

Другими факторами, снижающими продуктивность скважины, являются несовершенство вскрытия перфораций, несовершенство заканчивания, влияние искривления скважины, влияние операций по повышению продуктивности скважины, неоднородность пласта, влияние многофазного потока, влияние перфорационных каналов, заполненных песком и гравием, эффекты, связанные с естественной проницаемостью, а не с эффектом Дарси.

Отстраняясь от вышеперечисленных факторов, рассмотрим загрязнение пласта, приводящее к уменьшению проницаемости породы, которое может происходить несколькими методами:

- закупорка пор твердой фазой бурового раствора, жидкостей для заканчивания и капитального ремонта скважины;
- гидратация и диспергирование глинистых минералов, находящихся в порах пласта;

- взаимодействие между несовместимыми жидкостями в скважине и пласте: образование эмульсий, осадков;
- изменение вязкости пластовых флюидов под влиянием полимеров.

3.2 Основные факторы, влияющие на загрязнение продуктивных пластов

Основными факторами, влияющими на загрязнение продуктивных пластов, являются репрессия, длительность ее действия, состав и свойства промывочной жидкости.

Ухудшение коллекторских свойств пласта происходит в результате проникновения твердой фазы и фильтратов жидкости закачивания в ПЗП, а также необратимых физико-химических, баротермических и других процессов взаимодействия их с пластовыми флюидами и породообразующими минералами пласта.

Это приводит к снижению фильтрационных характеристик нефтегазовых коллекторов вследствие закупорки набухающими глинистыми частицами и продуктами взаимодействия фильтратов промывочной жидкости с пластовыми флюидами и породой пласта, блокирования водонефтяной эмульсией, коагуляции порового пространства твердой фазой промывочной жидкости.

Значительное влияние на продуктивный пласт оказывают индивидуальные свойства породы-коллектора: вещественный состав, размеры и структура поровых каналов, механическая прочность межзерновых связей и др.

Эффективность вскрытия продуктивных пластов зависит от геолого-физических характеристик залежи, физико-химических свойств пластовых флюидов, характеристик и показателей применяемой технологии вскрытия продуктивного пласта, свойств промывочных и специальных жидкостей, нестационарности гидравлических процессов, величин и пределов изменения забойных дифференциальных давлений по стволу скважины.

В связи с этим проблема повышения качества вскрытия продуктивных пластов с точки зрения увеличения их нефтегазоотдачи может быть решена только путем использования во всех технологических операциях таких составов рабочих жидкостей, компоненты которых при проникновении в ПЗП в наименьшей степени снизили бы ее проницаемость для углеводородов в условиях конкретного объекта вскрытия.

При этом состав и свойства этих жидкостей, а также режимные параметры технологических операций в скважине должны обеспечивать минимально возможные размеры зон их проникновения.

Для предотвращения проникновения мельчайших твёрдых частиц в поровые каналы промывочная жидкость должна иметь в составе твердой фазы свободнообразующие частицы. Такие частицы застревают на входе в поры в стенках скважины и блокируют проникновение более мелких частиц в поровые каналы. В дальнейшем фильтрационная корка, образованная такими частицами может быть удалена в процессе вызова притока из скважины или обработкой специальными составами кислот, растворителей и т.п. (рисунок 3.1).

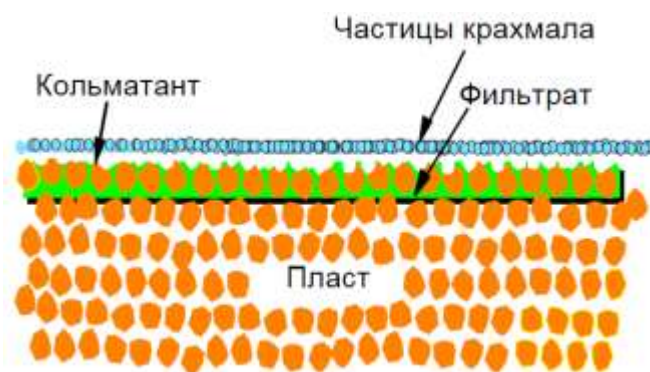


Рисунок 3.1 – Схема загрязнения продуктивного пласта [4]

Размер свободнообразующих частиц, выраженный в микрометрах, примерно равен корню квадратному из проницаемости коллектора, выраженной в мД. Для большинства песчаных пластов размер свободнообразующих частиц лежит в диапазоне 5-74 мкм.

Чтобы уменьшить проникновение твердых частиц и фильтрата в продуктивный пласт, буровой раствор должен образовывать тонкую непроницаемую фильтрационную корку. Если фильтрат проникает в пласт: на расстоянии более 51 мм от стенки скважины, он должен быть совместим с породой, т.е. он должен иметь достаточную минерализацию, чтобы ингибировать набухание пластовых глинистых минералов и их диспергирование [5].

3.3 Методы предупреждения загрязнения ПЗП

Загрязнение продуктивных пластов буровым раствором во время бурения негативно сказывается на запуске скважины и последующей ее эксплуатации. Геофизические исследования показывают, что в низкопроницаемой коллектор фильтрат бурового раствора проникает значительно глубже, чем в высокопроницаемом коллекторе.

Это объясняется временем образования глинистой корки. В коллекторе с низкой проницаемостью корка образуется медленнее, менее прочная и легко разрушаема механическим воздействием бурового инструмента.

Фильтрация из пласта в скважину и из скважины в пласт при бурении низкопроницаемого коллектора происходит из-за отсутствия преграды (полупроницаемой глинистой корки), объем фильтрующейся жидкости зависит от длительности процесса и величины перепада давления в системе «скважина-пласт».

Для уменьшения данного объема целесообразно снизить величину репрессии до минимума, а для полного предотвращения загрязнения призабойной зоны пласта необходимо создать незначительную депрессию [6].

Факторы, влияющие на степень загрязнения ПЗП:

– разница давлений (забойного и пластового), с ростом перепада давления глубина проникновения фильтрата увеличивается; с одной стороны, плотность бурового раствора должны быть высокой для предотвращения обвалов, осыпей стенок скважин и для создания противодействия на пласт, с

другой стороны, буровой раствор с высокой плотностью более интенсивно загрязняет призабойную зону;

- вязкость должна быть такой, чтобы шлам легко выносился на поверхность буровым раствором, низковязкий буровой раствор не справится с данной задачей и будет значительно проникать в пласт, а высоковязкий буровой раствор не оказывает сильного влияния на кольтматацию пласта, но при этом тоже не всегда справляется с задачей выноса шлама;

- водоотдача (наличие водной фазы в буровом растворе оказывает негативное влияние), с целью минимизации влияния водной фазы на коллектор в буровой раствор добавляют различные ингибитор набухания;

- продолжительность процесса вскрытия коллектора, с увеличением времени вскрытия продуктивного интервала увеличивается время воздействия бурового раствора на пласт, тем самым увеличивается степень загрязнения.

3.4 Техника и технология бурения для предупреждения загрязнения ПЗП

С точки зрения технологии бурения наиболее результативным способом предупреждения загрязнения продуктивного пласта является бурение на депрессии или бурение с управляемым давлением.

При бурении с регулируемым давлением существует возможность регулирования противодействия на пласт. Для этого выбирается плотность бурового раствора, создающая гидростатическое давление на пласт меньшее или равное пластовому [7].

Для реализации этого метода устье скважины оборудуется устьевым герметизатором (вращающимся превентором) (рисунок 3.2), который герметизирует устье скважины и обеспечивает возможность вращения бурильной колонны. При этом выход промывочной жидкости из скважины производится через штуцерный манифольд, на котором можно управлять противодействием в затрубном пространстве скважины, приоткрывая либо

прикрывая дроссель. Таким образом, мы имеем возможность регулировки забойного давления.

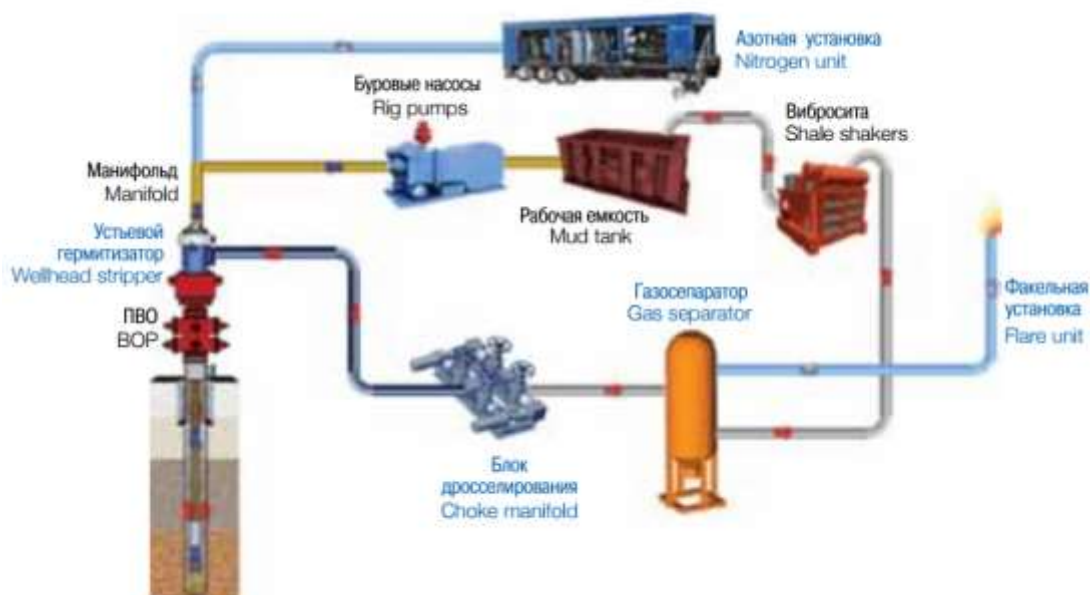


Рисунок 3.2 – Схема обвязки при бурении на депрессии [8]

При обычном бурении забойное давление определяется весом бурового раствора и эффективной плотностью циркуляции бурового раствора. Единственная регулировка производится путем включения-выключения и частоты работы насоса, что малорезультативно.

При бурении с регулируемым давлением забойное давление определяется не только эквивалентной плотностью циркуляции (ЭЦП) бурового раствора, но и противодавлением.

Эффективная величина забойного давления может быть существенно изменена прямо в процессе бурения, тем самым можно исключать проявления из пласта и одновременно не «задавливать» пласт буровым раствором.

Бурение скважин на депрессии (с управляемым давлением) позволяет:

1. минимизировать загрязнение пласта, и тем самым обеспечить повышение коэффициента извлечения нефти (КИН) и притока.

Эффект достигается за счет создания постоянного незначительного притока со стороны пласта, за счет чего твердая фаза и фильтрат бурового раствора не попадают в поры.

2. увеличить показатель проходки на долото и увеличить механическую скорость бурения, в связи со снижением угнетающего давления на забой скважины.

Согласно графикам, приведенным на рисунке 3.3, механическая скорость бурения постоянно увеличивается при уменьшении перепада давления между скважиной и пластом. Это связано с уменьшением угнетающего давления, которое прижимает частицу шлама к забою, не давая ей полностью отделиться после формирования магистральной трещины. В результате частица шлама может быть подвержена повторному переизмельчению, после которого прижимающее усилие будет больше не способно удерживать мелкие частицы на забое, и они будут вынесены в затрубное пространство. При наличии депрессии в скважине частицы шлама после формирования трещины будут самостоятельно отделяться от забоя за счет усилия со стороны пластового давления.

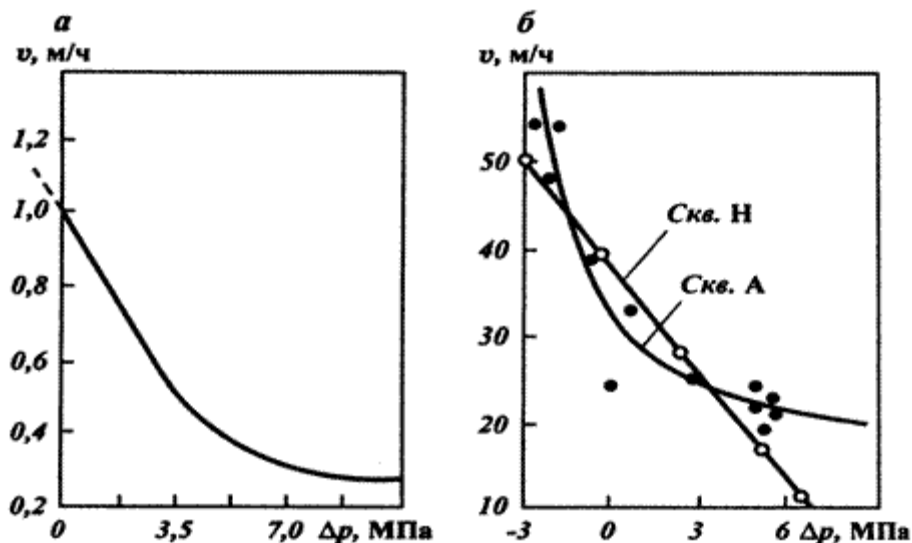


Рисунок 3.3 – Влияние дифференциального давления на забое скважины на механическую скорость проходки

а – по обобщенным данным; б – по скв. Н и А [9]

3. снизить отрицательное воздействие бурового раствора на коллекторские свойства ПЗП.

С одной стороны, когда фильтрат и твердая фаза бурового раствора не могут проникнуть в поры пласта из-за депрессии, требования к составу и качеству буровых растворов уменьшаются. С другой стороны, сама технология бурения на депрессии требует использования специфических рецептур буровых растворов. Проблема заключается в том, что для создания депрессии в продуктивном пласте с нормальным пластовым давлением необходимо использовать буровые растворы с плотностью меньше плотности воды. Это приводит к тому, что для бурения на депрессии могут использоваться либо растворы на основе углеводородов (РУО), либо азрированные растворы на водной основе. Обе этих технологии требуют значительных денежных затрат, так что необходимо существенное обоснование необходимости использования бурения на депрессии.

3.5 Сокращение продолжительности времени контакта бурового раствора с продуктивным пластом

При бурении скважин на нефть и газ в настоящее время практикуется так называемое раздельное вскрытие. Данная технология нашла применение при бурении скважин с заканчиванием с хвостовиком. В этом случае бурение производится до кровли коллектора, затем в этот интервал производят операцию по спуску эксплуатационной колонны с последующим цементированием. После ожидания затвердевания цемента бурение продолжается уже в продуктивном пласте долотом меньшего диаметра, но для этого интервала в большинстве случаев производится смена бурового раствора для повышения качества вскрытия продуктивного пласта. Пример заканчивания хвостовиком в продуктивном пласте приведен на рисунке 3.4. Результатом такого подхода является сокращение времени контакта бурового раствора с продуктивным пластом, а также экономия денежных средств на реагентах для приготовления бурового раствора, т.к. ввиду небольшого диаметра ствола скважины потребность в них сокращается.

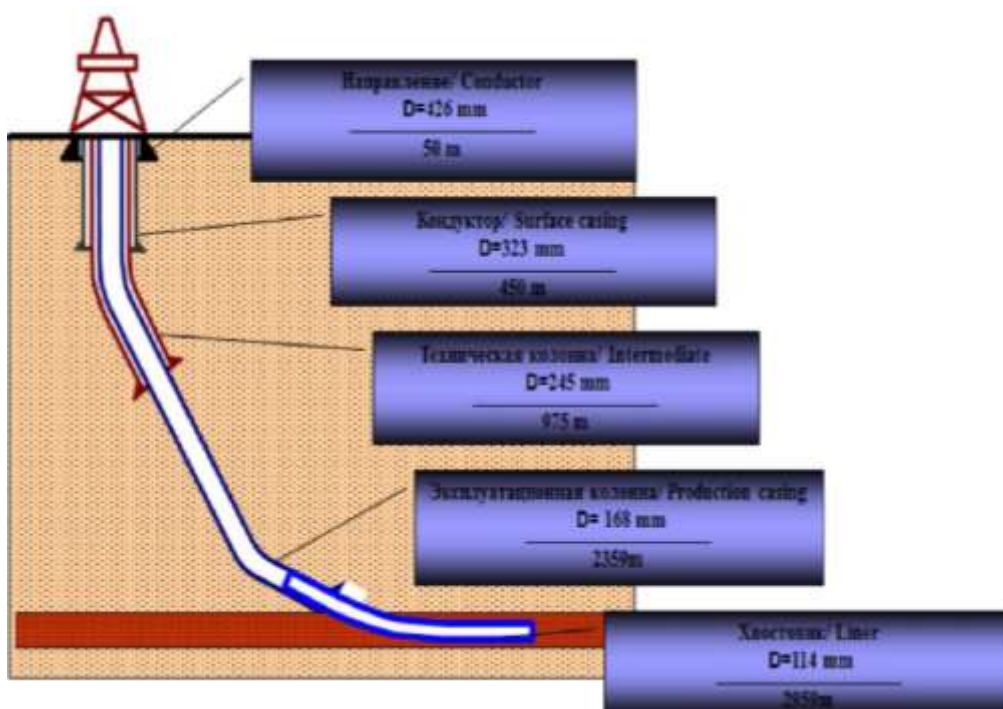


Рисунок 3.4 – Конструкция горизонтальной скважины

Также технология раздельного вскрытия имеет недостатки и ограничения. Так, усложняется конструкция скважины за счет появления дополнительной колонны, появляются дополнительные риски, связанные с активацией подвески хвостовика, увеличивается время, необходимое для строительства скважины, и стоимость скважины. Кроме того, при бурении боковых стволов раздельное вскрытие нецелесообразно из-за уменьшения диаметра ствола скважины и возможных проблем, связанных с необходимостью обеспечения герметичности соединения материнского ствола с боковым.

3.6 Буровые растворы для предупреждения загрязнения ПЗП

3.6.1 Водные растворы ПАВ

Применение синтетических поверхностно-активных веществ (ПАВ) является наиболее распространённым методом сохранения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора с технико-экономической точки зрения.

Изменение физико-химической основы фильтрата позволяет обеспечить минимальное ухудшение проницаемости продуктивного пласта. механизм действия основан на способности поверхностно-активных веществ менять характер смачивания горных пород, что позволяет устранить или свести к минимуму водную блокаду (фильтратом бурового раствора) поровых каналов продуктивного пласта.

Требования к ПАВ:

- полное растворение в воде (пластовой и технической);
- снижение межфазного натяжения на границе раздела «фильтрат-нефть» при низких концентрациях;
- повышение смачиваемости поверхности коллектора нефтью (гидрофобизирующие свойства);
- незначительно адсорбироваться на поверхности кварцевых, карбонатных и глинистых пород;
- предотвращение образования эмульсий в призабойной зоне и снижение ее стойкости в случае образования;
- предотвращение коагуляции твердой фазы бурового раствора и шлама и предотвращения выпадения их в осадок;
- способствовать вскрытию пласта при минимальных затратах;
- не оказывать влияния на основные параметры раствора. ПАВ целесообразно добавлять в раствор и перед вскрытием продуктивного пласта.

ПАВ разделяются на следующие группы:

- неионогенные – УФЭ-8, ОП-7, ОП-10, ОП-20, ОП-45, этамид НТ/60, сульфамид ОЭ-10, КС-59 (полностью растворим в воде);
- анионактивные – моющие средства (типа «Новость»), сульфонат, сульфонол, НП-1, азолят, ДС-РАС (полностью растворимы в воде);
- катионактивные – катамин-А, катапин-А, карбозалин-С, арквад, амин С [10].

При бурении ПАВ применяются для следующих целей:

- понижение твердости пород (ОП-10, УФЭ-8);

- повышение смазочных свойств буровых растворов (практически все виды ПАВ) и их термостойкости;
- эмульгирование нефти в растворах (все неионогенные ПАВ);
- аэрирование буровых растворов (анионоактивные ПАВ);
- изменение характера смачиваемости пор продуктивного пласта в сторону гидрофобности (в основном «моющие» ПАВ).

Использование ПАВ при бурении заключается в добавлении их в буровой раствор и поддержание концентрации на необходимом уровне. Последнее является очень существенным ограничивающим фактором использования ПАВ, поскольку они способны адсорбироваться на поверхности частиц шлама и стенке скважины.

3.6.2 Солевые буровые растворы

Водные растворы солей (NaCl , KCl , CaCl_2 , MgCl_2) используются в качестве очистных агентов в нижеперечисленных случаях:

- при бурении в многолетнемерзлых породах (ММП);
- при бурении в отложениях солей;
- для глушения скважин при КРС;
- в качестве буферной жидкости при тампонировании скважин.

Для бурения скважин в ММП используются солевые растворы NaCl , иногда и CaCl_2 . Концентрация солей зависит от температуры ММП. Незамерзающие солевые растворы обладают такими же свойствами, как и техническая вода, но в отличие от воды имеют более высокую плотность и повышенное коррозионное воздействие на металл.

Солевые буровые растворы не целесообразны при бурении в мерзлых породах, сцементированных льдом, в связи с тем, что данные соли вызывают таяние льда. Данные растворы эффективно применяются только при бурении хорошо сцементированных, плотных, устойчивых мерзлых пород.

При вскрытии мощных соляных горизонтов с целью предотвращения образования трещин и каверн необходимо использовать следующие разновидности солей:

- при вскрытии галита – раствор NaCl;
- при вскрытии сильвина – раствор KCl;
- при вскрытии бишофита – раствор MgCl₂;
- при вскрытии карналлита – раствор (KCl + MgCl₂).

При увеличении температуры в пласте растворимость солей возрастает, следовательно, в глубоких скважинах промывочная жидкость способна растворять соль в околоскважинной зоне, а в верхней части скважины, где её температура понижается – выделять соль в виде кристаллов. Таким образом, солевые буровые растворы целесообразно применять при вскрытии соляных пластов в верхних интервалах скважины [11].

С точки зрения предупреждения загрязнения продуктивных пластов использование солевых буровых растворов может быть оправданно, если эти буровые растворы являются гомогенными, то есть не содержат твердой фазы. С другой стороны, допускается наличие твердой фазы в таких буровых растворах, если эта твердая фаза представлена водорастворимой солью, например, гидrogельмагниевого буровой раствор, содержащий водорастворимые соли магния.

При использовании солевых растворов может быть решена проблема кольматации твердой фазой бурового раствора при контакте с призабойной зоной продуктивного пласта. Также может быть подобран такой компонентный состав солей в буровом растворе, который при контакте с пластовой водой не будет образовывать нерастворимый осадок, что будет способствовать сохранению ФЕС пласта. При попадании твердой фазы (частиц/кристаллов соли) бурового раствора в поры продуктивного пласта, она может быть удалено промывкой водой.

Гомогенные солевые растворы обычно не применяются в бурении скважин из-за плохой удерживающей и выносящей способности. Для

использования солевых растворов в бурении необходимо использовать полимерные растворы, обладающие тиксотропными свойствами. При этом нужно учитывать, что многие полимеры не способны работать в условиях солевой агрессии. Выход из этой ситуации – увеличение концентрации полимерам, и, как следствие, удорожание использования технологии.

3.6.3 Растворы на углеводородной основе (РУО)

Основной жидкостью РУО являются нефть или дизельное топливо. Как правило, нефть и ее продукты определенного состава используются в качестве: дисперсионной среды РУО и гидрофобных эмульсий; дисперсной фазы гидрофильных эмульсий (в качестве противоприхватной добавки наряду с неполярными жидкостями растительного и животного происхождения); самостоятельных очистных агентов (используется крайне редко).

Дисперсная фаза РУО:

- высокоокисленный битум; гидроокись кальция (СаО);
- глина, в том числе органобентонит;
- барит (при необходимости утяжеления РУО);
- небольшое количество эмульгированной воды.

Первый отечественный РУО имел следующий состав: дизельное топливо – 80 %; высокоокисленный битум – 16 %; окисленный парафин – 3 %; каустическая сода (NaOH) – 1 %. Несколько позже для структурирования РУО в него стали добавлять тонкоразмолотую негашеную известь – СаО [9].

Механизм действия РУО:

- оказывают минимальное негативное влияние на коллекторские свойства пласта, поскольку не приводят к образованию водной блокады или эмульсии за счет сродства к насыщающему флюиду продуктивного пласта (углеводород-углеводород);
- обладают высокой термостойкостью, таким образом их свойства не ухудшаются, показатель фильтрации в забойных условиях сохраняется на минимальном уровне;

- проявляют инертность по отношению к глинистым породам, которые могут содержаться в продуктивном пласте; при использовании растворов на водной основе (РВО) их фильтрат способен реагировать с этой глиной и вызывать ее набухание, что в свою очередь приводит к сужению каналов продуктивного пласта и ухудшению коллекторских свойств;

- в неутяжеленном виде имеют плотность ниже плотности пресной воды, что дает возможность создания депрессии (или пониженной репрессии) на продуктивный пласт даже в условиях аномально низких пластовых давлений.

Недостатками РУО являются:

- высокая стоимость (200...625 \$/м³) и дефицитность основных компонентов;

- пожароопасность;

- трудность очистки от шлама;

- трудность проведения электрометрических работ;

- экологическая опасность.

Область применения РУО:

- бурение продуктивных горизонтов с пониженным пластовым давлением;

- бурении скважин в условиях высоких положительных и отрицательных забойных температур;

- бурение соленосных толщ и высокопластичных глинистых пород.

3.7 Заключение по разделу

Для сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта могут быть использованы различные методы. Сводная информация представлена в таблице 3.1.

Таким образом, можно сделать вывод, что каждый из рассмотренных методов имеет свою область применения.

По интегральному показателю наиболее рациональным выбором будет буровой раствор на углеводородной основе, поскольку он способен выполнить все необходимые функции бурового раствора, сохранить коллекторские свойства продуктивного пласта, а также требует сравнительно небольших денежных затрат

Таблица 3.1 – Сводная информация по методам предупреждения загрязнения ПЗП

Способ предупреждения загрязнения ПЗП	Преимущества	Недостатки (ограничения)
Техника и технология бурения для предупреждения загрязнения ПЗП	Вероятность загрязнения ПЗП – минимальная; Дополнительные преимущества в виде увеличенной механической скорости бурения	Сложность технической реализации; Необходимы навыки работы бригады с оборудованием; Высокая стоимость; Выше фонтаноопасность при бурении
Водные растворы ПАВ	Изменяют характер смачивания породы продуктивного пласта, что может привести к улучшению ФЕС ПЗП (проницаемость по нефти)	Необходим тщательный подбор ПАВ в соответствии с характером смачиваемости горной породы; Высокая стоимость реализации метода из-за адсорбции ПАВ на горной породе; При использовании в качестве буровых растворов обладают плохой выносящей и удерживающей способностью
Солевые буровые растворы	За счет отсутствия твердой фазы минимально кольматируют пласт	При использовании в качестве буровых растворов обладают плохой выносящей и удерживающей способностью, что требует использования большого количества полимеров, которые так же могут загрязнять пласт
Растворы на углеводородной основе (РУО)	За счет сродства с пластовым флюидом (углеводород-углеводород) не приводят к образованию эмульсии в пласте; Термостойкие; Не вызывают набухания глинистых частиц в порах пласта; Современные рецептуры на основе масел не токсичны	Высокая стоимость; Пожароопасность; Токсичность (актуально только для старых рецептур на основе дизельного топлива)

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В современных условиях хозяйствования возрастают требования к экономической подготовке инженерно-технических кадров. Одним из путей улучшения экономической подготовки инженеров является выполнение на должном теоретическом и практическом уровне раздела ВКР: «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- произвести расчет нормативной продолжительности выполнения работ согласно теме ВКР и представить календарный график выполнения работ;
- представить сметную стоимость выполнения работ с расчетом отдельных статей сметы.

ООО «Нафтагаз-Бурение» – буровое предприятие компании «НафтаГаз», выполняющее полный спектр работ по бурению нефтяных и газовых скважин глубиной до 6 500 м всех назначений и любой сложности. Основные регионы присутствия – ЯНАО, ХМАО, Тюменская и Томская области. В 2017 году пробурен первый миллион метров с начала деятельности и более 600 000 метров за календарный год. «НГ-Бурение» имеет развитые производственные мощности и современную технологическую базу в городах Ноябрьске и муравленко Ямало-Ненецкого автономного округа.

4.1 Планирование исследовательских работ

4.1.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;

- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

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

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ, связанных с креплением и цементированием скважин.

Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [12].

Для начала определяется продолжительность вышккомонтажных работ. В них включаются: сборка оснований вышечно-лебедочного блока, монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока, сборка вышки, монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений, сборка оснований насосного блока, монтаж буровой установки.

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 64 часа; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа; на сборку вышки – 305,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 219,8 часов; на сборку оснований насосного блока – 258 часов; на монтаж буровой установки – 79,6 часов. Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток:

$$\sum T_{\text{мон}} = 64 + 153,1 + 305,5 + 219,8 + 258 + 79,6 = 1080 \text{ ч}$$

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 96 часов или 4 суток.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется путем подсчета суммы произведений нормативного времени бурения пачки на мощность данной пачки.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [13]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [14].

Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 290,4 часов или 12,1 суток:

Нормативная карта по сооружению разведочной скважины на нефтяном месторождении приведена в таблице В.1.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения составляет 41,21 м/ч.

Рейсовая скорость бурения составляет 22,95 м/ч.

Коммерческая скорость составляет 3712,8 м/ст.мес.

4.1.2 Линейный календарный график выполнения работ

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает тридцать дней по 12 часов в сутки через 12

часов отдыха. Затем тридцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- буровой мастер – 1 чел.;
- помощник бурового мастера – 3 чел.;
- бурильщик 6 разряда – 4 чел.;
- бурильщик 5 разряда – 4 чел.;
- помощник бурильщика 5 разряда – 4 чел.;
- помощник бурильщика 4 разряда – 4 чел.;
- электромонтёр 5 разряда – 4 чел.;
- слесарь 5 разряда – 2 чел.;
- лаборант – 2 чел.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток.

Календарное время бурения 628,31 часов или 26,2 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 290,4 часов или 12,1 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – 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. Вышкомонтаж	45													
2. Бурение	26,2													
3. Испытание	12,1													

4.1.3 Сметная стоимость строительства скважины

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения

договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [15], в части II – на строительные и монтажные работы [16], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [17].

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются на:

- 1) затраты, зависящие от времени (пропорциональны суткам бурения и крепления, испытания);
- 2) затраты, зависящие от объема скважин (глубины и диаметра).

К затратам, зависящим от времени, относятся расходы на оплату труда буровой бригады; содержание бурового оборудования и инструмента; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание забойных двигателей, бурильных труб, энергию (электрическую, двигателей внутреннего сгорания); воду техническую, промывочную жидкость и химические реагенты; специальный транспорт, а также транспорт, используемый для перевозки материалов, расходуемых в процессе эксплуатации бурового оборудования (глина, топливо, турбобуры, запасные части и т.д.).

К затратам, зависящим от объема бурения (1 м проходки), относятся расход долот, износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016

года [18] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в таблицах В.2 и В.3.

Затраты, описанные в остальных главах, рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав. Так накладные расходы составляют 20% от прямых затрат, в которые входят все затраты, описанные в главах 1-6. Остальные затраты рассчитываются аналогично, с отличием того итога по главам, по которому берется доля.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,4 – скважина на нефть) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (56,4), произведение которых на второй квартал 2022 года составляет 78,96 [19,20].

Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице В.4.

4.2 Вывод по разделу

Таким образом, общие затраты, которые несет компания на строительство одной вертикальной разведочной скважины, составляют 107 132 585,42 руб.

Разведочные скважины бурят на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью для оконтуривания месторождения, подсчета запасов и подготовки его к разработке. Соответственно, чем лучше и качественнее будут данные, полученные при строительстве этой скважины, тем выше вероятность успешной и экономически обоснованной разработки месторождения. Современные технологии бурения позволяют значительно экономить на многих статьях расходов, например, на стоимости породоразрушающего инструмента, который может быть восстановлен после получения рабочего износа. Кроме того, при проектировании разведочных

скважин закладывается возможность последующего использования таких скважин в качестве добывающих. Таким образом, строительство разведочных скважин в настоящее время выгодно и экономически оправданно.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной квалификационной работы студента является проектирование строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3240 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины, например, такие как: профиль и конструкция скважины, параметры режима бурения, компоновки низа бурильной колонны и другие не менее важные параметры.

Решения, разработанные в данной ВКР, могут быть использованы научно-исследовательскими проектными институтами при проектировании разведочных скважин.

Рабочей зоной при эксплуатации решений ВКР будет являться буровая установка, а именно роторная площадка. Основное оборудование: ротор – 1 шт, клиновой пневматический захват – 1 шт, универсальный механический ключ – 2 шт, автоматический ключ бурильщика – 1 шт, пульт управления – 1 шт, крюкоблок – 1 шт, подсвечник – 2 шт, вспомогательная лебёдка – 1 шт.

На роторной площадке осуществляются следующие виды работ: механическое бурение, спуско-подъемные операции, крепление скважины.

Буровая вышка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [21] относится к опасным производственным объектам.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 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 ТК РФ [22]. Лица младше 18 лет не могут работать в сфере, связанной с бурением скважин, даже при наличии соответствующего образования согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №163 [23]. Глава 47 ТК РФ определяет особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом, а именно: общие положения, ограничения на работы вахтовым методом, продолжительность вахты, учет рабочего времени при работе вахтовым методом, режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом, гарантии и компенсации [22].

В статье 298 ТК РФ вводятся ограничения на работы вахтовым методом. Согласно этой статье к работе не могут привлекаться работники в возрасте до 18 лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением.

Работник, занятый непосредственно на 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 «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [24].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя. Рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 [25] следующим образом: при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук; органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля; редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием, где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 [26].

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

В нефтяной и газовой промышленности при неправильной организации труда и производства, несоблюдении мероприятий по проводке и сооружении скважин возможно возникновение множества вредных и опасных факторов. Для анализа факторов был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [27]. Перечень этих факторов представлен в приложении Г таблице Г.1.

Работы по сооружению скважин осуществляются на открытых площадках, для которых на данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года должны быть обеспечены СИЗ, теплоизоляция и состав которого должны соответствовать климатическому региону. Кроме того, часть работы по строительству скважин осуществляется в производственных помещениях, к которым относятся вагон-офисы, ЦСГО, кабина бурильщика. Согласно СанПиН 1.2.3685-21 устанавливаются определенные требования к этим помещениям, например, температура в теплое и холодное время года, скорость движения воздуха [28]. В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ общей продолжительностью воздействия излучения 50 % рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 . При

осуществлении работ в холодное время года необходимо руководствоваться МР 2.2.7.2129-06 [29]. Так, например, для Тюменской области при температуре воздуха -30°C и скорости ветра 4 м/с допустимая продолжительность пребывания на открытом воздухе не должна превышать более 52 минут.

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования, например, ротора и буровых насосов. Чрезмерный уровень шума оказывает негативное влияние на здоровье людей, прежде всего на органы слуха, нервную и сердечно-сосудистую системы. Шум может увеличить риск при действии с другими факторами. В соответствии с требованиями «Санитарных норм и правил по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий N 785-693 от 30 апреля 1969 г.» допустимый уровень звука не должен превышать 85 дБА для данного вида работ [30]. Для уменьшения шума на объекте используются индивидуальные (наушники, вкладыши) и коллективные средства защиты согласно ГОСТ EN 13819-2-2014 [31] и ГОСТ 12.1.029-80 [32]. К коллективным средствам защиты относятся: звукоизолирующие ограждения зданий и помещений; звукоизолирующие кожухи; звукоизолирующие кабины; акустические экраны, выгородки, звукопоглощающие облицовки; объемные (штучные) поглотители звука.

Вибрация возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций. Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. Для предупреждения вредного влияния на здоровье человека на рабочем месте виброускорение не должно превышать $0,4 \text{ м/с}^2$ для 12 часового рабочего дня в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 [33].

В результате поступления из скважины пластовых газов или при использовании растворов на углеводородной основе может возникать загазованность рабочей среды. Загазованность может вызвать развитие

различных заболеваний, раздражение, заболевание дыхательных путей. По содержанию вредных примесей микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88, т.е. ни один из вредных компонентов не должен превысить установленного ПДК. Например, один из компонентов буровых растворов – акриламид – не должен превышать ПДК в $0,2 \text{ мг/м}^3$ в виде пылевой взвеси. Наиболее распространенные газы, с которыми сталкиваются рабочие при строительстве скважин, и их ПДК следующие: метан CH_4 (содержится в попутном газе) – 300 мг/м^3 ; нефть – 10 мг/м^3 ; сероводород H_2S в присутствии углеводородов ($\text{C}_1\text{--C}_5$) – 3 мг/м^3 ; сернистый газ (SO_2) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м^3 ; оксид углерода (CO) (4 класс опасности) – 20 мг/м^3 [34]. Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются СИЗ (респираторы и противопыльные тканевые маски) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СП 60.13330.2020 [35].

Работы на буровой производятся круглосуточно, соответственно в ночное время должно быть предусмотрено искусственное освещение. Воздействие недостаточного освещения может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2016 [36]. Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (далее ПБНГП) [37]: роторный стол – 100 лк, превенторная – 75 лк, лестницы, марши, сходы, приемный мост – 10 лк, путь движения талевого блока – 30 лк.

Фактор «Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего» возникает при большинстве выполняемых технологических операциях при невыполнении

требований безопасности, неквалифицированности персонала буровой бригады, также в случае возникновения неисправностей. При воздействии этого фактора возможно получение механических травм, таким как переломы пальцев на руках и ногах, ушибы и ссадины. Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно ПБНГП [37].

Грузоподъемные механизмы широко используются при бурении скважин, например, один из самых важных элементов буровой установки – буровая лебедка, кроме того, на буровой используется вспомогательная лебедка и кран-балка. Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны согласно РД 10-525-03 [38] должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Ростехнадзора.

Работы по сооружению скважин осуществляются на открытых площадках, где устанавливается буровая установка. Для осуществления основных операций, таких как механическое бурение, спуско-подъемные операции и т.д. требуется подъем работников и инструментов на значительную высоту. Высота роторной площадки может составлять 10 м, а высота вышки 45-50 м. Поэтому существует такой опасный фактор, как возможность падения различных объектов на работающих. Данный фактор может возникнуть в результате невыполнения требований безопасности, неквалифицированности членов буровой бригады, а также в случае возникновения неисправности. Это может привести к различным механическим травмам работников, вплоть до летального исхода. мероприятия, направленные на предотвращение возникновения данного фактора, регламентируются ПБНГП [37].

Само расположение рабочих на высоте также является опасным фактором, поскольку может привести к падению и получению травм. Возникает этот фактор в основном в процессе вышко-монтажных работ и спуско-подъемных операций (СПО). может стать причиной возникновения механических травм, например, переломов, в результате падения. Предупреждение падений верхового рабочего достигается использованием

страховочного троса и оборудовани­ем рабочего места перильным ограждением высотой не менее 1 м. маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60 градусов, ширина лестниц должна быть не менее 0,65 м [37].

Согласно ГОСТ Р 12.3.050-2017 [39] к работам на высоте допускаются работники, признанные годными для выполнения работ на высоте, а также прошедшие специальное теоретическое и практическое обучение в специализированных учебных организациях и имеющие соответствующее удостоверение.

5.3 Экологическая безопасность

Для рассмотрения классификации вредного влияния на атмосферу, гидросферу и литосферу источниками загрязнения от буровых работ и мероприятий по обеспечению экологической безопасности была использована РД 51-1-96 [40].

Главными источниками загрязнения атмосферы на буровой установке являются двигатели внутреннего сгорания, применяющиеся как для работы бурового оборудования, так и установленные на автотранспорте, а также выбросы с факелов. Для нормирования загрязнителей согласно СанПиН 1.2.3685-21 устанавливаются ПДК для различных химических веществ и контролируются на практике [28]. Для уменьшения загрязнения атмосферного воздуха выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания следует использовать в буровых установках электропривод. Кроме того, целесообразно использовать дизельные двигатели с максимальным экологическим классом, а также применять глушители и катализаторы выхлопных газов. В цеху приготовления и очистки бурового раствора необходимо применять систему вентиляции для улавливания летучих компонентов.

Загрязнение гидросферы интенсивно происходит при бурении и креплении ствола. Во время бурения и вскрытия водонасыщенных пластов буровой раствор контактирует с флюидонасыщенным горизонтом, в результате чего может происходить его загрязнение различными химическими реагентами

в результате процесса фильтрации. С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников; очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики); строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора; ограничить фильтрацию бурового раствора в проницаемые пласты путем применения понизителей фильтрации и кольматантов; создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой [37].

На этапе строительно-монтажных работ и подготовки кустового основания к бурению происходит уничтожение и повреждение почвенного слоя, растительности, а также образуются различные искусственные неровности. В процессе строительства скважины происходит засорение почвы производственными отходами и мусором. Во время бурения существует вероятность загрязнения почвы нефтепродуктами, химическими реагентами и другими веществами. Для предотвращения загрязнения литосферы необходимо контролировать герметичность шламовых амбаров и предотвращать утечки, осуществлять перевозку твердых компонентов бурового раствора в герметичных упаковках или в специальном транспорте в виде бункеров, транспортировку жидких компонентов осуществлять в специальных цистернах [37]. После завершения строительства скважины должна быть произведена рекультивация согласно требованиям ГОСТ Р 57446-2017 [41].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин: лесные пожары; газонефтеводопроявления; взрывы ГСМ; разрушение буровой

установки. Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин является газонефтеводопроявление (ГНВП). В результате всех вышеперечисленных причин возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа и их смеси. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Основное устьевое оборудование для ликвидации ГНВП – превенторная установка, которая может включать от одного до четырех превенторов в зависимости от горно-геологических условий и проводимых работ на скважине [42]. При вскрытии и прохождении интервалов возможных ГНВП и дальнейшем бурении до их перекрытия очередной колонной 1 раз в сутки производится проверка исправности противовыбросового оборудования с регистрацией. В случае устранения неисправностей, включающих замены деталей или смену плашек на устье, превенторы должны подвергаться опрессовке. Ликвидация ГНВП проходит в два этапа: вымыв флюида и глушение скважины. В случае, если предотвратить ГНВП невозможно и оно переходит в открытое фонтанирование, работы по ликвидации открытых фонтанов осуществляются противofонтанной службой [42].

На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [43], можно выделить следующие классы возможных пожаров при ГНВП: пожары горючих жидкостей (В) и пожары газов (С). В качестве первичных средств пожаротушения на территории буровых площадок размещаются пожарные щиты типа ЩП-В. Комплектация пожарного щита ЩП-В: огнетушитель ОП-10 или 2 огнетушителя ОП-4, ОП-5 или 2 огнетушителя

ОВП-10; лом – 1 шт; ведро – 1 шт; покрывало для изоляции очага возгорания – 1 шт; лопата штыковая – 1 шт; лопата совковая – 1 шт; ящик с песком 0,5 куб. метра – 1 шт.

5.5 Вывод по разделу

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека при работе на роторной площадке. Фактические значения выявленных вредных и опасных факторов не превышают нормативных значений. Согласно классификации помещений по ПУЭ, основное рабочее место – роторная площадка, относится к помещениям особой опасности, т.к. из-за возможных разливов бурового раствора при спуско-подъемных операциях на ней находится большое количество влаги. Персонал буровой установки должен иметь III группу по электробезопасности, т.к. он осуществляет эксплуатацию технического оборудования до 1000В. Категорию тяжести труда бурильщика и помощников бурильщика относится к категории Пб за счет необходимости вручную перемещать различное оборудование в пределах роторной площадки. Буровая установка по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории АН – повышенная взрывопожароопасность. Строящаяся скважина относится к объектам, оказывающих умеренное негативное воздействие на окружающую среду, к объектам II категории, поскольку на ней еще не осуществляется добыча углеводородов.

Категорию тяжести труда бурильщика и помощников бурильщика относится к категории Пб за счет необходимости вручную перемещать различное оборудование в пределах роторной площадки. Буровая установка по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории АН – повышенная взрывопожароопасность. Строящаяся скважина относится к объектам, оказывающих умеренное негативное воздействие на окружающую

среду, к объектам II категории, поскольку на ней еще не осуществляется добыча углеводородов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно техническому заданию были спроектированы в технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3240 м на нефтяном месторождении.

Для минимизации возможных осложнений и повышения безопасности в процессе бурения была спроектирована конструкция скважины, состоящая из направления, кондуктора, технической и эксплуатационной колонн.

За счет низкой твердости и абразивности горных пород разреза для непосредственного углубления были выбраны шарошечное долото под интервал направления и долота типа PDC под остальные интервалы. Также механические свойства горных пород оказали влияние на выбор параметров режима бурения, которые выбирались исходя из условия достижения максимальной механической скорости. При высокой скорости бурения необходима качественная очистка ствола скважины, которая обеспечивается промывкой скважины. Была разработана соответствующая гидравлическая программа промывки, в которой определены режимы работы буровых насосов, а именно диаметр цилиндрических втулок и частота двойных ходов для каждого интервала.

Также в программе «Бурсофтпроект» был произведен расчет бурильных колонн на прочность и усталость, подобрана группа прочности труб, обеспечивающая безопасное и безаварийное бурение.

По расчету обсадных колонн на прочность были получены толщины стенок и группа прочности труб под каждый интервал. Выбранные трубы удовлетворяют коэффициентам запаса на внутреннее и наружное избыточные давления, а также на страгивание в резьбовом соединении. Для эксплуатационной колонны была разработана схема обвязки цементировочной техники, рассчитано количество цементосмесительных машин.

Для обвязки устья скважины выбрана клиньевая колонная головка ОКК2-35-146x245x324 К1 ХЛ, в которой обвязываются кондуктор, техническая

и эксплуатационная колонны. В процесс бурения на колонную головку монтируется противовыбросовое оборудование по схеме ОПб 350/80х35, необходимость которого обусловлена высоким пластовым давлением в продуктивных пластах. После завершения процесса бурения противовыбросовое оборудование демонтируется и на его место устанавливается фонтанная арматура по схеме АФ1-80/65х35.

Поскольку скважина относится к разведочным, т.е. кустовое бурение не предполагается, была выбрана буровая установка ЗД-86. Ее технические характеристики полностью удовлетворяют потребностям по грузоподъемности установки при бурении и креплении скважины.

При разработке специального вопроса были проанализированы существующие способы предупреждения загрязнения продуктивных пластов. Существуют способы, основанные на выборе соответствующей техники и технологии бурения, например, техники и технологии для бурения на депрессии, а также большую группу представляют специализированные буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов. Каждый из этих методов обеспечивает снижение степени загрязнения пластов, но имеет разную стоимость. Таким образом, под скважину необходимо подбирать свой индивидуальный способ, который будет экономически целесообразным именно при бурении этой скважины.

По результатам формирования разделов социальной ответственности можно отметить, что результаты выполнения выпускной квалификационной работы соответствуют требованиям производственной и экологической безопасности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Самохвалов М.А. Заканчивание скважин. методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03. 01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») / М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 92 с.

2. Епихин А.В. 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») / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 152 с.

3. Ковалев А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание / А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.

4. Крюгер Р.Ф. Обзор проблемы загрязнения продуктивного пласта и продуктивности скважин / Р.Ф. Крюгер // Journal of Petroleum Technology – 1986. – №2. – С. 131-152.

5. Крылов, В. И. Загрязнение и очистка продуктивных пластов в процессе строительства скважин / В. И. Крылов, В. В. Крецул // Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России : материалы 7-й Всероссийской научно-технической конференции, москва, 29-30 января 2007 года. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2007. – С. 121.

6. Защита продуктивных пластов от загрязнения / Х. Акчурина, В. Ипполитов, С. Соломенников [и др.] // Бурение и нефть. – 2006. – № 1. – С. 26-27.

7. / Маккиннон И. Системы бурения с пониженным давлением бурового раствора (на депрессии) / И. Маккиннон, М. Майоров. – М.: 2005. – 60 с.

8. Оперативное определение эквивалентной циркуляционной плотности бурового раствора / Е.В. Русских, Э.М. Ташкалов, А.Л. Петренко [и др.] – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2018. – № 21 (207). – С. 76-85.

9. Асадчев А.С. Технология бурения нефтяных и газовых скважин / А.С. Асадчев. – Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2016. – 120 с.

10. Николаев Н.И. Буровые промывочные жидкости: Учеб. пособие / Н.И. Николаев, Ю.А. Нифонтов, П.А. Блинов // Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет). СПб, 2002. – 102 с.

11. Овчинников В.П. Буровые промывочные жидкости: Учеб. пособие для вузов / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2008. – 309 с.

12. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 11.05.2022).

13. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 11.05.2022).

14. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87).

15. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.

16. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.

17. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.

18. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года «О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1».

19. Индексы изменения сметной стоимости строительного-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/ (дата обращения: 11.05.2022).

20. Письмо Госстроя СССР от 06.09.90 п 14-д "Об индексах изменения стоимости строительного-монтажных работ и прочих работ и затрат в строительстве" [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://zakonbase.ru/content/base/45148> (дата обращения: 11.05.2022).

21. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ.

22. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001).

23. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 г. №163 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда лиц моложе восемнадцати лет».

24. Федеральный закон «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» от 17.12.2001 № 173-ФЗ.

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

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

27. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

28. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.

29. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

30. Санитарные нормы и правила по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий N 785-693 от 30 апреля 1969 г.

31. ГОСТ EN 13819-2-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Акустические методы испытаний.

32. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.

33. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

34. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

35. СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.

36. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.

37. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

38. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.

39. ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности.

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

41. ГОСТ Р 57446-2017 Наилучшие доступные технологии. Рекультивация нарушенных земель и земельных участков. Восстановление биологического разнообразия.

42. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.

43. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Приложение А Горно-геологические условия бурения скважины

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

Интервал залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавер- нозности в интервале
				угол		
глубина		название	индекс	град.	мин.	
верх	низ			град.	мин.	
0	50	четвертичные отложения	Q – N1	-	-	1,30
50	120	туртасская свита	P3 tr	-	-	1,20
120	180	новомихайловская свита	P3 nm	-	-	1,20
180	270	атлымская свита	P3 at	-	-	1,20
270	450	тавдинская свита	P3-2 tv	-	-	1,20
450	670	люлинворская свита	P2 ll	-	-	1,20
670	810	талицкая свита	P1 tl	-	-	1,20
810	875	ганькинская свита	P1-K2 gn	-	30	1,20
875	1060	березовская свита	K2 br	-	30	1,10
1060	1097	кузнецовская свита	K2 kz	-	30	1,10
1097	1380	уватская свита (кровля - отражающий горизонт Г)	K2 uv	-	30	1,10
1380	1670	ханты-мансийская свита	K2-1 hm	-	30	1,10
1670	1970	викуловская свита (кровля - отражающий горизонт м')	K1 vk	1	00	1,10
1970	2020	кошайская свита	K1 csh	1	00	1,10
2020	2777	фроловская свита АС1-9 (кровля - отражающий горизонт м)	K1 fr	1	00	1,10
2777	2800	баженовская свита Ю0 (кровля - отражающий горизонт Б)	K1-J3 bg	1	00	1,10
2800	2820	абалакская свита Ю1	J3-2 ab	1	30	1,10
2820	3140	тюменская свита Ю2-9	J2 tm	1	30	1,05
3140	3210	горелая свита Ю10	J2-J1 gr	1	30	1,05
3210	3270	кора выветривания + палеозой (кровля - отражающий горизонт А)	К.В.-Pz	1	30	1,05

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q – N1	0	50	Пески, супеси, суглинки, алевриты и глины
P3 tr	50	120	Алевролиты глинистые, алевриты, с подчиненными прослоями диатомитов, глины алевритовые, подчиненные прослой песков
P3 nm	120	180	Глины алевритистые, коричневато-серые, алевриты, пески мелкозернистые
P3 at	180	270	Пески кварцево-полевошпатовые, кварцевые, с прослоями глин, алевритов.
P3-2 tv	270	450	Глины зеленые и зеленовато-серые, листоватистые, алевритистые с пропластками алевритов и линзочками бурых углей. Единичные фораминиферы и радиолярии. Комплекс спор и пыльцы
P2 II	450	670	Глины алевритистые, морские, диатомовые, опоковидные. Охарактеризована комплексами диатомовых водорослей. Диатомиты светло-серые, белые, легкие. Фораминиферы, комплексы радиолярий, комплекс спор и пыльцы. Глины опоковидные и опоки с прослойками глауконитовых песчаников.
P1 tl	670	810	Глины темно-серые, бурые, алевритовые, с прослоями тонкозернистых песчаников и алевролитов. Фораминиферы, остатки моллюсков, радиолярии, диатомовые водоросли, силикофлагеллаты. Глины темно-серые, алевритистые, местами опоковидные.
P1-K2 gn	810	875	Глины зеленовато-серые, известковистые, местами листоватые, с включениями пирита, иногда глауконита.
K2 br	875	1060	Глины серые, зеленовато-серые, темно-серые, слабоалевритистые, с редкими прослоями опоковидных глин и опок, с конкрециями пирита. Комплексы фораминифер и радиолярий. Фауна, споро-пыльцевые комплексы
K2 kz	1060	1097	Глины серые, зеленовато-серые, участками глауконитовые. Встречаются остатки водорослей, раковин-двустворок и чешуи рыб.
K2 uv	1097	1380	Алевриты серые и светло-серые, с прослоями глин, песков, песчаников и известняков. Обугленные и ожелезненные растительные остатки, углистый детрит, янтарь. Редкие фораминиферы.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4
K2-1 hm	1380	1670	Глины серые и темно-серые, с прослоями алевролитов и алевролитов, с намывами растительного детрита и чешуек слюды на поверхностях наслоения, остатки раковин-двустворок и редкие прослой известняков.
K1 vk	1670	1970	Песчаники и алевролиты слабосцементированные, с прослоями алевролитовых глин. много углистого детрита. Пески и песчаники серые и светло-серые, алевролиты и алевролиты, с прослоями и многочисленными гнездами темно-серых глин. много обугленного растительного детрита на поверхностях наслоения. Изредка прослой известняков и известковых мергелей.
K1 csh	1970	2020	Глины серые, темно-серые, с прослоями светло-серых алевролитов и глинистых известняков. Характерен растительный детрит.
K1 fr	2020	2777	Ритмичное чередование песчано-алевролитовых пластов с пачками глин уплотненных, темно-серых, алевролитовых. Встречаются прослой глинистых известняков. На поверхностях наслоения много обугленного растительного детрита. Глины темно-серые, реже серые, тонкоотмученные, с прослоями алевролитов и мелкозернистых песчаников.
K1-J3 bg	2777	2800	Аргиллиты плитчатые, прослоями битуминозные, со стяжениями пирита и отпечатками морской фауны.
J3-2 ab	2800	2820	Аргиллиты с включениями пирита, глауконита
J2 tm	2820	3140	Грубое и более тонкое переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов, с некоторым преобладанием последних. Редкие прослой углей.
J2-J1 gr	3140	3210	Битуминозные аргиллиты темно-серые до черных, с остатками углистого детрита. Песчаники, гравелиты, конгломераты серые, светло-серые, буровато-серые, с редкими прослоями алевролитов и аргиллитов.
К.В.-Pz	3210	3270	Аргиллиты темно-серые со сферолитами сидерита. Песчано-гравийные породы. Породы коры выветривания. Известняки, доломиты, углистые и кремнистые сланцы, мергели.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, Д	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, МПа	Коэффициент пластичности	Категория абразивности	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q – N1	0	50	Пески Суглинки	1900 2000	35 10	0,6 -	7 60	1-2 -	-	1,1 – 4,5	I – II	М
P3 tr – P1 tl	50	810	Песчаники Алевролиты Глины	1900 2000 2200	35 25 10	0,5 0,05 0,001	10 30 90	2 2,2 2,2	-	1,1 – 4,5	II	М, мС
P1-K2 gn – K2 uv	810	1380	Глины Алевролиты Песчаники	2200 2100 2300	15-25 20-35 8	0,005 0,05 До 1,0	90 20 7	2 3 2	-	1,1 – 6	II – IV	мС
K2-1 hm – K1-J3 bg	1380	2777	Алевролиты Песчаники Пески	2100 2400 2300	До 18 До 25 20	0,01 до 1 0,5	25 10 5	3 2 2	-	1,1 – 4,5	II – IV	мС
K1-J3 bg	2777	2800	Аргиллиты	2600	2	непрониц.	95	До 5	-	1,1 – 4,5	III	С
J3-2 ab	2800	2820	Аргиллиты	2600	2,5	До 1	97	5	-	1,1 – 4,5	III	С
J2 tm	2820	3140	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	2600 2200 2200	15 До 15	непрониц. 0,05 До 1	100 20 10	7 3 4	-	1,1 – 4,5	IV-VIII	С

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
J2-J1 gr	3140	3210	Аргиллиты Песчаники	2600 2300	- До 13	непрониц. До 1	100 10	4 4	-	1,1 – 4,5	VI – VIII	С
К.В.-Pz	3210	3270	Глины Песчаники Алевриты	2300 2200 2300	5 20-25 10-15	0,001 0,05-0,2 0,03	90 5 13	1-2 1-2 3-5	-	1,1 – 4,5	VII – VIII	С

Таблица А.4 – Нефтегазоносность (характеристика вскрываемых пластов)

Индекс пласта	Интервал, м		Тип флюида	Плотность, кг/м ³	Относительная плотность газа по воздуху	Подвижность, Да / сПз	Содержание серы / парафина, %	Дебит, т/сут.	Тпл, °С	Газовый фактор, м ³ /т	Пластовое давление, МПа	Коэффициент аномальности пластового давления	Давление насыщения нефти газом, МПа
	от (верх)	до (низ)											
АС7	2398	2452	нефть	809	-	до 1,15	0,48/2,30	-	86	33	24,0	1,02	7,8
ЮС2	2820	2845	нефть	759	-	до 1,5	0,63/1,8	-	108	104	34,6	1,25	-
ЮС4	2860	2890	нефть	759	-	до 0,7	0,46/1,3	-	111	104	35,1	1,25	6,34
ЮС10	3180	3210	нефть	670	-	до 12,5	0,09/1,2	70	120	188	38,5	1,25	17,3

Таблица А.5 – Водоносность

Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Дебит, м ³ /сут	Тип воды по составу	Минерализация общая, г/л	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
от (верх)	до (низ)						
Палеоген-четвертичный водоносный комплекс							
0	280	поровый	1000	до 400	Хлоридно-натриевый	0,1-0,35	да
Альб-сеноманский водоносный комплекс							
1120	1620	поровый	1005	до 100	Хлоридно-кальциевый	6,5-11,4	нет
Аптский водоносный комплекс							
1680	1980	поровый	1007	до 200	Хлоридно-натриевый, гидрокарбонатно-натриевый	7,2-14,5	нет
Неокомский водоносный комплекс							
2090	2200	поровый	1007	до 200	Хлоридно-кальциевый	9,7-12,3	нет
Юрский водоносный комплекс							
2990	3100	поровый	1004	до 100	Гидрокарбонатно-натриевый	7,3-15,0	нет

Таблица А.6 – Давление и температура по разрезу скважины

Интервал, м		Градиенты				Температура в конце интервала, °С
от	до	Пластового давления, МПа/м	Давления гидроразрыва, МПа/м	Порового давления МПа/м	Горного давления МПа/м	
0	50	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	6
50	120	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	7
120	180	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	9
180	270	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	12
270	450	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	18
450	670	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	27
670	810	0,0100	0,0165	0,0100	0,0220	35
810	875	0,0100	0,0165	0,0100	0,0220	38
875	1060	0,0100	0,0165	0,0100	0,0226	47
1060	1097	0,0100	0,0165	0,0100	0,0226	49
1097	1380	0,0100	0,0165	0,0100	0,0228	55
1380	1670	0,0100	0,0165	0,0100	0,0232	64
1670	1970	0,0102	0,0168	0,0100	0,0232	75
1970	2020	0,0102	0,0168	0,0100	0,0234	76
2020	2777	0,0102	0,0168	0,0100	0,0237	86
2777	2800	0,0130	0,0168	0,0130	0,0238	108
2800	2820	0,0125	0,0182	0,0125	0,0239	108
2820	3140	0,0125	0,0182	0,0125	0,0241	118
3140	3210	0,0125	0,0182	0,0125	0,0242	120
3210	3270	0,0125	0,0182	0,0125	0,0242	120

Таблица А.7 – Возможные осложнения

Интервал, м		Вид, характеристика осложнения
от (верх)	до (низ)	
0	30	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости.
30	880	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости. Водопроявления. Возможны посадки и заклинки кондуктора, сальникообразования.
880	2750	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости, сужение ствола скважины и сальникообразования. Нефтепроявления ($K_a = 1,00-1,02$).
2750	3270	Газонефтепроявления ($K_a = 1,25-1,30$). Разжижение раствора. Поглощения бурового раствора. Возможность интенсивных поглощений ,бурового раствора при попадании в трещиноватую зону доюрских отложений (Pz).

Приложение Б Технологическая часть проекта

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-60 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	60	490,0 (19 19/64) GRD213	295,7	0,55
		КЛС 490 мС	515	1,64
		Переводник м-171/161	61	0,538
		УБТС2-203	3852	18
		Переводник П-161/163	90	0,53
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-163/162	87	0,521
		ПК-127х9,19 Е	1182	38
Σ			6125	60

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60-930 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
60	930	БИТ 393,7 В 419 ТСР	130	0,45
		КЛС 390 мС	261	0,85
		Переводник П-171/152	60	0,517
		ДРУ-240РС	2350	8,487
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		КЛС 390 мС	261	0,85
		Переводник П-171/161	87	0,521
		УБТС2-203	3852	18
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	2808	18
		ПК-127х9,19 Е	27503,35	881
Σ			34571,35	930

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (930-1900 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
930	1900	БИТ 295,3 ВТ 613	85	0,4
		К 295 С	158	0,67
		ДРУ-240РС	2350	8,487
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-171/152	87	0,521
		К 295 С	158	0,67
		Переводник П-152/161	87	0,521
		УБТС2-203	5136	24
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	2808	18
		ПК-127х9,19 Е	57612,11	1845
Σ			65861	1900

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1900-3240 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
1900	3240	БИТ 190,5 ВТ 513	28	0,35
		2-КС190 СТ	67	0,55
		ДГР-165.7/8.49	1015	8,652
		Переливной клапан ПК-165РС	103	0,84
		Обратный клапан КОБ 165РС	98	0,93
		Переводник П-122/133	60	0,517
		УБТС2-165	8160	60
		Переводник П-133/122	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	98894	3168
Σ			108488	3240

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (2398-2452 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2398	2452	БИТ 190,5/100 В 913	22	0,165
		СК1-178/100 "LONG".У	2130	24
		Переводник П-133/147	40	0,5
		УБТС2-178	4680	30
		ПК-127х9,19 Е	74845	2397
Σ			81717	2452

Таблица Б.6 – КНБК для отбора керн (2820-2845 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2820	2845	БИТ 190,5/100 В 913	22	0,165
		КИ 7.1. 172/100	1680	24
		Переводник П-122/133	40	0,5
		УБТС2-165	4080	30
		Переводник П-133/122	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	87098	2790
Σ			92983	2845

Таблица Б.7 – КНБК для отбора керн (2860-2890 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2860	2890	БИТ 190,5/100 В 913	22	0,165
		КИ 7.1. 172/100	1680	24
		Переводник П-122/133	40	0,5
		УБТС2-165	4080	30
		Переводник П-133/122	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	88503	2835
Σ			94388	2890

Таблица Б.8 – КНБК для отбора керн (3180-3210 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3180	3210	БИТ 190,5/100 В 913	22	0,165
		КИ 7.1. 172/100	1680	24
		Переводник П-122/133	40	0,5
		УБТС2-165	4080	30
		Переводник П-133/122	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	98493	3155
Σ			104378	3210

Таблица Б.9 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	80
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1
Понижитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1
Утяжелитель	Регулирование плотности	218

Таблица Б.10 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1227
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

Таблица Б.11 – Компонентный состав ингибирующего раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	35
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	8
Высоковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	2
Ингибитор	Предотвращение набухания глин	50
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,2
Утяжелители	Регулирование плотности, кольматация каналов	76,56 (кондуктор), 64,84 (тех. колонна)

Таблица Б.12 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1186 (кондуктор), 1177 (тех. колонна)
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
pH	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица Б.13 – Компонентный состав биополимерного раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,5
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	18
Регулирование плотности, ингибирование поровых каналов продуктивного пласта (соль)	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	60
Закупоривающие материалы, кольматанты (разного фракционного состава)	Регулирование плотности, кольматация каналов	50
Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,5
Пеногасители	Предотвращение пенообразования	3
Утяжелители	Регулирование плотности	516,43

Таблица Б.14 – Технологические свойства биополимерного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1446
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
pH	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица Б.15 – Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

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	60	60	490	-	1,3	14,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил}=0,13$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{ном}=8,3$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{сно}=0,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=59,7$
Общая потребность бурового раствора на интервале						$V_{бр}=68,4$
Объем раствора к приготовлению						$V_3=68,4$
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					
60	930	870	393,7	406	1,2	134,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил}=1,75$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{ном}=75,5$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{сно}=3,6$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=179,9$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр}=260,8$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=374,7$
Техн. 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					
930	1900	970	295,3	303,9	1,11	141,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил}=0,13$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{ном}=45,3$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{сно}=5,7$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=287,4$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр}=338,5$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=342,7$
Экспл. 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					
1900	3250	1350	146,1	224,5	1,09	117,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил}=0,48$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{ном}=21,9$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{сно}=9,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=239,3$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр}=270,9$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=351,5$

Таблица Б.16 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Тех. колонна		Эксплуатационная колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	25	68,4	2,7	374,7	15,0	342,7	13,7	175,7	7,0	961,5	39
кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	68,4	2,7	374,7	15,0	342,7	13,7	351,5	14,1	1137,2	46
глина ПБМБ	Структурообразователь	1000	3417,9	3,4	13115,5	13,1	11993,1	12,0			28526,5	29
ФХЛС	Понизитель вязкости	25	68,4	2,7							68,4	3
барит	Утяжелитель	1000	14902,1	14,9	28689,5	28,7	22218,1	22,2	181502,7	181,5	247312,4	248
РАС HV	Высоковязкий понизитель фильтрации	25			749,5	30,0	685,3	27,4			1434,8	58
РАС LV	Низковязкий понизитель фильтрации	25			2997,8	119,9	2741,3	109,7			5739,1	230
Lubrital	Смазочная добавка	180			1498,9	8,3	1370,6	7,6			2869,6	16
Atren Cl	Ингибитор	170			18736,4	110,2	17133,1	100,8			35869,4	211
пеногаситель	Структурообразователь биополемерный	25			74,9	3,0	68,5	2,7	1054,4	42,2	1197,8	48
Хлорид калия	Ингибитор	1000							21087,2	21,1	21087,2	22
Duovis	Структурообразователь	25							1230,1	49,2	1230,1	50
КМК	Понизитель фильтрации	25							6326,2	253,0	6326,2	254
Бактерицид	Бактерицид	25							175,7	7,0	175,7	8
Мел	Кольматант	1000							17572,7	17,6	17572,7	18

Приложение В Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Таблица В.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, час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под направление	490,0 (19 19/64) GRD213	0	60	600	0,025	60	0,10	1,5	0,13	1,63
Промывка (ЕНВ)										0,20
Наращивание (ЕНВ)										1,00
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										11,80
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										15,99
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,80
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										16,89
Бурение под кондуктор	БИТ 393,7 В 419 ТСП	60	930	3500	0,029	870	0,25	24,85714286	2,36	27,22
Промывка (ЕНВ)										0,80
Наращивание (ЕНВ)										12,00
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22
Крепление (ЕНВ)										40,49
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										85,53
Ремонтные работы (ЕНВ)										4,28
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										90,31
Бурение под техническую колонну	БИТ 295,3 ВТ 613	930	1900	5000	0,033	970	0,19	32,3	5,98	38,31
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,85

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Наращивание (ЕНВ)										13,50
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,40
Крепление (ЕНВ)										47,17
ГТИ (ЕНВ)										6,90
Шаблонировка после ГТИ										1,80
Смена обтираторов (ЕНВ)										4,17
Итого:										117,40
Ремонтные работы (ЕНВ)										5,87
Смена вахт (ЕНВ)										1,00
Итого:										124,27
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 ВТ 513	1900	2398	3200	0,04	498	0,16	19,92	9,04	28,96
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 913	2398	2452	400	0,2	54	0,14	10,8	37,28	48,08
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 ВТ 513	2452	2820	3200	0,04	368	0,12	14,72	10,79	25,51
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 914	2820	2845	400	0,2	25	0,06	5	21,86	26,86
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 ВТ 514	2845	2860	3200	0,04	15	0,00	0,6	11,07	11,67
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 915	2860	2890	400	0,2	30	0,08	6	11,21	17,21
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 ВТ 515	2890	3180	3200	0,04	290	0,09	11,6	12,29	23,89
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 916	3180	3210	400	0,2	30	0,08	6	24,86	30,86
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 ВТ 516	3210	3240	3200	0,04	30	0,01	1,2	12,57	13,77
Промывка (регламент/ЕНВ)										1,26
Наращивание (ЕНВ)										18,50
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										56,84
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										12,67
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Итого:										361,26
Ремонтные работы (ЕНВ)										28,90
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										396,84
Итого по колоннам:										628,31

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ТК		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6								
Социальные отчисления, 30%				157,0								
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,2	29,3	2,1	286,8	3,2	444,0	14,2	1957,6
Социальные отчисления, 30%						8,9		87,2		135,0		595,1
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4								
Социальные отчисления, 30%				14,1								
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,2	3,1	2,1	29,9	3,2	46,3	14,2	204,0
Социальные отчисления, 30%						0,9		9,1		14,1		62,0
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011	0,2	53,7	2,1	524,8	3,2	812,3	14,2	3582,1
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732	0,2	304,1	2,1	2974,3	3,2	4603,7	14,2	20300,3
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			2,1	466,2	3,2	721,6	12,7	2851,3
Прокат ВЗД	сут	103,6					2,1	215,0	3,2	332,8	12,7	1315,2
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	2,1	18,5	3,2	28,6	14,2	126,1
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	2,1	15,6	3,2	24,2	14,2	106,8
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	2,1	310,3	3,2	480,2	14,2	2117,6

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,2	7,2	2,1	70,4	3,2	109,0	14,2	480,5
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,2	21,3	2,1	208,4	3,2	322,5	14,2	1422,3
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	2,1	11,5	3,2	17,8	14,2	78,3
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,2	35,9	2,1	351,4	3,2	543,9	14,2	2398,2
Каустическая сода	т	140,3			0,1	9,6	0,4	52,6	0,3	48,1	0,2	24,7
Глина ПБМБ	т	284,6			3,4	972,7	13,1	3732,7	12,0	3413,2		
Кальцинированная сода	т	124,8			0,1	8,5	0,4	46,8	0,3	42,8	0,4	43,9
РАС-NV	т	738,7					0,7	553,7	0,7	506,2		
РАС-LV	т	681,6					3,0	2043,3	2,7	1868,5		
Lubrital	т	472,9					1,5	708,8	1,4	648,2		
Atren Cl	т	99,7					18,7	1868,0	17,1	1708,2		
пеногаситель	т	954,7					0,1	71,5	0,1	65,4	1,1	1006,6
Хлорид калия	т	304,8									21,1	6427,4
Duovis	т	1249,7									1,2	1537,3
КМК	т	582,4									6,3	3684,4
Бактерицид	т	791,5									0,2	139,1
Мел	т	127,9									17,6	2247,5
ФХЛС	т	247,1			0,1	16,9						
Барит	т	76,1			14,9	1134,0	28,7	2183,3	22,2	1690,8	181,5	13812
Итого затрат зависящих от времени, руб				8749,8		2652,5		16839,9		18627,2		66520,7
Затраты, зависящие от объема работ												
490,0 (19 19/64) GRD213	шт	1985,7			0,1	198,6						
БИТ 393,7 В 419 ТСП	шт	1522,0					0,2	378,3				
БИТ 295,3 ВТ 613	шт	4458,6							0,2	865,0		
БИТ 190,5 ВТ 513	шт	5254,6									0,38	1972,1
БИТ 190,5/100 В 913	шт	4463,0									0,35	1550,9
Калибратор КЛС 490 мС	шт	890,5			0,1	89,1						
Калибратор КЛС 390 м	шт	565,4					0,2	140,5				
Калибратор К 295 С	шт	415,5							0,2	80,6		
Калибратор 2-КС190 СТ	шт	290,3									0,38	108,9
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб				0,0		287,6		518,9		945,6		3631,9
Итого по колоннам, руб				8749,8		2940,1		17358,8		19572,8		70152,7
Всего по сметному расчету, руб								118774,1				

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затрат зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	63,5	1,7	217,9	2,0	253,8	2,4	305,9
Социальные отчисления, 30%				19,3		66,2		77,2		93,0
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	5,7	1,7	19,6	2,0	22,8	2,4	27,5
Социальные отчисления, 30%				1,7		6,0		6,9		8,4
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	3,7	1,7	12,7	2,0	14,8	2,4	17,9
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	124,3	1,7	426,6	2,0	496,9	2,4	598,9
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	704,5	1,7	2417,9	2,0	2816,3	2,4	3394,1
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	68,3	1,7	234,3	2,0	273,0	2,4	329,0
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,4	1,7	15,0	2,0	17,5	2,4	21,1
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	83,2	1,7	285,6	2,0	332,7	2,4	401,0
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	9,0	1,7	31,0	2,0	36,2	2,4	43,6
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	16,7	1,7	57,2	2,0	66,7	2,4	80,3
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	19,0	156,0	20,0	164,2
БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	шт	142,57	1,0	142,6						
БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	шт	74,77			1,0	74,8				
БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	шт	56,93					1,0	56,9		
БКМ-146 («Уралнефтемаш»)	шт	75,4							1,0	75,4
ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	шт	45,1	5,0	225,5						
ЦПЦ-324/393,7 («НефтьКам»)	шт	34,6			27,0	934,2				
ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	шт	19,4					53,0	1028,2		
ЦПЦ-146/216 («АльтТех»)	шт	16,5							93,0	1534,5
ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	шт	398,94	1,0	398,9						
ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	шт	113,1			1,0	113,1				
ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	шт	105					1,0	105,0		
ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	шт	99							1,0	99,0
ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	шт	126,4	1,0	126,4						
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	шт	59,15			1,0	59,2				
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	шт	30,12					1,0	30,1		
ПРП-Ц-В/Н-146 («Уралнефтемаш»)	шт	21,5							2,0	43,0
Головка цементировочная ГЦУ-426	шт	2845	1,0	2845,0						
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт	2550			1,0	2550,0				

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----

Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	2360					1,0	2360,0		
Головка цементировочная ГЦУ-146	шт	1828							1,0	1828,0
Итого затрат зависящих от времени, руб			4908,5		7669,2		8151,0		9064,6	
Затрат зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426х10 Д	м	37,21	60,0	2232,6						
Обсадные трубы 324х8,5 Д	м	28,53			930,0	26532,9				
Обсадные трубы 245х7,9 Д	м	24,1					1900,0	45790,0		
Обсадные трубы 146х9,5; 146х7,7 Д	м	17,8							3240,0	57672,0
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	75,8	8,4	636,7	10,4	788,3	10,9	829,3		
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4-6)-100	т	47,3			24,5	1158,9	29,1	1376,4	9,0	423,8
Портландцемент тампонажный ПЦТ-II-150	т	88,7							14,5	1281,7
Заливка колонны, тампонажный цех	гр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	5,0	730,0	6,3	919,7
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	54,8	329,3	5,8	34,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	1,5	54,6	0,3	10,9
Опресовка колонны, тампонажный цех,	гр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	гр/оп	80,6					1,0	80,6	1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	14,0	515,2	15,6	574,1
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	4,0	147,2	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					1,0	40,8	2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб			3449,3		29872,19		50352,73		61722,67	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			145396,8							
Всего по сметному расчету, руб			175190,1							

Таблица В.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	84 660	1 454 252,30
	Итого по главе 1	84 660	1 454 252,30
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	77 861	6 147 904,56
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	896 274,96
	Итого по главе 2	89 212	7 044 179,52
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	118 774	9 378 404,43
3.2	Крепление скважины	175 190	13 833 006,35
	Итого по главе 3	293 964	23 211 410,79
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	37 189	2 936 406,41
	Итого по главе 4	37 189	2 936 406,41
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	36 427	2 876 259,89
	Итого по главе 5	36 427	2 876 259,89
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	9 389	741 362,27
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	695	54 915,72
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 563 831,20
	Итого по главе 6	42 555	3 360 109,19
	ИТОГО прямых затрат	584 006	40 882 618,10
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	116 801	8 176 523,62
	Итого по главе 7	116 801	8 176 523,62
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	56 065	3 924 731,34
	Итого по главе 8	56 065	3 924 731,34
	ИТОГО по главам 1-8	756 872	52 983 873,06
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	185 434	12 981 048,90
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	33 302	2 331 290,41
9.3	Северные надбавки 2,98%	22 555	1 578 919,42
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	8 700 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	3 100 000,00
9.6	Транспортировка керна	-	45 000,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	48 000,00
9.8	Авиатранспорт	-	2 000 000,00
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	154 000,00
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 000,00
9.11	Перевозка вахт	-	185 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	38 000,00
	Итого прочих работ и затрат	241 291	32 031 258,73
	ИТОГО по гл 1-9	998 163	85 015 131,80

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 514	105 967,75
	Итого по главе 10	1 514	105 967,75
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	49 984	4 156 054,98
	Итого по главе 12	49 984	4 156 054,98
ИТОГО		1 049 660	89 277 154,52
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			89 277 154,52
НДС (20%)			17 855 430,90
ВСЕГО с учетом НДС			107 132 585,42

Приложение Г Социальная ответственность

Таблица Г.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на роторной площадке

Факторы	Нормативные документы
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	Санитарные нормы и правила по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий N 785-693 от 30 апреля 1969 г. ГОСТ EN 13819-2-2014 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Акустические методы испытаний ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация
Повышенный уровень вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	ГОСТ 12.1005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего	РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин
Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего	Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты	Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ГОСТ Р 12.3.050-2017 ССБТ. Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности