

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 2590 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2590)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Кубарев Максим Васильевич		11.06.2021

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ 18.03.21 Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврская работа

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Кубарев Максим Васильевич

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2590 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 76-62/с от 17.03.2021

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменской области).
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 буровой колонны, обоснование типов и компонентного состава

	<p>буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна);</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 • Комплекс технических средств для обеспечения оптимальных условий спуска обсадных колонн
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

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

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:

1. Горно-геологические условия бурения скважины

2. Технологическая часть проекта

3. Комплекс технических средств для обеспечения оптимальных условий спуска обсадных колонн

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5. Социальная ответственность

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Кубарев Максим Васильевич		18.03.2021

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

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

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

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2021	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
30.04.2021	2. Технологическая часть проекта	50
14.05.2021	3. Комплекс технических средств для обеспечения оптимальных условий спуска обсадных колонн	10
21.05.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
28.05.2021	5. Социальная ответственность	15
03.06.2021	6. Предварительная защита	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Кубарев Максим Васильевич

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Кубарев Максим Васильевич		18.03.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Кубарев Максим Васильевич

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

Тема ВКР:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2590 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: Разведочная вертикальная скважина глубиной 2590 метров на нефтяном месторождении. с использованием буровой установки БУ 2900/200 – ЭПК-БМ. Рабочая зона: зона стола ротора, зона работы верхового, блок приготвление БР, блок очистки БР, насосный блок, блок ПВО.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>ТК РФ Глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом»</p> <p>ТК РФ Глава 50 «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностях»</p> <p>ТК РФ Статья 301 «Режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом»</p> <p>ТК РФ Статья 96 «Работа в ночное время»</p> <p>ТК РФ Статья 109 «Специальные перерывы для обогрева и отдыха»</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны»</p> <p>СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение»</p> <p>ГОСТ ISO 9612-2016 «Измерения шума для оценки его воздействия на человека»</p>
---	--

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Кубарев Максим Васильевич		18.03.2021

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 92 страницы без учета приложений, 12 рисунков, 34 таблицы, 31 литературных источника, 10 приложения.

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

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2590 метров на нефтегазовом месторождении (Тюменская область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2590 м на месторождении Тюменской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

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

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

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ГТН – геолого-технический наряд;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ЦКОД – цементируемый клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЦН – пробка цементирующая нижняя;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементируемый агрегат.

Оглавление

Реферат	8
Определения, обозначения, сокращения	9
Введение.....	13
1 Горно-геологические условия бурения скважины	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	15
1.2 Характеристика нефтегазоводонности месторождения.....	15
1.3 Зоны возможных осложнений	15
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	19
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	20
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	20
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	20
2.3 Проектирование процессов углубления скважины	21
2.3.1 Выбор способа бурения.....	21
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	22
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	23
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	23
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	25
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	26
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	27
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	28
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 скважин	37

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	37
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 скважины	44
2.5 Выбор буровой установки.....	47
3 Комплекс технических средств для обеспечения оптимальных условий спуска обсадных колонн	49
3.1 Центраторы	49
3.1.1 Виды центраторов, область их применения.....	50
3.2 Центраторы-турбулизаторы.....	54
3.3 Колонный башмак.....	56
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	57
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	57
4.2 Линейный календарный график выполнения работ	66
4.3 Расчёт заработной платы и отчислений.....	67
4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины.....	76
4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	76
4.4.2 Расчет технико-экономических показателей.....	77
5 Социальная ответственность	80
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	80
5.2 Производственная безопасность.....	83
5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов.....	83
5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата.....	83
5.2.1.2 Превышение уровня шума	84
5.2.1.3 Повышенные уровни вибрации	85
5.2.1.4 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	85
5.2.1.5 Повреждения в результате контакта с живыми организмами.....	85
5.2.1.6 Отсутствие или недостаток естественного света рабочей зоны	86

5.2.1.7 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	86
5.3 Экологическая безопасность.....	87
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	88
Заключение	91
Список использованных источников	93
Приложение А	97
Приложение Б.....	101
Приложение В.....	102
Приложение Г	103
Приложение Д.....	104
Приложении Е	107
Приложение И	109
Приложение К.....	111
Приложение Л.....	123
Приложение М.....	124

Введение

При строительстве нефтяных и газовых скважин возникает ряд проблем, которые влияют на рентабельность строительства и разработки месторождения в целом, а также получения достоверных геологических данных месторождения и сроков выполнения строительства.

Анализ геологических условий позволяет составить полную картину о месторождении. Характеристика разреза скважины представлена, глинами, алевролитами, песчаниками, песками. В разрезе представлен один нефтяной пласт, который сложен поровым коллектором. Продуктивный горизонт – Наунакская свита выражена переслаиванием аргиллитов, алевролитов, и песчаников.

В интервале скважины от 0 до 320 м присутствует высокий коэффициент кавернозности (величина 1,3), данные о кавернозности помогают, более точно рассчитать объем тампонажного раствора необходимого для качественного цементирования, тем самым предупредить межпластовые перетоки, но кроме этого в процессе бурения можно столкнуться с рядом проблем, а именно: интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины, поглощение бурового раствора, прихватопасные зоны, нефтеводопроявления. Для избежания данных осложнений рекомендуется придерживаться проектных параметров, которые рассчитаны в данной работе.

Интервалов не совместимых по условию бурения не наблюдается. Интервал продуктивного пласта с нормальным пластовым давлением, максимальная температура на забое 96°C. Продуктивный пласт в интервале 22525-2570 метров представлен песчаниками, плотностью 2300 кг/м³, пористостью 25%, глинистостью 7-10%. Свободный дебит составляет 160м³/сут.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2590 метров на месторождении Тюменской области с учетом данных геологических условий.

В специальной части необходимо провести анализ по комплексу технических средств для обеспечения оптимальных условий спуска обсадных колонн

Таким образом, ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

1 Горно-геологические условия бурения скважины

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

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

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Разрез представлен 5 водоносными и 1 нефтеносным пластами. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2525-2570 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 160 м³/сут.

Характеристик нефтегазоводоносности по разрезу скважины представлена в таблице 2.

1.3 Зоны возможных осложнений

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

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

Таблица 1 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент				Температура
			пластового давления	порового давления	гидро-разрыва пород	горного давления	
	от	до	Величина, МПа/100м	Величина, МПа/100м	Величина, МПа/100м	Величина, МПа/10м	°С
Q– P ₁	0	320	1,00	1,00	2,00	2,20	12
K ₂	320	750	1,00	1,00	2,00	2,20	28
K ₂ – K ₁	750	1580	1,00	1,00	1,70	2,20	59
K ₁ – J ₃	1580	2525	1,00	1,00	1,65	2,20	94
J ₃	2525	2600	1,03	1,03	1,60	2,30	96

Таблица 2 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /т
от	до				
Водоносность					
0	320	поровый	1,0009	100-150	-
750	1580	поровый	1,01	500-800	-
1580	2515	поровый	1,01	50	-
2515	2600	поровый	1,013	10	-
2560	2570	поровый	1,023	10	-
Нефтеносность					
2525	2570	поровый	0,846	160	59

2 Технологическая часть проекта

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

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

2.2 Проектирование конструкции скважины

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

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

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

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

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

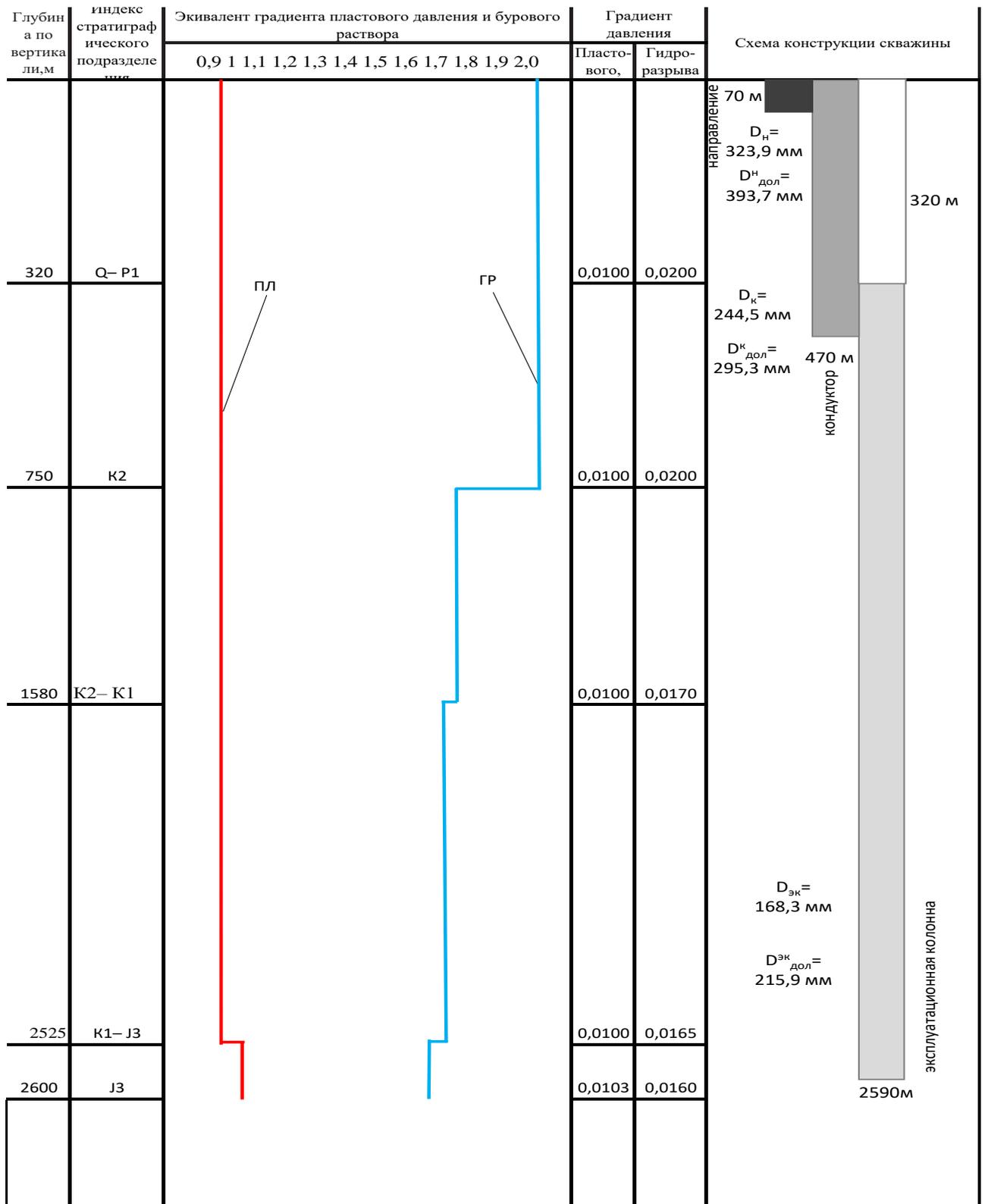


Рисунок 1 – График совмещенных давлений

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в скважине 60 м четвертичные отложения, выполним спуск обсадной колонны на глубину 70 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов, было принято решение спускать кондуктор на 470 м. Результаты расчёта глубины спуска кондуктора представлены в таблице 3.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы продуктивного пласта и учитывают еще 20 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2590 м.

Таблица 3. Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	Ю_1^{1-2}
Глубина кровли продуктивного пласта, м ($L_{кр}$)	2525
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,103
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{грп}$)	0,2
Плотность нефти, кг/см ³ (ρ_n)	846
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	260,075
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд\ min}$)	470
Требуемый запас	1,09
Принимаемая глубина, м	470

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Направление и кондуктор цементируется на всю глубину спуска, то есть на 70 и 470 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. С учётом перекрытия башмака интервал цементирования составляет 2270 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

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

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

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

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

Исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления выбираем:

ОКК1-21-168×245 К1 ХЛ;

ОП5-230/80×35.

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

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

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

2.3.1 Выбор способа бурения

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

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	70	Роторный
70	470	ВЗД
470	2590	ВЗД
2515	2580	Роторный (Отбор керна)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

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

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

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

Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Типы долото по интервалам бурения

Интервал		0-70	70-470	470-2590
Шифр долота		393,7 М-ЦГВ Глубур	БИТ 295,3 ВТ 619 УМ	БИТ 215,9 ВТ 613 УМ
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	МС	МС, С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-117
	API	-	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg
Длина, м		0,4	0,3	0,4
Масса, кг		161	35	24
G, тс	Рекомендуемая	7–24	2–10	2–10
	Максимальная	24	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	40–300	60–400	60–400
	Максимальная	300	400	400

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.

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

Таблица 6 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-70	70-470	470-2590
Исходные данные			
Порода	М	МС	МС, С
Д _д , см	39,37	29,53	21,59
G _{пред} , тс	24	10	10
Результаты проектирования			
G _{доп} , тс	19,2	8	8
G _{проект} , тс	3	6	7

где D_д – диаметр долота, см;

G_{пред} – предельная осевая нагрузка на долото, тс;

G_{доп} – дополнительная осевая нагрузка на долото, тс;

G_{проект} – проектируемая осевая нагрузка на долото, тс.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

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

Таблица 7 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал	0-70	70-470	470-2590
Исходные данные			
$V_{д}$, м/с	3,4	2	2
Порода	М	МС	МС, С
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953
	мм	393,7	295,3
Результаты проектирования			
n_1 , об/мин	165	129	177
$n_{стат}$, об/мин	40-60	100-180	140-200
$n_{проект}$, об/мин	60	140	180

где $V_{д}$ – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

$D_{д}$ – диаметр долота, мм;

n_1 – оптимальная линейная скорость на периферии долота, об/мин;

$n_{проект}$ – проектная линейная скорость на периферии долота, об/мин;

$n_{стат}$ – статистические значения частоты вращения в зависимости от типоразмера долот.

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

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

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

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

Таблица 8 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал, м	0-70	70-470	470-2590
Исходные данные			
Диаметр долота, м (D_d)	0,3937	0,2953	0,2159
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)	0,65	0,6	0,55
Коэффициент каверзости (K_k)	1,3	1,25	1,2
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,14	0,13
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	40	35	30
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127
Максимальный диаметр, м (d_{max})	0,0206	0,0175	0,0119
Число насадок (n)	3	5	5
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпмин}$)	0,5	0,5	1
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	1,12	1,12	1,03
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ (ρ_n)	2	2,2	2,35
Максимальная площадь кольцевого пространства, м ² (S_{max})	0,11	0,06	0,02
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	79	41	20
Q_2 , л/с	76	44	23
Q_3 , л/с	55	28	24
Q_4 , л/с	36	52	35
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с (ΔQ)	36-79	28-52	20-35
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с ($Q_{проект}$)	70	52	35

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

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор и эксплуатационную колонну принимается 52 и 35 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД, очистку ствола скважины и предотвращение прихватов.

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

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Для интервала бурения 70-470 метров под кондуктор выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240М.3/4.60, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала 470-2590 метров под эксплуатационную колонну выбирается винтовой забойный двигатель ДГР1-172.5/6.61, который позволяет бурить прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240М.3 /4.60	70-470	240	9,475	2044	35-64	138-282	13-20	130-460
ДГР1-172.5/6 .61	470-2590	172	8,629	1123	19-38	114-228	7,5-11,5	77-210

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

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

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

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

где $\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора, кг/м³;

L – глубина скважины по стволу, м;

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

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым;

P_{пл} – пластовое давление на забое обсадной колонны, Па.

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

- 1) Направление $\rho_{бр} = 1121,9 \text{ кг/м}^3$;
- 2) Кондуктор $\rho_{бр} = 1121,9 \text{ кг/м}^3$;
- 3) Эксплуатационная колонна $\rho_{бр} = 1103,0 \text{ кг/м}^3$.

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

Таблица 10 – Величина репрессии для интервалов

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

При бурении интервала под направление (0 – 70 м) в четвертичных отложениях возможны осыпи и обвалы горных пород, активное поступление выбуренной породы в буровой раствор, размыв устья скважины, поглощение, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. Учитывая все вышеперечисленное, целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа – бентонитовый раствор. Такой раствор в неустойчивых отложениях формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 11

Таблица 11 – Компонентный состав бентонитового раствора

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

Бурение глин в интервале под кондуктор (70 – 470 м) сопряжено с большими трудностями, так как глины могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола, а также в данном интервале возможно поглощение бурового раствора. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала следует применить полимер-глинистый буровой раствор. Полимер-глинистые буровые растворы характеризуются высокой гидрофильностью и псевдопластичностью – способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига. Такой раствор в неустойчивых отложениях сформирует стабилизирующую фильтрационную корку, а для предупреждения возможных поглощений и сальникообразований используется ПАЦ НВ и ПАВ. Компонентный состав полимер-глинистого раствора представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Компонентный полимер-глинистого раствора

Наименование	Класс	Назначение	Масса, кг
Каустическая сода	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	7-15
PAC NV	Высоковязкий понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3-0,5
drilling detergent	ПАВ	Противосальниковая добавка	1
Pac LV	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор, фильтрации, инкапсулятор	0,1-0,15
Лубрекс	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	98,08

При бурении в интервале под эксплуатационную колонну (0 – 2590 м) и интервале продуктивного пласта следует применить биополимерный буровой раствор, так как данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей (в качестве кольматанта используются минералы на основе карбоната кальция) эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %, что позволяет снижать затраты времени и средств на освоение скважины. Биополимерный раствор предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимый карбонат кальция. Компонентный состав биополимерного раствора представлен в таблице 13.

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

Таблица 13 – Компонентный состав биополимерного раствора

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

Таблица 14 – Технологические показатели растворов

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

Продолжение таблицы 14

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

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

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

Таблица 15 – Гидравлические показатели промывки

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² 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	70	Бурение	0,479	0,057	Периферийная	3	19,1	81	324,5
Под кондуктор									
70	470	Бурение	0,738	0,079	Периферийная	3	15	101,6	381,2
Под эксплуатационную колонну									
470	2590	Бурение	1,115	0,084	Периферийная	4	15	49,3	55,2
Керн									
2515	2580	Отбор керна	0,940	0,072	Периферийная	8	9,5	45,3	119,4

Таблица 16 – 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				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)	насадках долота	забойном двигателе					
0	70	Бурение	65,9	46,6	0	9,3	0,1	10
70	470	Бурение	180,7	70,8	71,8	27	1,2	10
470	2590	Бурение	139,4	15,8	48	51,7	13,9	10
2515	2580	Отбор керна	99,7	18,6	0	45,2	12,1	8,2

Таблица 17 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	70	Бурение	УНБТ-950	2	0,9	170	192,6	0,85	125	34,85	69,7
70	470	Бурение	УНБТ-950	2	0,9	160	220,5	0,85	110	26,93	53,86
470	2590	Бурение	УНБТ-950	1	0,9	170	192,6	0,85	125	34,85	34,85
2515	2580	Отбор керна	УНБТ-950	1	0,95	180	164,3	0,85	46	29,8	29,8

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2525 – 2570 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше или ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемый интервал отбора керна 2515 – 2580 м. Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением – У8-215,9/100 SCD-4С для получения более качественного отобранного материала. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен тем что интервал сложен горными породами средней твердости. В таблице 18 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

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

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		осевая нагрузка, т	частота вращения инструмента, об/мин	расход бурового раствора, л/сек
2515-2580	Снаряд УКР 172/100	5	40	20

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

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

Таблица 19 – Исходные данные

Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости	$\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/м}^3$
Плотность нефти	$\rho_{\text{н}} = 846 \text{ кг/м}^3$
Плотность буферной жидкости	$\rho_{\text{буф}} = 1030 \text{ кг/м}^3$
Плотность тампонажного раствора нормальной плотности	$\rho_{\text{тр н}} = 1840 \text{ кг/м}^3$
Плотность облегченного тампонажного раствора	$\rho_{\text{тр обл}} = 1400 \text{ кг/м}^3$
Глубина спуска	$H = 2590 \text{ м}$ - эксплуатационной колонны
	$H = 470 \text{ м}$ - кондуктора
Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора	$h_1 = 320 \text{ м}$
Высота тампонажного раствора нормальной плотности	$h_2 = 165 \text{ м}$ – для эксплуатационной колонны
	$h_2 = 100 \text{ м}$ – для кондуктора
Высота цементного стакана	$h_{\text{ст}} = 10 \text{ м}$

Расчет наружных избыточных давлений

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

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

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

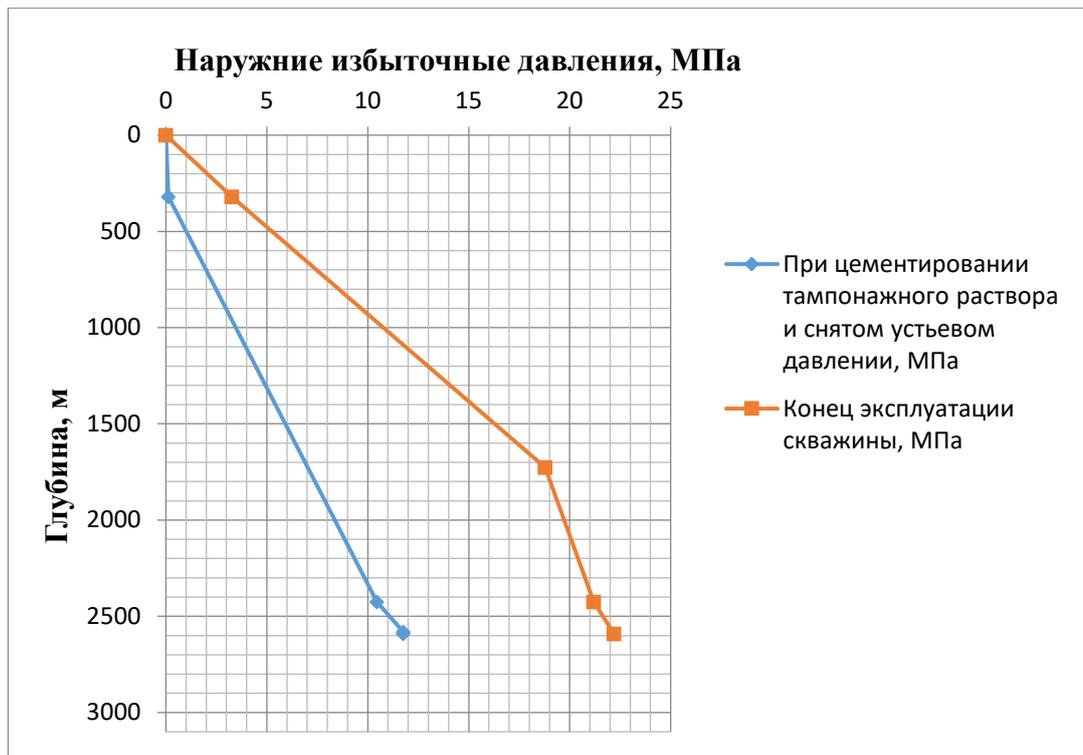


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

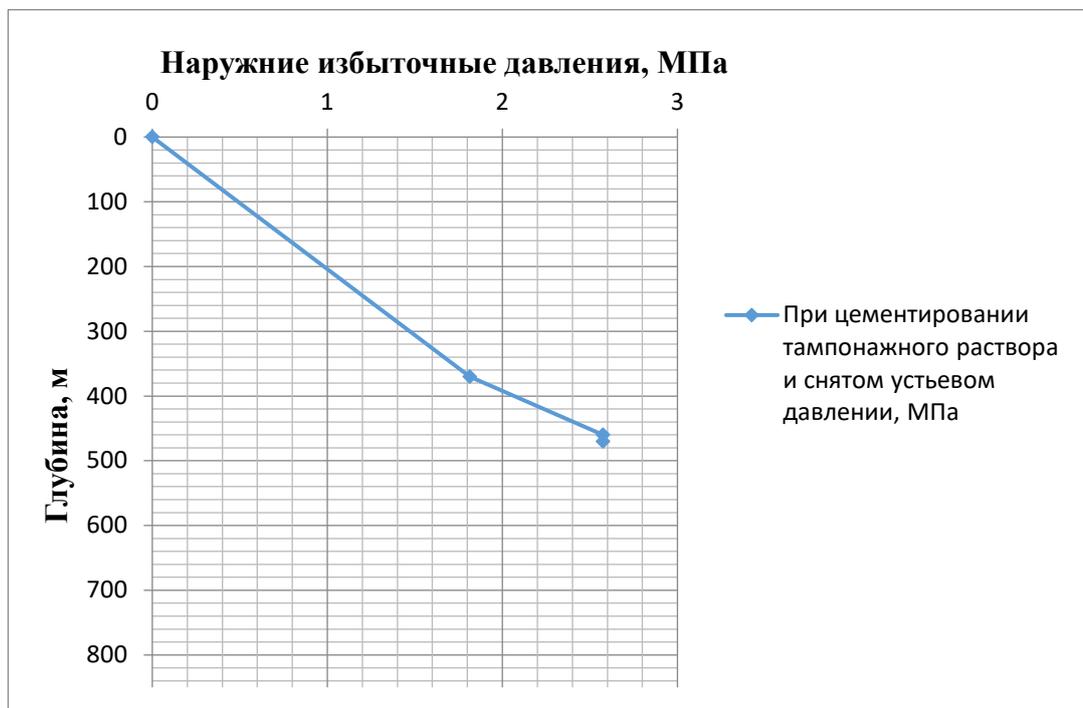


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Расчет внутренних избыточных давлений

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

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

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

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

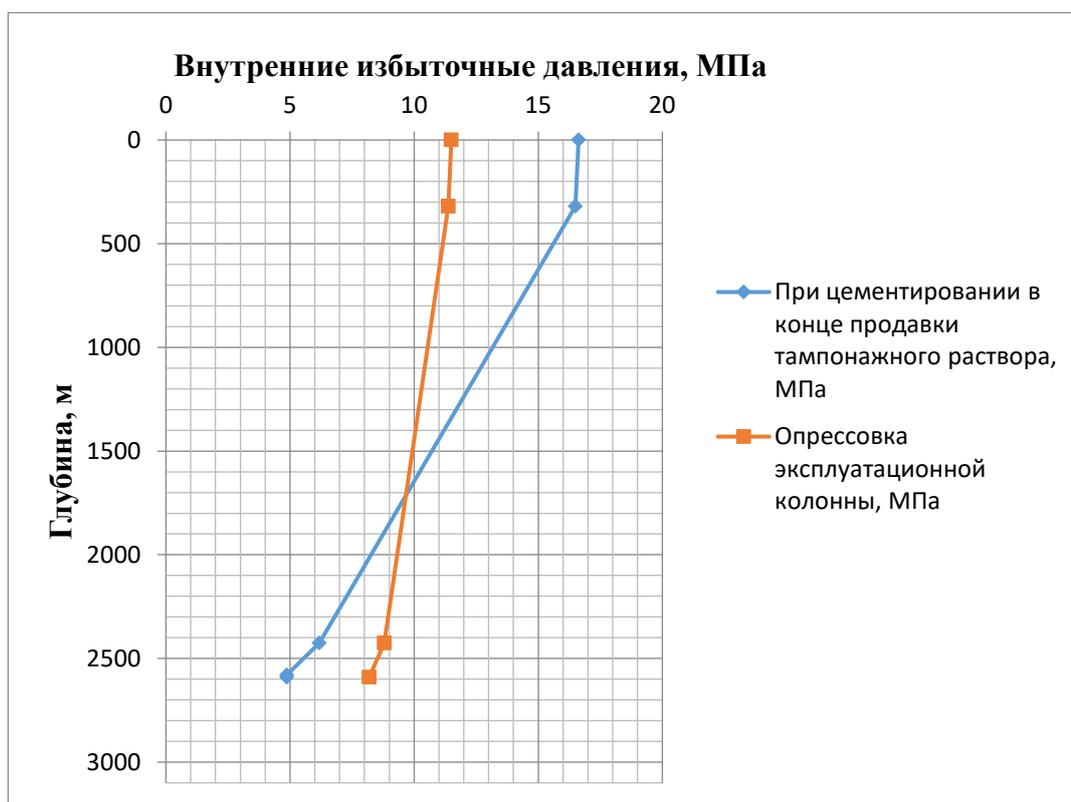


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ



Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

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

Таблица 20 – Характеристика обсадных колонн

№	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	70	68,52	4796,4	4796,4	0-70
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	470	48,13	22621,1	22621,1	0-470
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,9	115	36,09	4150,35	82286,1	2475-2590
2	ОТТМ	Д	8	2475	31,57	78135,75		0-2475

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

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

Таблица 21 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, условный диаметр колонны, мм	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх)	до (низ)		
Направление, 324	БКМ-324 «ЮНГМК»	70	70	1	1
	ЦКОД-324 «ЮНГМК»	60	60	1	1
	ЦЦ2-324/394 «ЮНГМК»	0	70	3	3
	ПРП-Ц-В 324 «Нефтемаш»	60	60	1	1
Кондуктор, 245	БКМ-245 «ЮНГМК»	470	470	1	1
	ЦКОД-245 «ЮНГМК»	460	460	1	1
	ЦЦ2 245/295 «ЮНГМК»	0	70	3	17
		70	470	14	
	ПРП-Ц-В 245 «Нефтемаш»	460	460	1	1
Эксплуатационная, 168	БКМ-168 «ЮНГМК»	2590	2590	1	1
	ЦКОДУ-168 «ЮНГМК»	2580	2580	1	1
	ЦПЦ 168/216 «ЮНГМК»	0	470	9	7
		470	2590	70	
	ЦТГ 168/216- «ЮНГМК»	2490	2590	8	8
	ПРП-Ц-Н-168	2580	2580	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

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

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

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

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

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

Подставляя значения в формулу производим сравнения давлений.

$$35,12 + 3,36 \leq 0,95 * 0,0159 * 2590$$

$$38,48 \leq 39,12$$

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

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

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

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	7,03	1,23	1030	1,23	МБП-СМ	132
		5,8	1030	5,8	МБП-МВ	87,5
Продавочная жидкость	48,34		1000	48,34	-	-
Облегченный тампонажный раствор	61,19		1400	51,98	ПЦТ-111-(4-6)-100	40120
					НТФ	18,85
Нормальной плотности тампонажный раствор	3,75		1840	2,5	ПЦТ-111-(4-6)-100	3090
					НТФ	1,45

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

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

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

Для цемента нормальной плотности: $m = 3,09/13 = 0,237$

Для облегченного цемента: $m = 40,1/10 = 4,1$

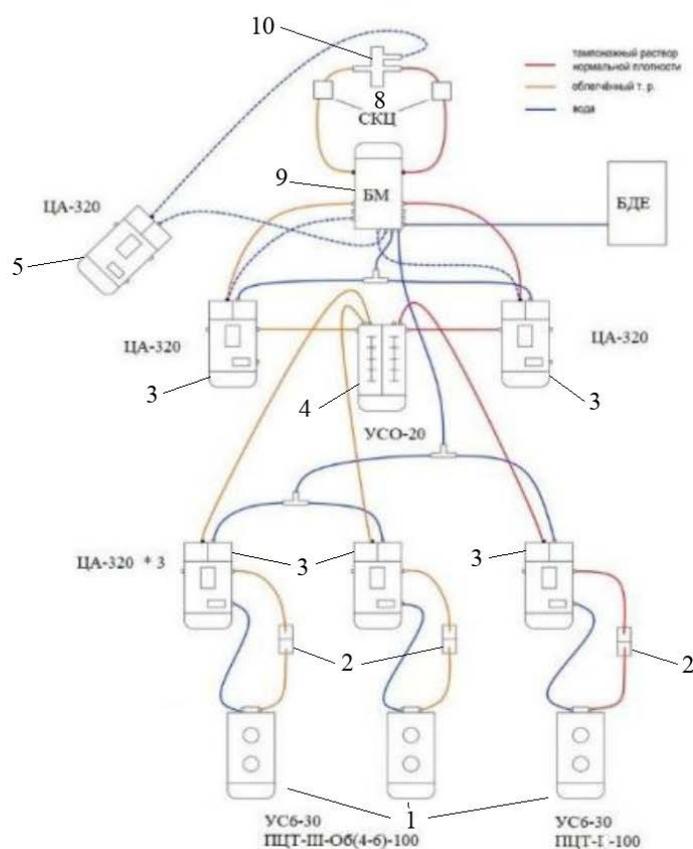


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

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

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

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

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

Выбор жидкости глушения

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

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

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

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 25500000}{9,8 \cdot 2547,5} = 1072,48 \text{ кг/м}^3 \quad (4)$$

где $P_{пл}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па, (25,5Мпа);

h – глубина испытываемого пласта, м. (2525-2570 м);

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

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины, умноженный на 2 по формуле:

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внЭК1} + V_{внЭК2}) = 2(2,04 + 45,09) = 94,3 \text{ м}^3 \quad (5)$$

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

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

Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Выбор перфорационной системы производится в зависимости от типоразмера обсадных труб, типа и числа одновременно спускаемых зарядов. Для протяженности интервала перфорации 45 м используем перфорационные системы, спускаемые на НКТ. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта. В таблице 23 представлены технические характеристики перфорационной системы.

Таблица 23 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв/1 м	Количество спусков перфоратора
250	НКТ	Кумулятивная	ORION 89КЛ	20	1

Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов делятся на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ);
- Аппараты спускаемые в скважину на каротажном кабеле.

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

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

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

Выбор типа фонтанной арматуры

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

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х21. Фонтанной арматуры с подвешиванием скважинного трубопровода в трубной головке, с фонтанной елкой по типовой схеме 1, с условным проходом ствола 80 мм и боковых отводов 65 мм, на рабочее давление 21 Мпа.

2.5 Выбор буровой установки

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

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

Таблица 24 – Буровая установка

БУ 2900/200-ЭПК-БМ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	87,3	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 87,3$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	82,3	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	$180 > 82,3$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	113,5	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	$200 / 113,5 = 1,76 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Комплекс технических средств для обеспечения оптимальных условий спуска обсадных колонн

Для обеспечения нормальных условий спуска обсадных колонна, а также цементирования затрубного пространства в условиях вертикального и наклонно-горизонтального бурения используют комплекс технических средств:

- Колонный башмак;
- Центратор, для цементирования обсадных труб с геометрической осью скважины;
- Полимерный центратор-турбулизатор, который имеет низкий коэффициент трения. Он выступает в качестве элемента для центрования колонны, а также для турбулизации тампонажного раствора;

Что бы обеспечить хорошие условия спуска обсадной колонны в скважину, необходимо достигнуть хорошей центровки колонны, то есть сделать так, чтобы геометрические оси обсадной колонны и скважины были соосны, тем самым у нас будут уменьшаться силы трения при спуске колонны, также буровой раствор будет лучше замешиваться и заполнять все затрубное пространство. Все эти факторы обеспечит правильный подбор комплекса технологического оборудования, материалов и центрующих устройств.

3.1 Центраторы

Для облегчения спуска обсадных колонн в скважину необходимо колонну отцентровать относительно оси скважины, для этого используются центраторы обсадных колонн. Их использование позволяет получить равномерный зазор между стенками скважины и обсадной колонной, что исключает возможность их контакта и разрушения, обеспечивает лучшее протекание тампонажного раствора и улучшение качеств его затвердевания.

Существенно повышается качество цементирования за счёт выполнения центраторами функции металлической арматуры в железобетоне, образующемся

за колонной после затвердевания цемента. Оборудование для обсадных колонн, а именно центраторы устанавливаются на колонны с примерным интервалом 10 м, фиксируют его с помощью стопорных колец, для предотвращения возможного перемещения в осевом положении, далее колонну с центраторами спускают в скважину, которая заполнена буровым раствором, буровой раствор проходит через лопатки центраторов и тем самым происходит лучшее его замешивание. Использование центраторов необходимо, так как скважина может быть искривлена, следовательно, в таких участках нагрузка на обсадную колонну возрастает в разы

3.1.1 Виды центраторов, область их применения

К основным видам центраторов, которые применяются для ровного спуска обсадных колонн, относят роликовые центраторы, пружинные и полимерные низкофрикционные.

Центраторы, в ребрах которых установлены ролики чаще всего используются в скважинах горизонтального и наклонно-направленного направления. Ролики используются для снижения механического трения, путем перекачивания роликов об стенку скважин. В результате осевое трение уменьшается, стенки скважин не разрушены и можно проводить цементирование скважины. Но запас прочности роликов ограничен, возможные частые выходы из строя, тем самым центратор становится не работоспособным.

Такие центраторы широко используются в более мягких пластах, в песчаных и глинистых. Данная конструкция секции труб с роликовым центратором снижает механическое трение намного лучше, чем буровые растворы, которые также выполняют роль смазочного элемента.

Преимущества роликового центратора:

- Роликовые центраторы изготовлены из антикоррозионных материалов, которые могут работать в тяжелых окружающих условиях и не подвергаться внешней коррозии;

- Внутренние диаметры таких центраторов выполнены по стандарту, размеры соответствуют внешнему диаметру обсадных труб;
- Ролики выполнены из износостойкого материала, что позволяет ему работать в затрудненных условиях;
- Роликовые центраторы также полезны при извлечении обсадной колонны

Роликовые центраторы бывают двух видов, это центраторы с ровными ребрами, и центраторы с угловыми. Применяются в зависимости от свойств тампонажного раствора.



Рисунок 7 – Роликовый центратор с прямыми ребрами



Рисунок 8 – Роликовый центратор с угловыми ребрами

Центраторы литые Scorpion. Центраторы типа TMC SCORPIO™ предназначены для центрирования обсадных колонн в процессе цементирования и применяются:

- в скважинах с наклонными и горизонтальными участками;
- на участках с кавернозными стенками.

Принцип действия: центратор типа TMC SCORPIO™ центрирует колонну обсадных труб и завихряет восходящий поток жидкости наклонными по винтовой линии ребрами, обеспечивая тем самым полное вытеснение бурового раствора тампонажным.

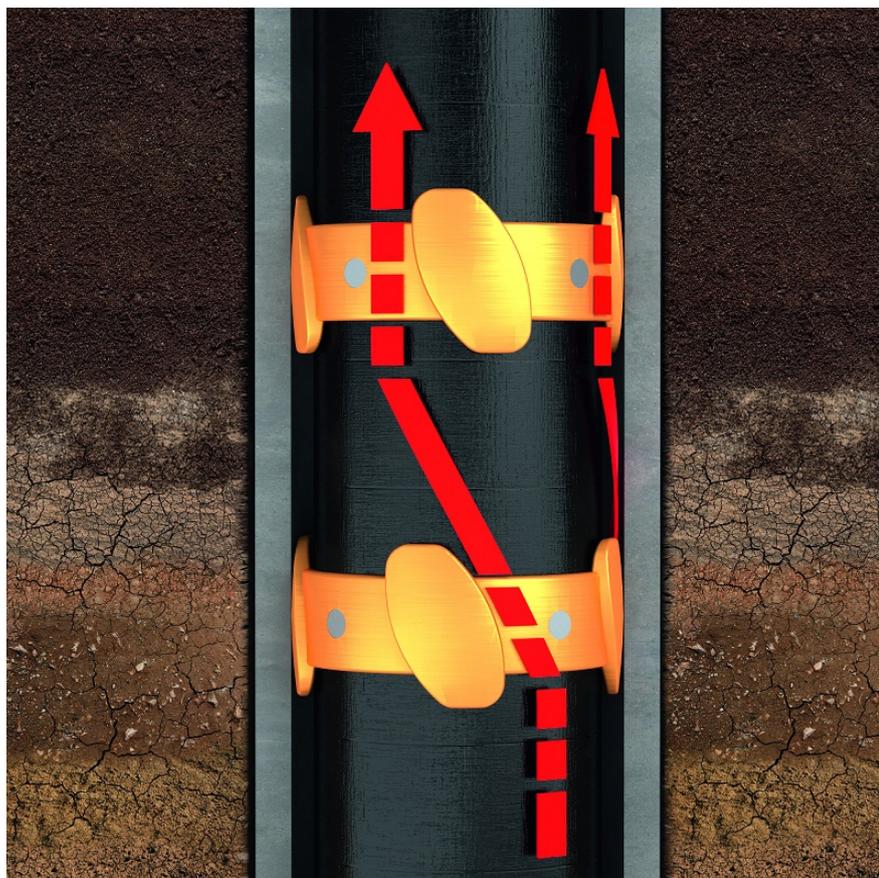


Рисунок 9 – Центратор Scorpion на колонне труб

Преимущества:

- Минимальный перепад давления
- В четырех местах выполнены резьбовые отверстия, в которых при помощи ключа устанавливаются фиксирующие винты и происходит крепление центратора на обсадной трубе;

- Бочкообразная форма спиралевидных лопастей позволяет оптимально вытеснять буровой раствор при цементировании;

Металлический пружинный полужесткий центратор производится из прокатанных листов низколегированной среднеуглеродистой стали

Данный центратор проходит специальную термическую обработку, после которой он обладает остаточной деформацией около 2% от общего числа деформации после полного прогиба. Благодаря его аркообразной формы и термической обработки, он обладает хорошими упругими свойствами.



Рисунок 10 – Пружинный центратор неразъемного типа

Преимущества центраторов пружинного типа:

- Прочная, неразборная конструкция;
- Имеет маленькое осевое усилие проталкивания;
- Радиальное центрирующее усилие имеет оптимальную величину;
- Простота монтажа центратора на обсадные колонны.

3.2 Центраторы-турбулизаторы

Центратор-турбулизатор является центратором жесткого типа и имеет жесткие спиральные лопасти вдоль корпуса. Его основная задача это центрирование колонны, а так же создание турбулизирующих цементный раствор потоков для эффективного замещения бурового раствора на цемент. Существенно снижает скручивающие и осевые нагрузки, обеспечивая возможности улучшенного применения и извлечения в скважинах с большим отходом забоя от вертикали, с сильным уклоном и горизонтальными стволами, в следующих ситуациях:

Преимущества:

- снижает силу трения при осевых нагрузках (ребра плавно заканчиваются на концах центратора);
- небольшой вес, легок и безопасен в установке и обращении;
- не вызывает коррозии;
- не искрит;
- более стоек к кислотным и щелочным средам по сравнению с другими неметаллическими аналогами;
- выдерживает высокие рабочие температуры.



Рисунок 11 – Полимерный центратор-турбулизатор

3.3 Колонный башмак

Для обеспечения оптимальных условий спуска обсадной колонны используют башмак колонный. Он предназначен для направления колонны по скважине и лучшего прохождения сложных зон скважины а так же защищает низ обсадной колонны. Это связано с тем, что башмак имеет конструкцию, которая своим наконечником преодолевает все уступы и преграды, легко их проходит. Особенно это эффективно в сложных участках и на наклонно-направленном бурении.

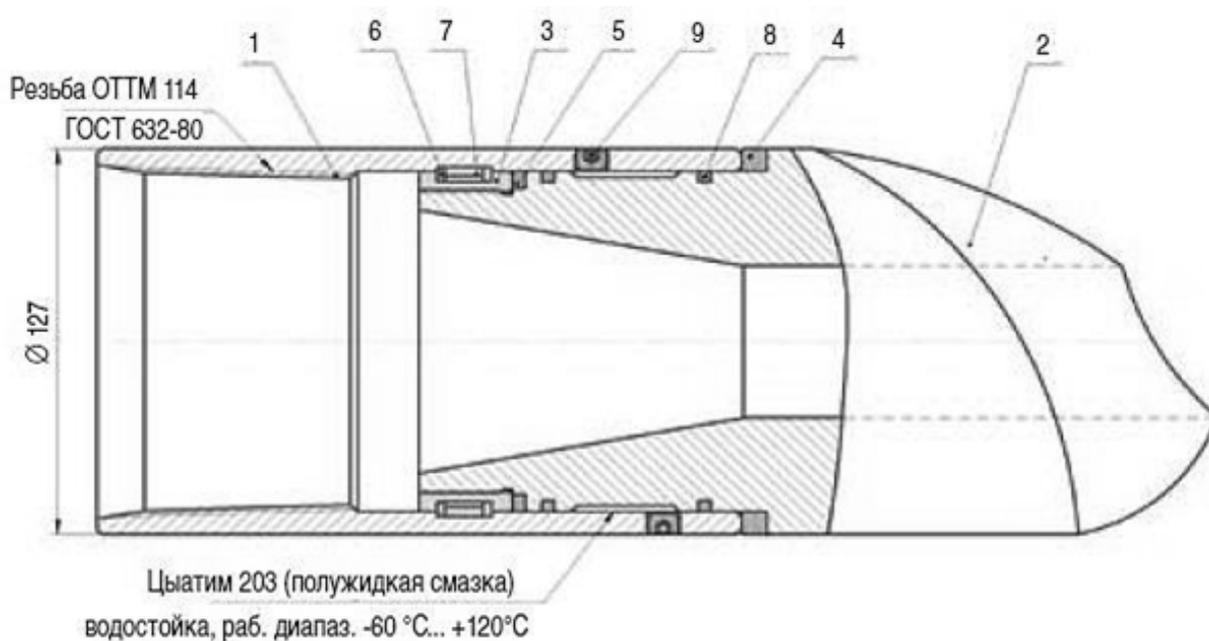


Рисунок 12 – Башмак колонный с возможностью вращения

1 – муфта, 2 – головка эксцентричная, 3 – гайка упорная, 4,5,6 – опоры скольжения, 7 – фиксатор, 8 – кольца уплотнительные, 9 – пробка коническая

- Предназначен для прохождения осложненных зон без посадок.
- Эксцентричная насадка 2 башмака преодолевает уступы и огибает преграды, периодически проворачиваясь за счет наличия опор скольжения 4, 5 и 6.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

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

Исходные данные для расчета представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	2670
Способ бурения:	
под направление	Роторный
под кондуктор и эксплуатационную колонну	ВЗД
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
направление	d 323,9 мм на глубину 70 м
кондуктор	d 244,5 мм на глубину 470 м
эксплуатационная	d 168,3 мм на глубину 25900 м
Буровая установка	БУ-2900/200-ЭПК-БМ
Оснастка талевого системы	5х6
Насосы:	
тип и количество, шт.	УНБ-600–2 шт.
производительность, л/с:	
в интервале 0-70 м	72
в интервале 70-470 м	50
в интервале 470-2590 м	35
Утяжелённые бурильные трубы:	
в интервале 0-70 м	УБТ-203
в интервале 70-470 м	УБТ-203
в интервале 470-2590 м	УБТ-178
Забойный двигатель (тип):	
в интервале 70-470 м	ДГР-240М.3/4.60
в интервале 470-2590 м	ДГР1-172.5/6.61
Отбор керна	У8-215,9/100 SCD-4С
Бурильные трубы: длина свечей, м	24

Расчет нормативного времени на механическое бурение

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

Таблица 26 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении.

Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
от (верх)	до (низ)			
0	70	70	0,037	580
70	470	400	0,042	1650
470	2590	2120	0,064	2900

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

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

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

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

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 70 * 0,037 = 2,59 \text{ ч}$$

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

Таблица 27 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
70	0,037	2,59
400	0,042	16,8
2120	0,064	135,68
Итого		155,1

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

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

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

Для направления:

$$n = 70/580 = 0,04$$

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

Таблица 28 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале P , м	n
70	580	0,12
400	1650	0,24
2120	2900	0,73
Итого		1,09

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

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

- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

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

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

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

П – длина интервала, м.

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

Таблица 29 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долот, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервалы бурения, м	норма времени ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0-70	393,7	580	11	24	0-70	0,0121	0,61
2	70-470	295,3	1650	12	32	70-100	0,0122	0,62
						100-200	0,0133	1,31
						300-470	0,0146	1,46
Итого								3,39

Продолжение таблицы 29

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	470-2590	215,9	2900	12	32	470-600	0,0146	1,46
						600-700	0,0155	1,55
						700-800	0,0158	1,58
						800-900	0,0159	1,59
						900-1000	0,0160	1,61
						1000-1100	0,0166	2,65
						1100-1200	0,0177	0,71
						1200-1300	0,0188	1,88
						1300-1400	0,0190	1,90
						1400-1500	0,0193	1,93
						1500-1600	0,0199	1,99
						1600-1700	0,0210	2,10
						1700-1800	0,0230	2,30
						1800-1900	0,0233	2,33
						1900-2000	0,0240	2,40
						2000-2100	0,0246	2,46
						2100-2200	0,0249	2,49
2200-2300	0,0252	2,52						
2300-2400	0,0255	2,55						
2400-2500	0,0256	2,56						
2500-2600	0,0258	2,58						
Итого								43,14

Расчёт нормативного времени на установку центрирующих фонарей

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

Нормативное время составит:

направление: $3 * 1 = 3$ мин;

кондуктор: $17 * 1 = 17$ мин;

эксплуатационная колонна: $79 * 1 = 79$ мин.

Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

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

Принимаем время ОЗЦ:

направления - 4 ч;

кондуктора - 10 ч;

эксплуатационной колонны - 22 ч.

Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

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

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

Отворачивание долота - 7 минут;

Спуск бурильных свечей:

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

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

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 70 - 10 = 60 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м

$$L_n = 5 \text{ м} \quad (10)$$

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

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

Для направления:

$$L_T = 60 - 5 = 55 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

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

где l_c – длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 2$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин:

$$T_{\text{конд}} = 2 * 2 + 15 = 19 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 470 - 10 = 460 \text{ м}$$

$$L_n = 44 \text{ м}$$

$$L_T = 460 - 44 = 416 \text{ м}$$

$$N = \frac{416}{36} = 11,5 \approx 12 \text{ шт}$$

$$T = 12 * 2 + 15 = 39 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2590 - 10 = 2580 \text{ м}$$

$$L_n = 55 \text{ м}$$

$$L_T = 2580 - 55 = 2525 \text{ м}$$

$$N = \frac{2525}{36} = 70,5 \approx 71 \text{ шт}$$

$$T = 71 * 2 + 15 = 157 \text{ мин}$$

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

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

$$\Sigma = 19 + 39 + 157 + 4 * (7 + 20 + 43) = 495 \text{ мин} = 8,25 \text{ ч}$$

Расчет нормативного времени на геофизические работы

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

Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,5 ч.

Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

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

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

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 216 часов или 9 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$216 * 0,066 = 14,5 \text{ ч}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 216 + 14,5 + 25 = 255,5 \text{ ч} = 11 \text{ суток}$$

4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 30.

Таблица 30 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

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

Линейный календарный график работы бригады вахтой приведен в таблице 31.

Таблица 31 - Линейно-календарный график работы бригады

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

время нахождения бригады на вахте.

4.3 Расчёт заработной платы и отчислений

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

Оплата труда может производиться по:

- Тарифной ставке - фиксированный размер оплаты труда работника за выполнение нормы труда определенной сложности (квалификации) за единицу времени без учета компенсационных, стимулирующих и социальных выплат.
- Окладу (должностной оклад) - фиксированный размер оплаты труда работника за исполнение трудовых (должностных) обязанностей определенной сложности за календарный месяц без учета компенсационных, стимулирующих и социальных выплат.

– Базовый оклад (базовый должностной оклад), базовая ставка заработной платы - минимальные оклад (должностной оклад), ставка заработной платы работника государственного или муниципального учреждения, осуществляющего профессиональную деятельность по профессии рабочего или должности служащего, входящим в соответствующую профессиональную квалификационную группу, без учета компенсационных, стимулирующих и социальных выплат.

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

Расчёт заработной платы

Таблица 32 – Тариф бригады и фиксированная заработная плата

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

Расчет заработной платы по тарифу рассчитывается по формуле:

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

где, зп – заработная плата по тарифу;

тариф – тариф, руб/час;

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

Подставляя значения в формулу получаем:

Буровой мастер = 60000 руб

Помощник бурового мастера = 50000 руб

Инженер по бурению = 52000 руб

Инженер по растворам = 52000 15600 руб

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

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

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

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

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

Расчёт премии

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

$$П = зп \times 30\% \quad (14)$$

где, П – премия;

зп – заработная плата по тарифу/фиксированная.

Подставляя значения в формулу получаем:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Расчёт северной надбавки

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

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

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

зп – заработная плата по тарифу/фиксированная.

Подставляя значения в формулу получаем:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Сумма заработной платы с премией и северной надбавкой

Расчет производится по формуле:

$$ЗП_{\text{над+прем}} = С_{\text{над}} + П + зп \quad (16)$$

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

$С_{\text{над}}$ – северная надбавка;

$П$ – премия;

зп – заработная плата по тарифу.

Подставляя значения в формулу получаем:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Дополнительная заработная плата

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

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

где, $ZП_{доп}$ – дополнительная заработная плата;

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

Подставляя значения в формулу получаем:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Общая сумма заработной платы

Общая сумма заработной платы находится по формуле:

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

где, $ЗП_{\text{общ}}$ – общая сумма заработной платы;

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

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

Подставляя значения в формулу получаем:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Отчисления на социальное страхование

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

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

где, CC – отчисление для социального страхования;

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

Подставляя значения в формулу получаем:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{пр} = T_n * k \quad (13)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч; k – поправочный коэффициент

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p} \quad (14)$$

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

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

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

Таблица 33 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, час	проектная	
		час	сутки
Бурение:			
направление	0,47	0,54	0,022
кондуктор	19,3	22,0	0,91
эксплуатационная колонна	49,78	53,6	2,23
Крепление:			
направление	18,5	20,7	0,86
кондуктор	35,7	42,1	1,75
эксплуатационная колонна	49,32	55,7	2,32
Итого	171,1	194,7	8,1

4.4.2 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M \quad (15)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{\text{спо}}) \quad (16)$$

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

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H * 720)/T_h \quad (17)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H/p \quad (18)$$

где p – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{c1m} = (C_{cm} - П_n)/H \quad (19)$$

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

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 34.

Таблица 34 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2590
Продолжительность бурения, сут.	11,1
Механическая скорость, м/ч	17,0
Рейсовая скорость, м/ч	12,5
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7755
Проходка на долото, м	1095
Стоимость 1 метра, руб	54550

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

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

Вывод по разделу

По результатам расчётов в данном разделе, можно сделать вывод, что технический проект на сооружение скважины глубиной 2590 м является рентабельным

Продолжительность бурения и крепления составило 8,1 суток. Общие затраты составили 10951503 руб. с учётом выплат заработной платы работникам, а также затрат на крепление и строительства скважины и прочих работ, которые указаны в таблице 41.

На момент написания работы цена на нефть марки Brent – 73,20 доллара США за баррель, а стоимость доллара США – 71,86 рублей РФ. Свободный дебит проектируемой скважины 160 м³/сут, из этого можно сделать вывод о том, что данная скважина с максимальным дебитом и в случае удержания цены на нефть окупится через 2,06 дней.

Расчёт окупаемости скважины:

1 перевод м³ в баррель:

$$160\text{м}^3 \approx 1006,37 \text{ баррель}$$

2 определение стоимость полученной нефти за сутки:

$$\begin{aligned} 1006,37 \text{ баррель} * 73,20 \text{ доллар США} &= 73666,3 \text{ доллар США} \\ &= 5293660,3 \text{ рублей РФ} \end{aligned}$$

3 определение количества дней за которое окупится скважина:

$$\frac{10951503}{5293660,3} = 2,06 \text{ дней}$$

5 Социальная ответственность

Введение

В рамках данной выпускной квалификационной работы осуществляется проектирование процессов строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2590 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

В процессе проектирования были определены основные технологические параметры: конструкция скважины, число и глубины спуска обсадных колонн и колонн бурильных труб, способ бурения и другие параметры, необходимые для успешного строительства скважины при данных геологических условиях. В процессе строительства скважины выполняются различные виды работ: бурение и спуск обсадных колонн, спуско-подъемные операции, работы по наращиванию бурильной колонны, промывка скважины, долив скважины, подготовка тампонирующей смеси, контроль прокачки жидкостей для цементирования, цементирование обсадных колонн, проведение геофизических исследований, освоение скважины, контроль процесса свабирования.

К возможным пользователям разработанного технологического проекта можно отнести буровые организации и организации, сфера деятельности которых направлена на разработку рабочих проектов на строительство скважин.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

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

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

Работа на буровой относится к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин. Данное ограничение устанавливается постановлением правительства РФ от 25.02.2000 N 162.

Более того, согласно статье 147 Трудового Кодекса РФ, работникам с подклассом вредных условий труда полагается повышение оплаты труда. Минимальный размер составляет не менее 4% от оклада или тарифной ставки.

Для рабочих, занятых в бурении, длительность рабочей смены составляет 12 часов. В подобных условиях используются особые 2-бригадные графики, которые могут чередоваться каждые 12 часов. В силу того, что места сооружения скважин труднодоступны, применяется вахтовый метод работы: 28 рабочих дней через 28 дней отдыха, или 14/14. Регулирование охраны труда производится трудовым кодексом РФ, вахтовые работы регламентируются согласно главе 47 настоящего кодекса.

На площадке, предназначенной для буровой установки, не должно быть посторонних наземных и подземных трубопроводов, кабелей и других инженерных сооружений.

Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газопроводов - не менее 50 м.

В зависимости от типа применяемого оборудования определяется размер

рабочей площадки, с целью обеспечения свободного размещения на ней всех необходимых вспомогательных сооружений и оборудования, а также предусмотреть минимум затрат для проведения рекультивации.

При расположении буровой установки вблизи отвесных склонов (уступов) размеры рабочей площадки должны обеспечивать возможность размещения установки вне призмы обрушения (в любом случае расстояние от бровки склона до основания установки должно быть не менее 3 м).

Если буровая установка находится вблизи отвесных склонов, то размеры рабочей площадки должны обеспечивать возможность размещения установки вне призмы обрушения (в любом случае расстояние от бровки склона до основания установки должно быть не менее 3 м).

При использовании передвижной электростанции (ПЭС) с двигателем внутреннего сгорания (ДВС) ее размещение должно осуществляться в соответствии со следующими правилами:

а) Разрешена установка ПЭС мощностью до 125 кВт в привышечных сооружениях, если она обслуживает одну установку;

б) при обслуживании нескольких буровых установок ПЭС должна размещаться в обособленном помещении, находящемся на расстоянии от буровой установки не менее полуторной высоты вышки (мачты);

в) на расстоянии не более 25 м от постоянного рабочего места машиниста буровой установки или его помощника должны устанавливаться ПЭС, работающие без постоянного присутствия машиниста;

г) при бурении скважин в условиях возможных ГНВП ПЭС должна устанавливаться в обособленных помещениях на расстоянии от буровой установки, превышающем высоту вышки (мачты) не менее чем на 50 м. Данные требования регулируются правилами безопасности при геологоразведочных работах.

5.2 Производственная безопасность

При сооружении проектной скважины глубиной 2590 м, в случае неправильной организации труда или несоблюдении технологии проводки скважины, возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

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

5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м² (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м². С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха. Для предотвращения получения теплового удара предусматривают ношение головных уборов.

В зимнее время температура воздуха понижается до -50°C . К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в ГОСТ 12.4.303-2016. Основное требование к зимней спецодежде – это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Согласно ГОСТ EN 340-2012, зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями зимней спецодежды являются: утепленные воротники и капюшоны, трикотажные манжеты на рукавах, ветрозащитные планки, утепленная область поясицы. Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: создание укрытий рабочих мест, обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий. В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников.

5.2.1.2 Превышение уровня шума

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

5.2.1.3 Повышенные уровни вибрации

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

Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют 0,1 м/с² и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [12]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

5.2.1.4 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

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

5.2.1.5 Повреждения в результате контакта с живыми организмами

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

5.2.1.6 Отсутствие или недостаток естественного света рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение». Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному.

На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное. Также следует отметить, что освещенность регламентируется в соответствии с «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности». Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100 лк, путь движения талевого блока – 30 лк, превенторные установки – 75 лк, полаты верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

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

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

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

5.3 Экологическая безопасность

Одна из самых загрязняющих экологию отраслей является нефтяная промышленность, потому что нарушение экологической обстановки может быть вызвано всеми технологическими процессами. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Влияние на атмосферу

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных (пыль, туман, дымы) и антропогенных источников. К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники.

Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух.

Влияние на гидросферу

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. Может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- сооружать водоотводы, накопители и отстойники,
- очистные сооружения для буровых и бытовых стоков,
- создать прочное цементное кольцо по всей длине обсадной колонны, чтобы исключить перетоки пластовых вод из одного пласта в другой.

Влияние на литосферу

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

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

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

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

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

Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ГОСТ 14169-93 [25].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков: по происхождению (антропогенные,

природные); по продолжительности (кратковременные, затяжные); по характеру (преднамеренные, непреднамеренные); по масштабу распространения.

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

Пожароопасность

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

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

Газонефтеводопроявления

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

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс», при этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно РД 08-254-98 [28].

Вывод по разделу

Полученные и проанализированные результаты данного раздела имеют практическую значимость, так как их можно применять в развитии регулирования механизма социально-трудовых отношений, а также для создания безопасной и благоприятной атмосферы на производстве в процессе выполнения трудовых функций рабочими.

Применение на производстве полученных результатов позволит предотвратить возникновение травматизма рабочего персонала, позволит соблюдать микроклимат на рабочем месте, повысит уровень знаний в области производственной, экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Заключение

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2590 метров на месторождении Тюменской области. Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

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

Для рентабельного и эффективного строительства скважины были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Исходя из геологических условий и опыта бурения скважин в данном регионе для бурения интервала под направление запроектировано шарошечное долото, для бурения интервала под кондуктор и эксплуатационную колонну запроектировано PDC долото, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку. Для уменьшения времени на строительство скважины при бурении интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну применяется винтовой забойный двигатель ДГР-240М.3/4.60 и ДГР1-172.5/6.61.

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

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

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

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

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

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

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

Для проведения буровых работ выбрана БУ 2900/200-ЭПК-БМ, которая полностью удовлетворяет технологическим требованиям.

В специальной части рассмотрен комплекс технических средств для обеспечения оптимальных условий спуска обсадных колонн

Список использованных источников

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92с.
2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/573230594>
3. Епихин А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин/ А.В. Епихин [и др.]. – Томск: Изд-во Томский политехнический университет, 2019. – 75 с.
4. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/902142132>
5. Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/9037329>
6. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200123084>
7. Региональные индексы изменения сметной стоимости строительства [Электронный ресурс]: <http://depstroy.tomsk.ru/construction-complex/regional-indexes/>
8. Трудовой кодекс российской федерации (с изменениями на 20 апреля 2021 года) [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/901807664>
9. Федеральный закон о специальной оценке условий труда (с изменениями на 30 декабря 2020 года) (редакция, действующая с 1 января 2021 года) [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/499067392>

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Приложение А

Горно-геологические условия бурения скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности интервала (средневзвешен ная величина)
от	до	название	индекс	угол		
(кровля)	(подошва)			град	мин.	
1	2	3	4	5	6	7
0	60	Четвертичные отложения	Q	-	-	1,3
60	120	Неогеновая	N	-	-	1,3
120	160	Некрасовская свита	Р ₃	-	-	1,3
160	200	Чеганская свита	Р ₃ – Р ₂	-	-	1,3
200	320	Талицкая свита	Р ₁	-	-	1,3
320	370	Ганькинская свита	К ₂	-	-	1,25
370	490	Славгородская свита	-“-	-	-	1,25
490	735	Ипатовская свита	-“-	-	-	1,25
735	750	Кузнецовская свита	-“-	-	-	1,25
750	1580	Покурская свита	К ₂ – К ₁	-	50	1,25
1580	1615	Алымская свита	К ₁	-	50	1,25
1615	2030	Киялинская свита	-“-	1	20	1,25
2030	2090	Тарская свита	-“-	1	20	1,25
2090	2515	Куломзинская свита	-“-	1	20	1,25
2515	2525	Баженовская свита	Ј ₃	1	40	1,2
2525	2600	Наунакская свита	-“-	1	40	1,2

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс	Интервал		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	60	Почвенно-растительный слой, пески аллювиальные, озерные, болотные пески, глины, суглинки.
N	60	120	Переслаивание песков, глин, супесей.
P ₃	120	160	Супеси с прослоями песков и глин, линзами бурового угля.
P ₃ – P ₂	160	200	З/серые алевритистые глины с редкими прослоями песков и линзами бурового угля.
P ₂	200	285	Глины диатомовые серые, з/серые.
P ₁	285	320	Глины темно-серые, алевритистые с прослоями супесей, местами опоковидные.
K ₂	320	370	Серо-цветные глины с прослоями мергелей, известковистых алевролитов.
-“-	370	490	Серо-цветные глины с прослоями алевролитов, песчаников и песков.
-“-	490	735	Переслаивание серо-цветных песчаников, алевролитов и глин.
-“-	735	750	Переслаивание алевритистых и песчаных глин зеленовато-серого цвета с прослоями алевролитов и глинистых песков.
K ₂ – K ₁	750	1580	Серые пески и песчаники с прослоями серых алевритистых и песчаных глин и алевролитов.
K ₁	1580	1615	Переслаивание песков и глин.
-“-	1615	2030	Глины пестроцветные, пески, алевролиты, гравелиты.
-“-	2030	2090	Переслаивание песчаников и алевролитов, с прослоями аргиллитов.

Продолжение таблицы А2

1	2	3	4
-“-	2090	2515	Аргиллиты серые с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей, известняков.
J3	2515	2525	Аргиллиты буровато-черные битуминозные, окремненные, с пропластками известковистых аргиллитов.
-“-	2525	2600	Переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей.

Таблица А3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность г/см ³	Пористость %	Проницаемость м.Дарси	Глинистость %	Карбонатность %	Предел текучести, кгс мм ²	Твёрдость, кгс мм ²	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации
	от (верх)	до (низ)											
Q– P1	0	320	глины, пески, супеси	1,9-2,2	8-35	0,6	10-90	1-2	12-15	-	1,1-4,5	I-II	M
K2– K1	320	1580	глины, песчаник, алевролит, пески	1,9-2,3	10-35	0,05-0,6	7-90	1-4	12-213	14-23,4	1,1-4,5	I-VIII	MC
K1	1580	2515	глины, песчаник, алевролит, аргиллит, пески	1,9-2,6	10-35	0,001-0,6	7-20	1-4	9-213	14-23,4	1,1-4,5	III-VIII	MC,C
J3	2515	2600	аргиллит, алевролит, песчаник	2,1-2,6	10-25	0,001-0,3	7-20	3-5	9-213	14-23,4	1,1-4,5	III-VIII	C

Приложение Б

Зоны возможных осложнений

Таблица Б.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
Q– K ₁	0	1580	Поглощение
K ₁ – J ₃	1580	2600	
Q– K ₂	0	750	Осыпи и обвалы
K ₂ – K ₁	750	1580	
K ₁	1580	1615	
K ₁ – J ₃	1615	2600	
K ₂ – K ₁	750	1580	
J ₃ (Ю11-2)	2525	2540	Нефтеводопроявления
J ₃ (Ю12)	2560	2570	
Q– K ₁	0	1580	Прихватопасные зоны
K ₁ – J ₃	1580	2600	

Приложение В

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

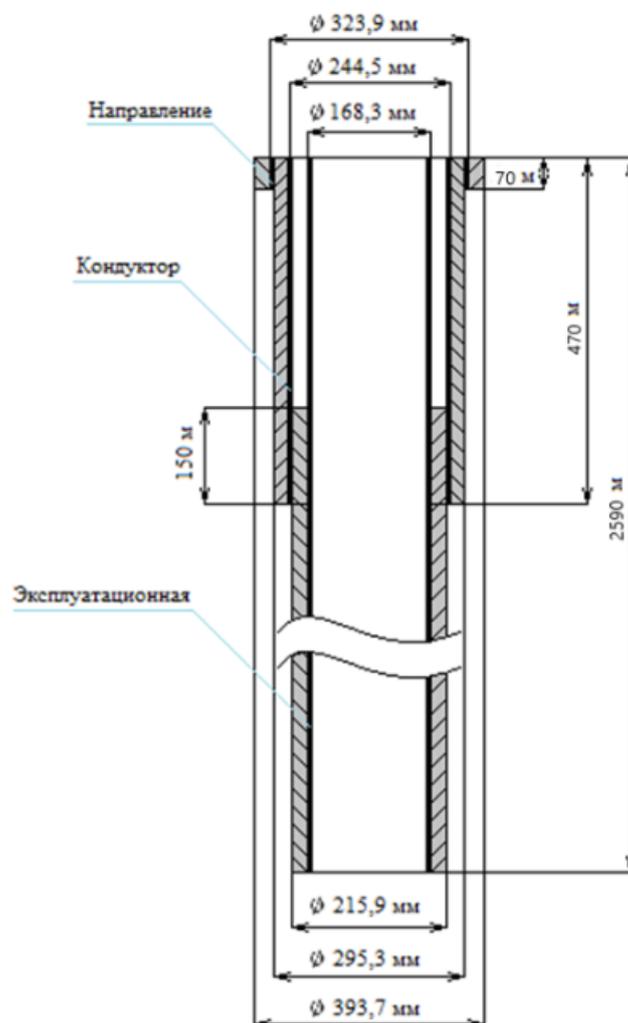


Рисунок В – Конструкция скважины

Приложение Г

Проектирование обвязки обсадных колонн

Таблица Г.1 – Результаты расчета давления опрессовки колонны

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	6,11
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ГНВП}$	5,56
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	5,05
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	26,01
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,01
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м ³	ρ_n	846
Ускорение свободного падения	g	9,81
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	2525
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$	0
Основание натурального логарифма	e	2,70
Степень основания натурального логарифма	s	-0,07
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	1,21
Высота столба газа при закрытом устье, м	h	-608,71

Приложение Д

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

Таблица Д.1 – КНБК для бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
	от	до			
1	2	3	4	5	6
1	0	70	393,7 М-ЦГВ Глубур	161	0,4
			Переводник П171/171	99	0,523
			КЛС 390 М	155	1,1
			Переводник Н171/М161	61	0,538
			УБТС-203	2568	12
			Переводник Н161/М171	61	0,538
			Обратный клапан КОБ-240РС	167	0,927
			Переводник Н171/М162	90	0,53
			ПК-127х9,19 Е	1714	55
Σ				5076	70
2	70	470	БИТ 295,3 ВТ 619 УМ	35	0,3
			Переводник Н152/М152	93	0,523
			К - 295 мс	114	0,9
			ДГР-240М.3/4.60	2044	9,475
			Переливной клапан ПК-240 РС	102	0,587
			Обратный клапан КОБ-240РС	167	0,927
			Переводник Н171/М161	61	0,538
			УБТС-203	6420	30
			Переводник Н161/М162	90	0,53
			ПК-127х9,19 Е	13306,6	426
Σ				22432,59	470
3	470	2590	БИТ 215,9 ВТ 613 УМ	24	0,4
			Переводник Н117/133М	40	0,497
			К-215 С	58	0,4
			Переводник Н133/117М	40	0,497
			ДГР1-172.5/6.61	1123	8,629

Продолжение таблицы Д1

1	2	3	4	5	6
			Переливной клапан ПК-172РС	70	0,627
			Обратный клапан КО-178.100	98	0,927
			УБТС2-178	6552	42
			Переводник П147/162	63	0,527
			ПК-127х9,19 Е	79158	2535
Σ				87226	2590

Таблица Д.2 – КНБК для отбора керна

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
	от	до			
4	2515	2580	У8-215,9/100 SCD-4С	18	0,205
			УКР 172/100	670	15,9
			Переводник П-133/147	46,1	520
			УБТ-178	4680	30
			СБТ-127х9,19 Е	63189	2024
Σ			68603	2580	

Приложении Е

Результаты расчета бурильной колонны на прочность

Таблица Е.1 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м. Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
0-70 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,4	–	0,161	0,161	–	–	–
	Калибратор	393	–	–	–	–	1,1	–	0,155	0,316	–	–	–
	УБТ	203	80,0	–	–	–	12	0,214	2,568	2,884	–	–	–
	БТ	127	108,6	9,19	Е	–	56,5	0,0312	1,761	4,648	2,10	>10	9,46
Кондуктор													
70-70 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,3	–	0,035	0,035	–	–	–
	Калибратор	295	–	–	–	–	0,9	–	0,114	0,149	–	–	–
	Двигатель	240	–	–	–	–	9,47	–	2,044	2,193	–	–	–
	УБТ	203	80,0	–	–	–	30	0,214	6,42	8,613	–	–	–
	БТ	127	108,6	9,19	Е	–	426	0,0312	13,40	22,02	–	>10	4,9

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Эксплуатационная колонна													
470-2590 Бурение КНБК №3	Долото	215,9	–	–	–	–	0,4	–	0,024	0,024	–	–	–
	Калибратор	215	–	–	–	–	0,9	–	0,058	0,082	–	–	–
	Двигатель	172	–	–	–	–	8,63	–	1,123	1,205	–	–	–
	УБТ	178	80,0	–	–	–	42	0,156	6,552	7,757	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,19	Е	–	2535	0,0312	79,25	87,01	–	2,75	1,76
2515-2580 Отбор керна КНБК №4	Бурголовка	215,9	–	–	–	–	0,205	–	0,018	0,026	–	–	–
	УКР 172/100	172,0	100,0	–	–	–	15,9	–	0,67	1,103	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	30	0,156	4,68	6,181	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,19	Е	–	2024	0,0312	63,488	89,72	–	1,59	1,82

Приложение И

Расчеты потребного количества бурового раствора и расчет химических реагентов

Таблица И.1 - 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	70	70	393,7	-	1,3	11,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,2$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 7,1$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,3$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 56,1$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 63,7$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 28,0$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
70	470	400	295,3	303,9	1,25	39,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 1,0$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 22,1$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 1,7$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 84,3$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 109,1$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2' = 89,9$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 42,3$
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					
470	2590	2120	215,9	224,5	1,2	111,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,4$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 60,8$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 9,4$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 228,5$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 299,1$
Объем раствора к приготовлению:						$V_4' = 292,9$

Таблица И.2 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление	Кондуктор			Эксплуатационная колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулятор pH	25	63,7	2,5	89,9	3,6	167,6	6,7	321,2	13
Глинопорошок	Структурообразователь	1000	4458,1	4,5	1079,1	1,1	11732,6	11,7	17269,8	18
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	63,7	2,5	89,9	3,6	335,2	13,4	488,8	20
РАС NV	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25		0,00	43,99	1,76		0,00	43,99	2
Лубрекс	Смазочная добавка	172	-	-	449,6	2,6	1340,9	7,8	1790,5	11
Рас LV	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	-	-	10,8	0,4	2681,7	107,3	2692,5	108
drilling detergent	Противосальниковая добавка	25		0,00	57,94	2,32		0,00	57,94	3
Барит	Регулирование плотности	1000	1901,0	1,9	8819,3	8,8	5913,8	5,9	16634,2	17
EfSil	Ингибитор набухания глин	25		0,00		0,00	2358,3	1005,7	2358,3	1006
Крахмал модифицированный КМ 7	Регулятор фильтрации	25		0,00		0,00	4810,91	192,44	4810,91	193
APR	Пеногаситель	200		0,00		0,00	126,35	0,52	126,35	1
Ксантановая смола Xantan Gum	Структурообразователь для безглинистой системы						986,47	38,9	986,47	39

Приложение К

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица К.1 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины:	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	2229
Техническая рекультивация земель	17071
Итого:	80424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины:	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	11210
Монтаж установки для освоения скважины	14450
Демонтаж установки для освоения скважины	2140
Итого:	179101

Продолжение таблицы К.1

1	2
Глава 3	
Бурение и крепление скважины:	
Бурение скважины	321270
Крепление скважины	103229
Итого:	424499
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность:	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	74951
Итого:	74951
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования:	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	50943
Итого:	50943
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период:	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	11498
Эксплуатация котельной	22935
Итого:	34433
Итого по главам 1-6:	844351
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	130119
Итого:	130119

Продолжение таблицы К.1

1	2
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	77958
Итого:	77958
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8); Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8); Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8); Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	48412
	30520
	18944
	749
Итого:	98625
Итого по главам 1-9:	1151053
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	2302
Итого:	2302
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	18546
Проектные работы	8251
Итого:	26797
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	59008
Итого:	59008
Итого по сводному сметному расчету	1239160
С учетом коэффициента удорожания $k=8,21$ к ценам 2001 г.	10173503

Таблица К.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
			количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	4	856,64	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%			-	256,99	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,96	-	-	0,03	6,90	1,28	294,35	3,44	791,06
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	2,07	-	88,3	-	237,32
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4	46,4	0,03	0,35	1,28	14,85	3,44	39,9
Социальные отчисления, 30%			-	13,92	-	0,1	-	4,45	-	11,97
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,03	0,43	1,28	18,43	3,44	49,54
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	0,13	-	5,53	-	14,86

Продолжение таблицы К.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,44	0,03	7,59	1,28	323,66	3,44	869,84
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины.испытателем пластов	сут	1433,00	4	5732	0,03	42,99	1,28	1834,24	3,44	4929,52
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,60	-	-	-	-	1,28	287,49	3,44	772,62
Прокат ВЗД	сут	19,46	3	58,38	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,28	118,60	3,44	318,75
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25 %	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	3,44	828,87
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	4	35,6	0,03	0,27	1,28	11,39	3,44	30,62
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового	сут	22,86	-	-	0,03	0,69	1,28	29,26	3,44	78,64

Продолжение таблицы К.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	149,48	-	-	0,03	4,48	1,28	191,33	3,44	514,21
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе	кВт/сут	45,54	4	182,16	-	-	-	-	-	-
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе	кВт/сут	107,93	-	-	0,03	3,24	1,28	138,15	3,44	371,28
Эксплуатация трактора	сут	177,6	4	710,40	0,03	5,33	1,28	227,33	3,44	610,94
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4	401,60	0,03	3,01	1,28	128,51	3,44	345,38
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4	22,12	0,03	0,17	1,28	7,08	3,44	19,02
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	194,12	4	776,48	0,03	5,82	1,28	248,47	3,44	667,77
Глинопорошок	т	95	-	-	3,5	332,5	1,09	103,6	1,12	106,4
Каустическая сода	т	875,2	-	-	0,06	49,89	0,11	95,4	0,13	112,03
Кальцинированная сода	т	695,7	-	-	0,06	39,65	0,11	75,83	0,32	223,32
РАС NV	т	1204,9	-	-	-	-	0,43	518,11	-	-
Лубрекс	т	2596,3	-	-	-	-	0,55	1425,37	6,4	16616,32
Рас LV	т	1451,3	-	-	-	-	0,01	18,87	-	-
drilling detergent	т	22896,1	-	-	-	-	0,06	1305,08	-	-
Барит	т	1680,3	-	-	7,3	12266,19	13,7	23020,11	16,03	26935,21
EfSil	т	5693,4	-	-	-	-	-	-	25,6	145751,04
APR	т	0,27	-	-	-	-	-	-	0,13	0,03
Ксантановая смола Xantan Gum	т	1,1	-	-	-	-	-	-	1,11	1,22

Продолжение таблицы К.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Крахмал модифицированный КМ 7	т	525,3	-	-	-	-	-	-	4,8	2521,44
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км	т	0,35	6	2,1	4	1,4	3,2	1,12	12	4,2
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,20	186,82	18	300,24
Транспортировка материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	27,53	552,8	32,84	659,43	20,5	411,64
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт	руб	-	-	10721,23	-	13326,00	-	31381,11	-	204485,21
Затраты зависящие от объема работ										
393,7 М-ЦГВ Глубур	шт	522,4	-	-	1	522,41	-	-	-	-
БИТ 295,3 ВТ 619 УМ	шт	3754,3	-	-	-	-	1	3754,3	-	-
БИТ 215,9 ВТ 613 УМ	шт	4734,4	-	-	-	-	-	-	-	-
У6-215.9 STD-5С	шт	5696,6	-	-	-	-	-	-	2	11393,2
КЛС 390 М	шт	495,4	-	-	-	-	1	495,4	-	-
К - 295 мс	шт	458,9	-	-	-	-	-	-	1	458,9
Транспортировка труб	т	428,9	-	-	18,4	7891,76	24,8	10636,72	60,9	26120,01
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	2	13,22	1	6,61
Перевозка вахт автотранспортом	1268									

Продолжение таблицы К.2

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

Таблица К.3 – Сметный расчет на крепление скважины

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

Продолжение таблицы К.3

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

Продолжение таблицы К.3

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

Продолжение таблицы К.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	14	515,2
Пробег УС6-30	км	36,8	1	36,8	3	110,4	5	184
Пробег КСКЦ 01	км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,5	10	154,9	16	247,8	24	371,8
Транспортировка обсадных труб	т	18,8	2,3	42,8	45,7	857,1	112,3	2107,3
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,5	0,5	18,8	7,5	281,4	3	112,6
Перевозка вахт автотранспортом	951,6							
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт	руб	-	2731,8		18060,6		63948,4	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	101871,6							
Всего по сметному расчету, руб	108223,2							
С учетом коэффициента удорожания k=8,21 к ценам 2001 г.	879311,4							

Приложение Л

Производственная безопасность

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

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

Приложение М

ГЕОЛОГО – ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на строительство вертикальной разведочной скважины глубиной 2590 м

Предприятие: ООО "РН-Бурение"
 Месторождение: –
 Оборудование:
 Буровая установка: БУ 2900/200-ЭПК-БМ
 Лебедка: ЛБУ22-670
 Талева система: 5х6
 Ротор: Р-700
 Насосы: УНБТ – 950

Геологическая часть								Техническая часть										
Глубина по вертшкату, м	Стратиграфия		Литолягическое описание пород	Температура	Обор. керна	Интервала возможн. осложнений		Конструкция скважины			Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Циркуляционная насосная установка	Частота вращения	Продолжительность	Высота насосов, м/с	Параметры прироста прочности	Примечание
	Система	Слои						323,9мм	244,5мм	16,8.3мм								
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
100	Чет.	Чет.						70 м		393,7 мм ЦВ	-	3	60	70				
200		Неог.																Неогеновая
300	Палеогеновая	Неогеновая																
400		Неогеновая																Неогеновая
500	Меловая	Неогеновая																
600		Неогеновая																Неогеновая
700	Меловая	Неогеновая																
800		Неогеновая																Неогеновая
900	Меловая	Неогеновая																
1000		Неогеновая																Неогеновая
1100	Меловая	Неогеновая																
1200		Неогеновая																Неогеновая
1300	Меловая	Неогеновая																
1400		Неогеновая																Неогеновая
1500	Меловая	Неогеновая																
1600		Неогеновая																Неогеновая
1700	Меловая	Неогеновая																
1800		Неогеновая																Неогеновая
1900	Меловая	Неогеновая																
2000		Неогеновая																Неогеновая
2100	Меловая	Неогеновая																
2200		Неогеновая																Неогеновая
2300	Меловая	Неогеновая																
2400		Неогеновая																Неогеновая
2500	Меловая	Неогеновая																
2600		Неогеновая																Неогеновая
2600	Юрская	Юрская						2590 м										